

【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】 平成28年6月28日

【事業年度】 第72期
(自 平成27年1月1日 至 平成27年12月31日)

【会 社 名】 エンデサ
(ENDESA, S. A.)

【代表者の役職氏名】 ウォルター・グリリ(管理統括責任者)
(Walter Grilli, 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

【電話番号】 (03)6250 - 6200

【事務連絡者氏名】 弁護士 大 場 悠 樹
弁護士 末 岡 佑 真
弁護士 福 王 広 貴

【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

【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、株式会社三菱東京UFJ銀行の公表する2016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＝127.87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、株式会社三菱東京UFJ銀行の公表する2016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＝112.35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 1 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。)。2011年、2012年および2014年において、CEAは、会社のウェブサイト、発表の方法、内容および広告または株主の代表権およびコーポレート・ガバナンス等の点を改善し、その詳細を定めるために、改正された(2011年8月1日付の法律第25号、2012年3月16日付の2012年国王布告法第9号および2014年12月3日付の2014年法律第31号)。CEAおよびその適用を要約すると以下のとおりである。

(イ) 設 立

CEAの要求する有限責任株式会社の設立時に全額払込まなければならない最低資本金は60,101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、以下その頭文字を取って「BORME」という。)に登録する。登記が終了してはじめて、有限責任株式会社は法的主体としての地位を取得する。会社の設立公正証書(有限責任株式会社の定款を含む。)には、発起人が適当と認める合意や誓約を記載することができる。ただし、有限責任株式会社に適用される法律または基本原則に反してはならない。

(ロ) 株 式

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

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

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

(ハ) 株式の譲渡

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

(二) 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、限られた場合を除いて、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禁止している。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5%を超えてはならない。

(ホ) 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。最低年次配当金および通常配当金は累積される。

(ヘ) 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。

(ト) 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。

(チ) 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および会社のウェブサイトで公表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5%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。特に、本法に従って、情報システム手段によって出席を予定している者による策定を意図された介入および議案は、総会招集時に先立って当社に送付されるよう、取締役によって決定されるものとする。総会中の開示請求権を行使する株主への対応は、総会后7日間、書面によって行われる。

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

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

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

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。

(リ) 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す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議長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、株主総会規約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、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。

(ヌ) 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。

(ル) 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。

(ヲ) 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。

(ワ) 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、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、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、以下その頭文字をとって「CNMV」という。)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。

(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

2015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) Proprietary External Directors(株主取締役)

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) 独立外部取締役

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

- d) その他の外部取締役

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

(二) 利益分配請求権および残余財産分配請求権

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

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

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

(ホ) 法定準備金

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

(ヘ) 株主総会

当社の年次株主総会は、各事業年度はじめての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公報および会社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

総会の開催の5日前までに適切なブックエントリーに登録された株式を所有している株主および出席カードを所有する株主が、株主総会に出席することができる。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関わらず解釈される。

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。

株主自ら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、株主自らまたはその代理人が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) 規制および譲渡

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

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

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

(リ) 特定の取引および決議の政府への届出義務

国王布告法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・エネルギー・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・エネルギー・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CNMC)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・エネルギー・観光省が、エネルギー供給の安全性に真性かつ深刻な脅威があると考えられる場合、特定の条件および義務を制定する可能性がある。
- ・ 単体または全体として、所有権についての重大な変更を招く可能性がある修正。

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

(ヌ) 報告義務

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

- ・ 取得については、取得の結果としてかかる者または団体が(x)当社の議決権合計の3%以上の境界を所有することとなった場合。通知義務も、5%の境界ならびにその倍数(55%、65%、85%、95%および100%を除く)、または(y)取得者もしくはかかる取得者を代理して行為する者がタックス・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。「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。

(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が開かれているが、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、経済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、5%の源泉徴収の還付を得ることができる。

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。関連する諸要因をすべて考慮した後、個人に適用される税率の範囲は0%から81.6%である。

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21%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・カウンセルであるボルハ・アチャ・ベスガ氏より、下記の趣旨の2016年6月28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權されており、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】

2015年および2014年12月31日に終了した2年間の各年の連結損益計算書データならびに以下に示す2015年および2014年12月31日時点の連結貸借対照表データは、本有価証券報告書中別所に表される当社の監査済連結財務書類およびその注記から得ており、すべてそれらへの参照に限定されている。2015年および2014年12月31日に終了する各年度末時点の当社の監査済連結財務書類は国際財務報告基準(以下「IFRS」という。)に基づいて作成されているが、当該会計基準はスペインGAAPとは一部重要な点で相違がある。

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日に終了した年度

	2011年		2012年		2013年 修正後		2014年		2015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	30,827	3,941,848	32,284	4,128,155	21,515	2,751,123	21,512	2,750,739	20,299	2,595,633
営業総利益	4,653	594,979	4,418	564,930	3,216	411,230	3,090	395,118	3,039	388,597
税引前利益	4,180	534,497	3,824	488,975	1,572	201,012	1,239	158,431	1,391	177,867
継続事業の 年度税引後 利益	-	-	-	-	1,176	150,375	943	120,581	1,090	139,378
非継続事業 の年度税引 後利益	-	-	-	-	1,767	225,946	3,045	389,364	-	-
親会社の年 度利益	2,212	282,848	2,034	260,088	1,879	240,268	3,337	426,702	1,086	138,867
株主へ分配 された 配当金	642	82,093	-	-	1,588	203,058	15,410(1)	1,970,477	1,086	138,867
発行済普通 株式数の 加重平均 (千株)	1,058,752		1,058,752		1,058,752		1,058,752		1,058,752	

(1) この数値には、ラテンアメリカ事業の売却に関連して、準備金から支払われた臨時配当の8,253百万ユーロが含まれる。「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記14.1.9を参照のこと。

12月31日時点

	2011年		2012年		2013年 修正後		2014年		2015年	
	IFRS		IFRS		IFRS		IFRS		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	32,904	4,207,434	34,106	4,361,134	31,591	4,039,541	21,104	2,698,568	20,815	2,661,614
総資産	58,721	7,508,654	58,778	7,515,943	55,957	7,155,222	30,696	3,925,098	29,245	3,739,558
非流動有利 子ローンお よび借入金	12,791	1,635,585	9,886	1,264,123	7,437	950,969	6,083	777,833	4,680	598,432
非支配持分 合計	5,388	688,964	5,716	730,905	6,241	798,037	(1)	(128)	3	384
親会社持分	19,291	2,466,740	20,653	2,640,899	20,521	2,624,020	8,576	1,096,613	9,036	1,155,433

表示された期間におけるエンデサ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。

2011年、2012年、2013年、2014年および2015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。

スペイン会
計基準

12月31日に終了した年度

損益計算書 データ	2011年		2012年		2013年		2014年		2015年	
	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
収益	1,064	136,054	1,245	159,198	2,561	327,475	8,443	1,079,606	1,660	212,264
営業総利益	790	101,017	780	99,739	2,196	280,803	7,809	998,537	1,219	155,874
税引前利益	485	62,017	393	50,253	1,896	242,442	11,523	1,473,446	1,037	132,601
純利益	570	72,886	553	70,712	1,935	247,428	11,589	1,481,885	1,135	145,132
株主へ分配 された 配当金	642	82,093	-	-	1,588	203,058	15,410 (1)	1,970,477	1,086	138,867
発行済普通 株式数 の加重平均 (千株)	1,058,752		1,058,752		1,058,752		1,058,752		1,058,752	

(1) この数値には、ラテンアメリカ事業の売却に関連して、準備金から支払われた臨時配当の8,253百万ユーロが含まれる。「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記14.1.9を参照のこと。

スペイン会
計基準

12月31日時点

貸借対照表 データ	2011年		2012年		2013年		2014年		2015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	4	511	4	511	4	511	4	511	3	384
総資産	23,152	2,960,446	24,179	3,091,769	21,796	2,787,055	15,514	1,983,775	15,423	1,972,139
非流動有利 子ローンお よび借入金	7,782	995,084	12,059	1,541,984	7,512	960,559	6,358	812,997	5,929	758,141
持分	10,800	1,380,996	10,724	1,371,278	11,074	1,416,032	7,635	976,287	7,957	1,017,462

2 【沿 革】

スペイン、ポルトガルおよびその他の国家

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

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

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

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

2001年9月、ENEL, S.p.A.(以下「ENEL」という。)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2,079メガワット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1,068メガワットの設備容量をもつ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」という。)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)(現在はENEL Green Power España, S.L.(以下「EGP España」という。))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.(以下「EDE」という。)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.(現在の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.(以下「EEE」という。現在はENEL Iberoamérica, S.L.U.(以下「EI」という。))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EEE(現EI)との間で締結した。かかる売却は2011年7月に完了した。

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

2015年11月1日、エンデサS.A.は、後続くENDESA Energía, S.A.U.およびENDESA Energía XXI, 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と契約を締結した。

ラテンアメリカ

会社統合過程とともに、1999年におけるもう1つの画期的な出来事は、エンデサのチリのEnergisグループの買収であり、これによって連結資産および営業収益の観点でラテンアメリカにおける最大の民間電力グループの1つとなった。

2014年10月23日まで、ラテンアメリカにおける電力事業は、エンデサがその60.62%の持分を直接的および間接的に有していたEnergis, S.A.(現Energis Americas, S.A.)(以下「Energis Americas」という。)の子会社を通して行われていた。Energis Americasは、その主要な子会社および関連会社を通して、チリ、アルゼンチン、ブラジル、コロンビアおよびペルーにおいて、主に電力の発電、送電および配電に従事している電力事業者である。

2014年7月30日、エンデサS.A.の取締役会は、EI(旧EEE)を通じてENELから受領した提案を承認した。この提案は、EIが、Energis Americasの株式40.32%を保有するENEL Latinoamérica, S.A.U.(旧ENDESA Latinoamérica, S.A.U.)の株式を取得するとともに、エンデサS.A.が直接保有するEnergis Americasの株式20.3%を取得し、エンデサS.A.がEIから当該売買取引の結果受領する金額以上の臨時配当を現金で支払うことを検討するものであった。

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。

また、2014年10月21日に開催されたエンデサS.A.の臨時株主総会で株主は、準備金から1株当たり合計7.795ユーロ、総額8,253百万ユーロの臨時配当を支払うことに同意した。この金額はラテンアメリカ事業の売却から得た金額と同額であり、2014年10月29日に支払われた(「第5 提出会社の状況 2 配当方針」を参照のこと。)

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(旧EEE)を通じ、エンデサS.A.の発行済株式の92.063%を保有していた。

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

2014年11月25日以降、この公募(P0)の結果、ENELグループのエンデサS.A.株式資本におけるEIを通じたの持分は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。)、ENEL Iberoamérica, S.L.U.を通じてENELグループにより保有されるエンデサ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70.101%まで落ちた。かかる日付において、エンデサ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 1 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

エンデサ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。

エンデサ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する。

エンデサS.A.の事業目的は、主にスペイン事業分類インデックス(「CNAE」)のセクションE、大分類40、細分類40.10に分類されている。

エンデサは、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付加価値のある商品およびサービス(VAPSまたはスペイン語では「PSVAs」)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、それぞれに電力および(一定の場合には)ガス活動が含まれる。

エンデサS.A.の子会社により遂行される事業分野を考慮すると、取引は高度に循環的または季節的ではない。

主な市場

エンデサは、主にスペインおよびポルトガルで発電、配電および電力の販売をしており、また、相対的には小規模であるが、その他のヨーロッパ市場で、特にドイツ、フランス、ベルギーおよびオランダで、スペインおよびポルトガルのプラットフォームから電力およびガスを供給している。

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(「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。本土外の領域においては、その地理的な特質に対処する特定の報酬規制の対象となるが、発電は規制緩和されている事業である。

電力、ガスならびに付加価値サービスおよび製品(VAPSまたはスペイン語で「PSVAs」)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付加価値サービスおよび製品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。

発電および供給事業の一体的管理：エンデサの発電および供給事業は、これらの事業を別々に管理する場合よりもエンデサの状況を最適化するべく、一体的な方法で管理されている。

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。

c) スペイン市場の再生可能エネルギー

エンデサは再生可能エネルギー分野にEGP Españaを通じて参加しており、この会社は、エンデサが株式資本40%を保有し、残りの60%を、ENELに支配されている会社であるEGPが所有している。

組織構造

エンデサおよびその子会社はEIがスペインのトップであるENELグループに含まれている。

2015年12月31日時点においてENELグループはENEL Iberoamérica, S.L.U.を通じてエンデサS.A.株式資本の70.101%を保有していた。

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的を遂行している。

以前の電気分野に関する1997年11月27日付1997年法律第54号を修正する2013年12月26日付2013年電気分野法第24号を遵守するべく、エンデサS.A.は、その各種電力事業を分離するため企業再編を実施した。それ以降、エンデサS.A.の事業は主に、「第6 経理の状況」に含まれる本財務書類に詳述される投資を構成するその事業グループに対する管理およびサービスに焦点を当てている。

本有価証券報告書の発行を承認された日において、その機能としてグループ戦略の実施を含むエンデサの経営管理委員会の構成は以下のとおりであった。

役 職	構 成 員
最高経営責任者	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス
監査担当ジェネラル・マネージャー	ルカ・ミンツォリニ
経営、財務および管理担当ジェネラル・マネージャー	パオロ・ボンディ
コミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー	アルベルト・フェルナンデス・トーレス
サービスおよびセキュリティ担当ジェネラル・マネージャー	ホセ・ルイス・プチェ・カステレホ
人事および組織担当ジェネラル・マネージャー	アンドレア・ロ・ファソ
機関業務および規制担当ジェネラル・マネージャー	ホセ・カサス・マリン
持続可能性担当ジェネラル・マネージャー	マリア・マラゼチャヴァリア・グランデ
購入担当ジェネラル・マネージャー	パブロ・アスコイティア・ロレンテ
ICT担当ジェネラル・マネージャー	マヌエル・フェルナンド・マリン・グスマン
供給担当ジェネラル・マネージャー	ハビエル・ウリアルテ・モネレオ
発電担当ジェネラル・マネージャー	マヌエル・モラン・カセロ
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	アルバロ・ルイス・クイラルテ・アベロ
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	フランセスコ・アマデイ
原子力担当ジェネラル・マネージャー	ホアン・マリア・モレノ・メラド
法務担当ジェネラル・マネージャー	ボルハ・アチャ・ベスガ

エンデサのコーポレート・ガバナンス戦略に定められる一般原則は、透明性および株主構成のすべての部分の利益の調整とともに、同一種類の株式および同一の状況におけるすべての株主の間で平等な待遇が行われることを保証するために会社の社内規則が設けられることを確保することである。

エンデサ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：ENDESA Generación, S.A.U.、ENDESA Red, S.A.U.およびENDESA Energía, S.A.U.。

スペインおよびポルトガルにおける事業

・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監督するため、1999年9月22日に創設された。ENDESA Generación, S.A.U.は、とりわけ持分の中でも、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.(100%)およびUnión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.(100%)の持分100%、ENELグループのスペインの再生可能エネルギー事業を代表するEGPに支配されているEGP Españaの持分40%、ならびにSanta María de Garoña原子力発電所を所有する会社であるNuclenor, S.A.の持分50%を保有している。

2015年12月31日、エンデサの通常の仕組みの設備における純設備容量は21,207メガワットであり、うち16,633メガワットが本土の電力システムに対応し、残りの4,574メガワットが本土外の領域(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都市)に対応する。スペインにおいては、エンデサは2015年に73,061ギガワット時の純発電総量を有していた。

・配電：ENDESA Red, Sociedad Anónima Unipersonal

この会社は、1999年9月22日に創設され、スペインにおけるエンデサの地域配電会社の統合の集大成を表している。この会社は、とりわけ持分の中でも、規制配電事業を行っているEDE(100%)およびENDESA Ingeniería, S.L.U.(100%)の持分100%を保有している。

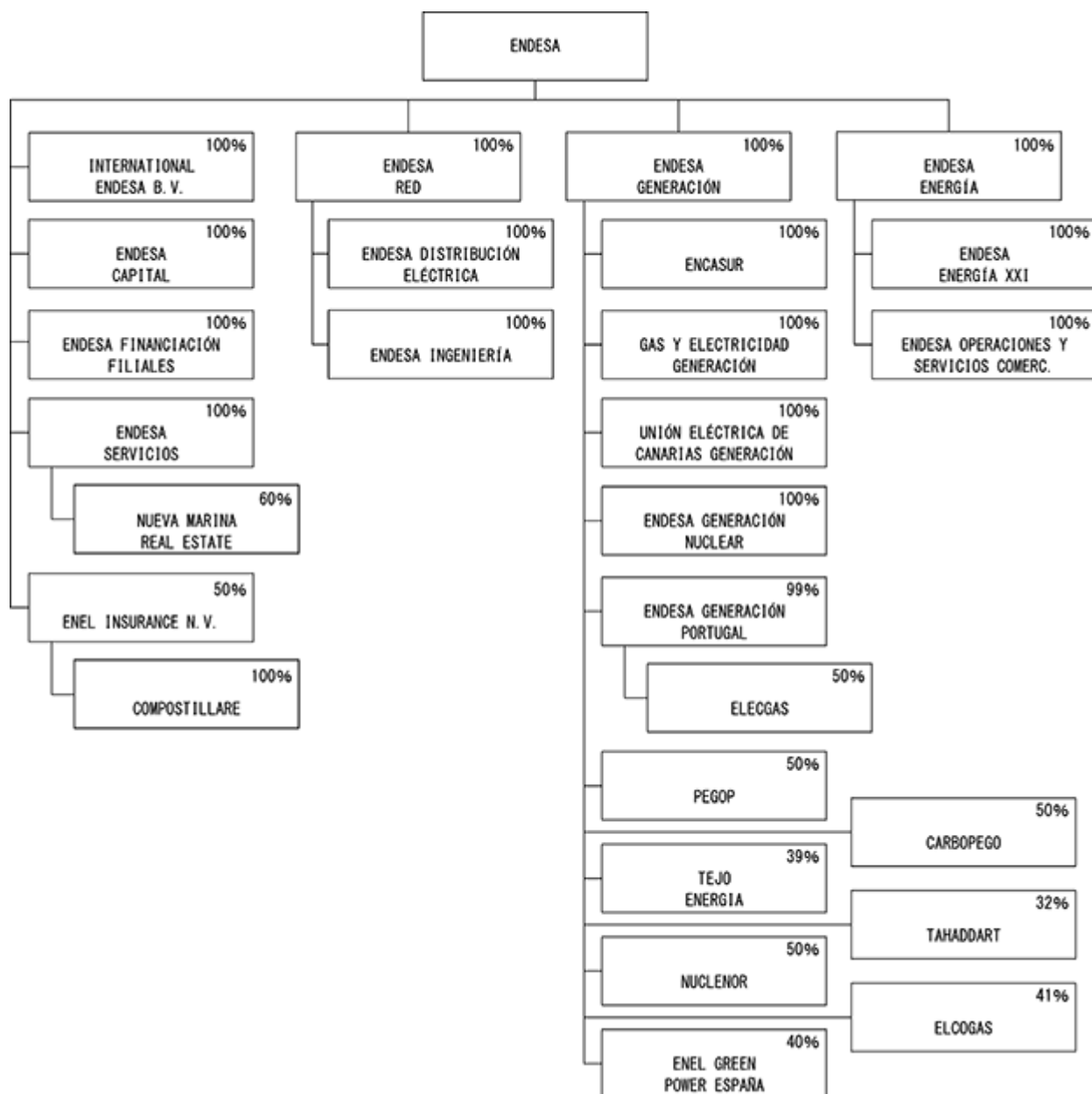
2015年12月31日、エンデサは、スペインの27の県および10の自治体(Catalonia、Andalusia、バレアレス諸島、カナリア諸島、アラゴン、Extremadura、カスティーヤ・レオン、Navarre、ValenciaおよびGalicia)に配電し、総人口が22百万人近くいる総面積184,904平方キロメートルをカバーした。さらに、同日現在、エンデサは12百万人を超える配電顧客を有し、2015年にそのネットワークは発電所のバスバーにおける測定で114,190ギガワット時の総電力を供給した。

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

ENDESA Energía, S.A.U.は、供給事業を行うため、1998年2月3日に創設され、スペインにおける電力市場の規制緩和の要請に対応している。その主な事業は、供給者を選択する権利を行使したい顧客、および規制緩和市場でサービスを始めたい顧客に対するエネルギーおよび付加価値のある商品およびサービス(「PSVA」)の供給である。また、ENDESA Energía, S.A.U.は、当社の関連供給者として運営する会社であるENDESA Energía XXI, S.L.U.の株式の100%および電力の供給に関連して商業サービスを提供するENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.の株式の100%を保有している。ENDESA Energía, S.A.U.は、ドイツ、ベルギー、フランス、オランダおよびポルトガルの規制緩和市場に対して供給を行っている。

2015年、エンデサは電力市場における11.1百万の供給地点に92,899ギガワット時を提供した。エンデサは2015年に71,587ギガワット時の総ガス量を供給し、2015年12月31日現在、従来型天然ガス市場における顧客ポートフォリオは、1.5百万の供給地点で構成されていた。

以下は、2015年12月31日現在の主要な被投資会社の状況を示すエンデサの組織図である。



「第6 経理の状況」に含まれる2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の付表 は、エンデサの子会社および共同支配事業を列挙している。

「第6 経理の状況」に含まれる2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の付表 は、エンデサの関連会社およびジョイント・ベンチャーを列挙している。

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」の付表を参照のこと。

5 【従業員の状況】

2015年12月31日現在、エンデサは総数10,000名の従業員を有し、これは前年より4.8%少ない。エンデサの2015年の労働力の平均は10,243名であった。

2015年および2014年における、エンデサの事業ライン別の最終および平均従業員数は以下のとおりである。

	労働力		
	2015年12月31日	2014年12月31日	変動率(%)
最終従業員数	10,000	10,500	(4.8)
発電および供給	5,108	5,259	(2.9)
配電	3,502	3,688	(5.0)
構造およびその他(2)	1,390	1,553	(10.5)
平均従業員数	10,243	10,760(1)	(4.8)
発電および供給	5,183	5,395	(3.9)
配電	3,595	3,714	(3.2)
構造およびその他(2)	1,465	1,651	(11.3)

(1) スペインおよびポルトガル事業。

(2) 構造およびサービス。

エンデサの労働力の性別の内訳は、2015年12月31日時点で、79%が男性であり、残りの21%が女性であった。

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2015年12月31日に終了する事業年度の連結財務書類の注記37に記載されている。

2015年および2014年における、エンデサ・グループの事業、役職および性別ごとの期末の詳細は以下のとおりである。

	最終従業員数					
	2015年12月31日			2014年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
執行役員	249	43	292	236	38	274
大卒	1,852	808	2,660	1,932	810	2,742
中間管理職および現場労働者	5,752	1,296	7,048	6,071	1,413	7,484
従業員合計	7,853	2,147	10,000	8,239	2,261	10,500

	最終従業員数					
	2015年12月31日			2014年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および供給	4,137	971	5,108	4,246	1,013	5,259
配電	3,019	483	3,502	3,193	495	3,688
構造およびその他	697	693	1,390	800	753	1,553
従業員合計	7,853	2,147	10,000	8,239	2,261	10,500

	平均従業員数					
	2015年			2014年(*)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
執行役員	265	46	311	420	67	487
大卒	1,870	804	2,674	4,899	1,912	6,811
中間管理職および現場労働者	5,903	1,355	7,258	10,576	2,299	12,875
従業員合計	8,038	2,205	10,243	15,895	4,278	20,173

(*) 継続事業に対応する。

	平均従業員数					
	2015年			2014年(*)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および供給	4,188	995	5,183	4,355	1,040	5,395
配電	3,105	490	3,595	3,216	498	3,714
構造およびその他	745	720	1,465	868	783	1,651
従業員合計	8,038	2,205	10,243	8,439	2,321	10,760

(*) 継続事業に対応する。

2014年において、かつ、売却日まで、ラテンアメリカ事業の平均従業員数は9,413名(男性7,456名、女性1,957名)であった。

2015年および2014年における共同支配事業の従業員の平均数はそれぞれ、895名および916名であった。

2015連結会計年度終了時に関して、それぞれ、従業員の平均年齢は46.1才、従業員のエンデサでの平均勤続年数は約18.6年および従業員の平均年収(賞与を含む。)は90,062ユーロであった。

従業員が当社の株式資本を共有するための契約は存在しない。

社会的対話

エンデサにおける労働条件は、一般的に当社が事業を行う分野における労働規制を改善する団体交渉協約により規制されている。エンデサは、その従業員ならびにそのすべての請負業者、供給業者および取引先の結社の自由の権利を保証する。

スペインおよびポルトガルでは、5つの団体交渉協約が2015年末時点で有効で、労働力の92.7%に当たる9,265名をカバーしている。

既存のスペインの労働法およびエンデサのスペインにおける労働規制(IV包括団体協約ならびにエンデサS.A.およびそのスペインに登録上の事務所を有する電力子会社の労働条件を確保する包括協約、自発的な休職に関する協約)に基づき、企業リストラ業務が行われる場合について遵守されるべき基準が設けられている(労働条件を確保する包括協約第3章)。また、企業リストラ業務は、効力が発生する少なくとも30日前に従業員の代表に対して明らかにされるべきとも定められている。

2015年の団体交渉に関する最も重要な活動は以下のとおりである。

- ・ IV包括団体協約の一環としてのボーナスおよび地理的移動性に関する交渉ならびに合意
- ・ 異なる会社間での労働者の配置転換に関する交渉および合意
- ・ 配分統制センターの再編成に関する交渉および合意
- ・ 様々な会社の商号変更の情報
- ・ IV包括団体協約から当初は除外される者にIV包括団体協約に含まれる行動規範および懲戒手順を適用する合意

スペインは、1919年の創設以来、国際労働機関(ILO)の加盟国である。スペインにおけるエンデサの労働協約および合意は、スペインが批准する既存の国際労働機関条約に適応している。

第3 【事業の状況】

1 【業績等の概要】

(1) 会社の歴史および発展

当社は、スペイン王国法に基づき設立された有限責任株式会社(スペイン語でソシエダ・アノニマ)である。当社の普通株式は、マドリッド、バルセロナ、ビルバオおよびバレンシアの証券取引所において取引されている。当社は、1944年11月18日にスペイン法に基づき「Empresa Nacional de Electricidad, S.A.」として設立され、1997年6月25日の株主総会決議によって会社名をエンデサ S.A.に変更した。当社の本店はスペイン王国マドリッド市28042 リベラ・デル・ロイラ60に所在し、当社の電話番号は(+34) 91.213.10.00である。

エンデサS.A.の企業目的は、そのすべての産業および商業地域における電力事業において活動を遂行することである。すなわち、あらゆる種類の一次エネルギー資源の開発、(特に電気通信、水およびガスの分野における)産業サービスの提供、グループの目的を構成する事業活動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。グループは、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事業活動を遂行することができる。

エンデサ・グループは、主としてスペイン、ポルトガル、アンドラおよびモロッコにおいて、直接または出資先企業を通じて、電力の発電、配電または販売に関する活動を遂行している。さらに、スペインおよびポルトガルの天然ガスの自由化市場における重要な存在感を有している。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付加価値のある商品およびサービス(VAPS)を供給している。

自己の事業活動を遂行するにあたり、グループの組織は、その中核事業(電力およびガスの生産、配給およびマーケティングならびに関連商品およびサービスの提供から構成される。)を優先することを基礎として構築される。

(2) 事業の概観

「第2 企業の概況 3 事業の内容 エンデサのラテンアメリカ事業の売却」の記載に基づき、以下のパラグラフには、スペインおよびポルトガル事業は継続事業に関連しており、ラテンアメリカ事業は非継続事業に関連している(2014年)ことを前提とした2015年の事業動向および業績に関する情報が含まれる。

2015年12月31日において、当社は、本土発電38.8%(通常の方法による発電)、配電43.5%および最終顧客向け販売35.7%(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。当社の中核的事业は、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。

2015年12月31日において、当社は22,164メガワット(2014年は22,677メガワットで2.3%減)の総設備容量を有し、2015年に当社は73,061ギガワット時(2014年は69,681ギガワット時で4.9%増)を発電、92,899ギガワット時(2014年は93,928ギガワット時で1.1%減)を販売し、約11.1百万人の顧客に電力を供給している。同日現在、当社は10,000人の従業員を有し、当社の総資産は約293億ユーロであった。

2015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、114,190ギガワット時(2014年は110,945ギガワット時)であり、配電網は317,675キロメートル(2014年は314,528キロメートル)にわたり、顧客基盤は約12.3百万人(2014年は11.9百万人)であった。

ポルトガルにおいて、エンデサは、Tejo Energialに対して有する43.8%(2015年は38.9%)の持分を通じて、発電事業を行っている。同時に、ENDESA Generación Portugal, S.A.は、現在855メガワット(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energy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。

主要な事業ラインによる純売上高

エンデサが事業を営む各主要地域ごとの外部顧客からの売上高の詳細は、以下のとおりである。

	2015年	2014年
	(単位：百万ユーロ)	
スペイン	17,569	18,419
ポルトガル	865	770
フランス	288	250
ドイツ	162	164
英国	51	447
オランダ	44	196
その他	302	227
合 計	19,281	20,473

資本支出

2015年においては、以下のとおり、エンデサによる総投資は合計1,084百万ユーロ(2014年は1,155百万ユーロ)であり、そのうち1,025百万ユーロは資本支出ならびに無形資産および投資資産への投資に、残りの59百万ユーロは金融投資に関連している。

総投資			
百万ユーロ			変動率(%)
	2015年	2014年(*)	
発電および供給	328	307	6.8
配電	585	619	(5.5)
その他	2	2	-
資本支出合計	915	928	(1.4)
発電および供給	47	39	20.5
配電	37	27	37.0
その他	26	33	(21.2)
無形資産合計	110	99	11.1
金融投資	59	128	(53.9)
投資合計	1,084	1,155	(6.1)

(*) 継続事業

2015年の発電への総投資は、耐用年数の延長につながったヨーロッパの環境法規制に適応するための Litoral発電所への59百万ユーロの投資を含め、2014年12月31日時点で既に稼働していた発電所に大きく関連するものであった。

配電への総投資は、配電網の延長ならびにサービスの効率性および質をより高めるための配電網の最適化を意図した支出に関するものであった。また、遠隔操作のスマートメーターおよびその管理システムの広範な設置に対する投資も含まれていた。

供給への総投資は、主に付加価値のある商品およびサービスに関する活動の展開に関連している。

2015年の金融投資は、主にNuclenor, S.A.への24百万ユーロ(2014年は34百万ユーロ)の資金の拠出に対応している。2014年は、主に株主により保証されている銀行借入を当社が支払うことを可能とするために Elcogas, S.A.に51百万ユーロの金額で付与された資金調達を含んでいた。

2015年11月1日、エンデサS.A.は、スペインにおける天然ガス供給事業の住宅セグメントを取得するため、Galp Energía España, S.A.およびPetrogal Sucursal en Españaと契約を締結した。その影響額は35百万ユーロに達した。

2014年中、売却日までの当社のラテンアメリカ事業への総投資は、1,088百万ユーロに達し、このうち957百万ユーロは有形資産、無形資産および投資資産への資本支出に関連し、131百万ユーロは金融投資に関連している。

有形資産、投資資産および無形資産への資本支出に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2015年12月31日に終了する事業年度の連結財務書類の注記6、7および8に含まれている。

有形固定資産

2015年および2014年における有形固定資産への投資の詳細は以下のとおりである。

	百万ユーロ	
	2015年	
発電および供給		328
配電		585
その他		2
合 計		915

	百万ユーロ			
	2014年			
	発 電	配電および送電	そ の 他	合 計
スペインおよびポルトガル	307	619	2	928
ラテンアメリカ ⁽¹⁾	317	202	-	519
合 計	624	821	2	1,447

(1) 2014年のラテンアメリカにおける投資は、売却された会社(「第6 経理の状況」記載の連結財務書類の注記5を参照のこと。)が、連結計算書の財務状況における「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業」に振り替えられた2014年7月31日までで構成されている。2014年7月31日からラテンアメリカ事業の売却までに行われた投資は240百万ユーロに達した。

2015年および2014年の12月31日現在の有形固定資産には、それぞれファイナンスリースにより保有する資産の帳簿価格を反映し、493百万ユーロおよび518百万ユーロが含まれる。

売 却

以下は、2015年の当社の主な売却についての記載である。

Chira-Soria水力発電所

2015年1月23日、Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.が保有するGran Canaria所在のChira-Soria水力発電所の資産をRed Eléctrica de España, S.A.U.へ11百万ユーロの価格で譲渡する契約が締結され、総キャピタル・ゲインは7百万ユーロであった。

Compañía Transportista de Gas Canarias

加えて、2015年2月3日、エンデサは、Enagás Transporte, S.A.U.との間で、Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.の全株式の売却を正式なものとした。株式の価格および参加型ローン(未払利息を含む。)を含む、取引の総額は7百万ユーロであり、3百万ユーロの総キャピタル・ゲインをもたらした。

Ayesa Advanced Technologies

2015年7月1日、エンデサは、Ayesa Advanced Technologies, S.A.の株式資本の持分22%を売却した。当該売却は、6百万ユーロの価格で実施され、1百万ユーロ未満の総キャピタル・ゲインを生み出した。

Gasificadora Regional Canaria

2015年8月5日、エンデサは、Gasificadora Regional Canaria, S.A.におけるすべての持分を6百万ユーロで売却した。当該売却は、当社に利益または損失をもたらさなかった。

以下は、2014年の当社の主な売却についての記載である。

ラテンアメリカ事業

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、エンデサS.A.はEIに対し、以下の持分を売却した。

- ENEL Latinoamérica, S.A.U.の株式100%に相当する796,683,058株
- Enersis Americasの株式20.3%に相当する9,967,630,058株

当該取引は2014年の連結損益計算書に1,764百万ユーロのプラスの影響を及ぼし、「非継続事業の税引後利益」において認識された。

上記の売却実施の結果、2014年10月23日、「第6 経理の状況」に含まれる2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の付表 に列挙されているラテンアメリカ事業の一部を構成していたすべての会社は会計上の連結から除外された。

環境問題

持続可能性に関する方針

2015年12月21日、エンデサS.A.の取締役会は、持続可能な発展に対する当社の誓約を定めて、これをエンデサの行動原則を構成する当社の使命、目標および価値において明確にすることを目的として、持続可能性に関する方針を承認した。

エンデサは、電力を主要な事業とするエネルギー会社であり、ガス産業においてもその存在感を高め、その他関連するサービスの提供も行っている。当社の目的は、すべてのステークホルダーと共有する価値を創造する観点から、株主に対し利益を還元し、倫理および法令遵守の文化を構築し、従業員の専門的能力の開発を促し、当社が事業を行う社会環境の発展を援助し、かつ当社の事業に必要な天然資源を持続可能な方法で使用すると共に、顧客に責任をもって効率的に高質なサービスを提供することである。

エンデサの経済的、社会的および環境上の責任を、持続可能な形で、バランスよく果たすことは、当社の主導的な立場を維持し、将来これを強めていくために、必要不可欠なことである。

この点において、将来に向けた新しい誓約は、この分野におけるエンデサの行動の基礎およびガイドラインを構成し、これらを遵守することは当社の経営陣によって支えられ、従業員、契約者および供給者にとっても重要であり、第三者に評価されるものである。

- ； これらの誓約は日々の業務に完全に統合され、継続的な持続可能性計画に含まれる目標、プログラムおよび活動の明確化によって定期的に見直され改善される。
- ； エンデサは、徹底的にこれらの誓約の達成度を測ることのできる監視および評価メカニズムを有している。
- ； 当社は、ステークホルダーの期待を体系的に当社の戦略と一致させる形で組み込むことを目的として、ステークホルダーとの定期的かつ流動的な対話に焦点を置いている。
- ； エンデサは持続可能な発展に対する当社の誓約の強さおよび堅実性を様々なステークホルダーグループに伝達する主要な伝達手段として、責任ある対話の取組みを行っている。

将来に向けたエンデサの新しい誓約は以下のとおりである。

- ； 顧客：デジタル品質、商業上の優位性および効率的なエネルギー消費に関する誓約
- ； 株主および投資家：価値および利益の創出に関する誓約
- ； 人事：エンデサで働く人々の人的かつ職業上の発展、多様性およびワークライフバランス、ならびに労働衛生および安全性に関する誓約
- ； 行動：良きガバナンス、透明性および倫理的な言動に関する誓約
- ； 環境：環境負荷の削減および環境保護に関する誓約
- ； 革新：技術およびサービスの分野における革新に関する誓約
- ； 社会：当社が事業を行うコミュニティの社会経済的な発展に関する誓約
- ； 機関：持続可能な発展を促す官民パートナーシップの発展に関する誓約
- ； 労働力：当社で働く人々が積極的に持続可能性に関与することに関する誓約

環境保護

エンデサの環境に関する方針

持続可能な開発は、エンデサの戦略上の主要な柱の一つであり、環境保護は最も重要な当社の責任の一つである。この取組みによってエンデサは他の会社と明白に区別され、当社の企業価値に明確に示される基本的な倫理原則を構成している。

この取組みを通じて、エンデサは、気候変動および適切な廃棄物管理に関連する問題に対処し、大気放出物質、流出および土壌汚染その他潜在的な悪影響を抑制することで、企業活動の環境への悪影響を極小化することを約束する。

さらに、環境管理は天然資源の消費の極小化ならびにENEL Energy Europe, S.L.U.およびその子会社が事業を行う地域の生物多様性の保護を目指している。

環境リスクの評価は企業の活動に固有のものであり、第三者機関から得る環境認証は、企業の戦略と完全に一致している企業の環境管理の優位性を保証する手助けとなっている。

環境優位に基づき以下の基本原則を旨とする企業文化を育むことを当初の目的とし、エンデサは1998年から環境に関する方針を定めている。

- ・ 計画および意思決定の過程で文書化された環境基準を用いて、企業戦略における持続可能な発展のコンセプトと環境管理を統合すること。
- ・ 継続的に改善プログラムを適用し、環境に関する目標を確立することによって、エンデサの発電所および活動がより環境に優しいものになるよう、資源を合理的に利用し、環境に対する影響、廃棄物、排出量、廃水およびその他の環境汚染効果を軽減すること。
- ・ すべての事業所において、法令遵守ならびに発電所の環境性能および安全性に関する定期的な評価報告を永続的に監督し、得られた結果について報告すること。
- ・ 動植物およびその生息地を保護するため指定された手法を採用することによって、施設の自然環境を保護すること。
- ・ クリーンで、最も効率的かつ経済的に実行可能な技術を施設に適用し、再生可能エネルギーの技術的な研究開発を促進すること。
- ・ 社内外における訓練プログラムならびに当社が事業を営むすべての地域における公共部門の機関、組織および市民団体とのコラボレーションによって、環境保護問題に対する意識および感度を高めること。
- ・ 建設者および供給者に、これらの同じ原則に基づいた環境に関する方針の実施を推奨すること。
- ・ 顧客との間および社会全体にわたって、省エネルギーおよび合理的かつバランスの取れたエネルギー資源の利用を推進すること。

エンデサは環境管理計画およびシステムによってこれらの目標の達成を手助けしようとしている。

すべての環境活動において透明性の原則に従い、毎年ENELグループは環境指数およびそれに対応するエンデサの活動の詳細な報告を記載した環境報告書を公表している。当該報告書はエンデサが営む各事業にとって重要と考えられる環境問題を表す指数を明らかにしている。

環境に係る投資および支出

2015年および2014年のエンデサの環境に係る投資および支出は以下のとおりである。

年間環境関連投資合計			
百万ユーロ			増加率(減少率)(%)
	2015年	2014年	
スペインおよびポルトガル事業	84	60	40.0
ラテンアメリカ事業 ⁽¹⁾	-	53	-
合 計	84	113	(25.7)

(1) ラテンアメリカ事業の売却以前のラテンアメリカ事業に関する2014年の財務情報に基づいている。

年間累積環境関連投資合計			
百万ユーロ			増加率(減少率)(%)
	2015年	2014年	
スペインおよびポルトガル事業	1,441	1,369	5.3
合 計	1,441	1,369	5.3

年間環境関連支出			
百万ユーロ			増加率(減少率)(%)
	2015年	2014年	
スペインおよびポルトガル事業	99	116	(14.7)
ラテンアメリカ事業 ⁽¹⁾	-	2	-
合 計 ⁽²⁾	99	118	(16.1)

(1) ラテンアメリカ事業の売却以前のラテンアメリカ事業に関する2014年の財務情報に基づいている。

(2) 環境関連支出の総額のうち、41百万ユーロ(2015年)および50百万ユーロ(2014年)は投資の減価償却費および償却費に相当する。

エンデサの環境管理システム

エンデサの環境管理システムはそのすべての事業によって広い範囲で実施されている。

事業活動は環境管理システムおよびそれらが実施されている指数による環境レベルで監視されている。指数は設備の環境効果(大気放出、水の消費量、廃水の汚染物質、廃棄物など)を含み、事業運営に関連する環境問題に関するすべての既存の法的義務を遵守できているかの確認を可能にし、さらにエンデサが定めた戦略上の主題および目的に対する達成度合いを評価するためエンデサが定めた方針との連携を可能にする。

先進的な環境管理

2015年、エンデサは環境管理の分野のうち、認証、総合的な環境許可の条件および環境に対する影響の研究の双方において更なる進歩を遂げた。異なる分野から提出される情報の収集過程および質を改善する対策も実施された。

特に、2015年12月31日時点で、設備容量、採掘活動を行う鉱山および港湾ならびに当社全体の配電事業の100%がISO14001の認証を受けている。オフィスビルに関して、エンデサは18のオフィスにおいてエネルギー効率マネジメントシステム(ISO50001)および環境管理システム(ISO14001)の認証を受け、また、6のビルにおいて室内空気環境品質の認証(UNE171330-3)を受けている。

認証を受けた環境管理システムは、国際標準化機構(ISO)および/またはスペイン基準(スペイン語の頭文字を取って、以下「UNE」という。)への追加的な参照ならびに包括的なマネジメントに関して、これらのシステムが提供するシナジーを完全なものとして利用するために、事業および設備の種類に応じて統合されたものであり、すべての管理システムの基礎である。この点について、火力発電所に関するEMAS(Eco-Management and Audit Scheme)ルール、石炭火力発電所および研究所に関する品質システム、エネルギー効率マネジメントシステム(ISO 50001)ならびにオフィスビルに関する室内空気環境品質の認証(UNE 171330-3)は指摘に値する。

総合的な水管理

エンデサは、水を気候変動により影響を受ける重要な資源と認識しており、総合的な水管理はその主要な関心事のひとつである。エンデサが実施している主要なプログラムは、鳥類に避難場所を提供する生態学上の潜在能力、侵入生物をコントロールし規制河川の枯渇した部分の存在を保護する可能性を精査しながら、効率的な消費、流出量および廃水のコントロールによる水の品質、ならびに貯水管理に重点的に取り組んでいる。

エンデサは、主に廃水処理施設を通じて、水システムの流出量をコントロールし削減し、水の質を向上させるのに適切な一連の手続を有しており、どの施設が水ストレスのある地域に所在しているか定期的に分析を行っている。

環境リスクおよび責任のマネジメント

—スペインの環境責任法に付随する法的枠組みが完全に整っておらず、関連する期間を定める省令も欠けているが - スペインの環境責任法の要件を遵守するため、エンデサは環境リスク分析を通じて、同法で要求される50メガワット超の火力発電容量を有する複合火力発電(CCGT)発電所の義務的な財政保証の確立を目的としたMIRATプロジェクトを展開している。その後、未施行の法令で定められた期間に従って、これらの発電所に対する義務的な財政保証は、環境リスク分析の結果を見た後で定められることになった。

環境保護の責任の結果として、エンデサは環境負荷をなくす義務を負っていると感じている。これによって各設備がそれぞれの環境負荷を確認し、各設備の排出、処分または再利用を反映している環境管理プログラムの枠組みの中でこれに対処する。

排出量の管理および規制

大気放出物質

エンデサは、特質および放出量を確認するため、大気放出物質のすべてを入念に監視している。当社は大気放出物質を抑制する技術を展開させ、結果として生じる影響をなくす対策を講じ、法的に定められたパラメーターを遵守している。

2015年は、大規模燃焼設備に関する国家排出量削減計画2008年-2015年(「PNRE」)の対象の設備について年間の最高限度が定められている最後の年だった。この計画で承認された誓約の一部として、当社は設備において大気放出物質を削減する主要なプロジェクトを実行した。これにより当社は国家排出量削減計画(「PNRE」)を実施する大規模燃焼設備において、二酸化硫黄(SO_2)の排出量を2008年時の低レベルに抑えることができ、窒素酸化物(NOx)の排出量を42%、粒子を51%削減することができた。国家排出量削減計画(「PNRE」)の対象である同様の設備について基準年である2006年と比べると、累積削減量は、二酸化硫黄(SO_2)の排出量について87%、窒素酸化物(NOx)の排出量について62%、粒子の排出量について83%であった。

産業排出物に関するEU指令2010/75/EUのスペイン法への移行に際して、2014年6月11日法律2013年第5号および2013年10月18日付国王布告2013年第815号によって、汚染排出物の分野に関して新しいより厳格な環境規制を導入している。

すべての本土の石炭火力ユニットは、2016年から2020年半ばにかけて排出量の段階的な削減を達成するため、年間排出量の上限が定められ、暫定的な国家計画に含まれている。当該計画に含まれるエンデサの設備に関してこの段階的な削減の上限は、二酸化硫黄(SO_2)および窒素酸化物(NOx)について50%超、粒子の排出量について約40%の削減を意味する。

EU指令2010/75/EUの影響を受ける設備は、「小規模遠隔システム」メカニズムに含まれており、必要な投資を行う時間を考慮して、削減目標の遵守期限は2020年に延期されている。

暫定的な国家計画の排出量上限および/または2020年から設備に適用される最も厳格な目標を遵守するため、発電の分野において大気放出物質を大幅に削減する主要な投資を受ける必要がある。

廃棄物

エンデサは廃棄物の管理および削減システムを有しており、改善を行いそれらを実行する方法を確認するため、継続的に見直される。廃棄物削減の手法は、油の再利用、PCB(ポリ塩化フェノール)で汚染された変圧器の除去、段階的なアスベストを含む成分の除去、不活性廃棄物の回収、洗浄液の再利用に注力している。

エンデサが回収した廃棄物の大部分は外部設備にあり、非有害廃棄物の90.3%および有害廃棄物の39.9%が回収された。

石炭火力発電所から出る灰は、廃棄物の一部となりそうであるが、コンクリート生産の添加物として使用されたUNE-EN基準450 1/2の認証を受けている。このように、その品質は保証され、その残存価値は最大化されている。さらに、EuroGypsumの品質基準は、Litoral(Almería)火力発電所の脱硫ユニットからの石膏に適用されており、その純度および品質の双方を保証し、市場での価値を上昇させている。

生物多様性の保護

2015年末、生物多様性保護計画に基づき、21個の活動が進行中で、このうち13個は前年以前に開始したものであり(このうち3個は2015年に終了し、10個は未だ進行中である)、8個の新しい活動が2015年に開始した。これらの活動が行われている分野の内訳を見ると、38%が当社の設備に影響を受ける分野で実施されており、29%は研究活動で、その殆どで記事や学術論文の発表を行っている。

これらの活動はスペインおよびポルトガル全域に渡って、本土(90%)および本土外(10%)の双方の領域で、数多くのエンデサの事業において行われていた。特に、発電分野は当該計画の活動の43%を占め、配電分野は24%程度あり、残りの33%はコーポレート分野の活動であった。

生物多様性保護計画の2015年の目標は、前年以前の主な活動指標と同じものを維持していた。

- 当社の土地および設備の環境に適合させ、生物学および地理学的に適応した方法で生物多様性を促進する。
- 当社の設備において特定の種の生息地またはその生物空間を改善するため、環境要因を管理する。
- エンデサの天然の財産、そこに生息する生態系、その価値および保護の状態を認識する。
- エンデサの発電所内および周辺の自然生物を保護し、生物学的にも事業的にもエンデサの事業への大きな影響を有する侵害生物をコントロールする。

規 制

1)スペインおよびポルトガルにおける規制枠組み

一般的側面

2012年7月に政府により開始されたエネルギー改革を受けて、2013年12月27日に、電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号が官報で公布され、1997年11月27日付法律1997年第54号を破棄し、これに取って代わり、電力セクターについての新たな一般的運用枠組みを定めた。したがって、2013年12月26日付法律2013年第24号は、当該セクターに加えてその活動および事業者についての新たな一般的枠組みを定めており、そのうち最も重要なものは下記のとおりである。

- 新法は、収入によりすべてのシステム費用を十分に賄うという方法により、電力システムの経済的および財政的安定性に関する基本的原則を導入する。システム費用は送電および配電の報酬を賄うための送電網および配電網へのアクセス料金、その他の費用の支払いのために設定された料金、一般国家予算およびその他収入の合算または確立された財政上のメカニズムによって賄われる。そして、
 - 費用の増加または収入の減少は、同等の他の費用の減少または収入の増加とともに行わなければならない。同時に、過年度からの負債の支払いに用いられる費用項目がある限り、料金の減額の可能性はない。

- 2014年以降、生じうる一時的な財政上の不均衡は年間最大でシステム収入見積の2%(または累積期間の5%)に制限される。一時的に不均衡な部分は、決済システムに参加するすべての関係者により、その報酬に比例した形で資金調達される。これらの制限を超える場合、アクセス料金は同等の金額に見直される。これらの制限内で、不均衡により資金提供を行う当事者は以後5年間、同等の市場内金利で資金を回復することができる。
- 2013年に関して、起こりうる時期的なミスマッチングに関係なく、3,600百万ユーロの最大の損失が認識される。この損失により、以後15年間同等の市場内金利での回復権が発生する。これらの権利は法令に定められた手続に従って譲渡可能である。
- 各年の一般国家予算において同年における本土外の電力システムの補償額の50%が計上される。
- 活動の報酬に関して、同法は本土外システムでの送電、配電および発電ならびに再生可能エネルギー資源、高効率コージェネレーションおよび廃棄物による発電に対する報酬については、効率性を有し管理体制の優れた会社の費用を考慮することを定めている。報酬のパラメーターは6年の規制期間にわたる経済の循環状況、電力需要およびこれらの活動の適正な収益性を十分に考慮して定められる。同法は2019年12月31日に終了する最初の規制期間の資産の報酬について、2013年7月12日付国王布告法2013年第9号の施行前3か月間の流通市場における10年の短期国債の平均利回りプラス200ベシス・ポイント(本土外システムでの送電、配電および発電の場合)またはプラス300ベシス・ポイント(再生可能エネルギー資源、高効率コージェネレーションおよび廃棄物による発電の場合)と定めている。
- 通常仕様と特別仕様による発電の区別も、技術を特別に考慮することなく、解消された。
- 大半の国内の消費者に適用されるラストリゾートタリフ(LRT)は、小口消費者のための自発的な価格という名称に変わり、ラストリゾートタリフは弱い消費者および小口消費者のための自発的な価格の適用を受けられる要件を満たさず、一時的に自由市場の供給者と現在契約のない消費者のために維持される。

かかる基本法規とともに、またエネルギー改革に関連して、規制事業の赤字を減らし当該システムの財政上の安定性を保証する多数の規定が2012年以降承認された。これには電力システムの財政上の安定性を保証する緊急措置を取り入れ、とりわけ再生可能エネルギー、コージェネレーションおよび廃棄物を使用する発電施設、送電および配電事業の報酬システムを変更する2013年7月12日付国王布告法2013年第9号が含まれる。

さらに、2013年1月1日から適用されたエネルギーの持続可能性のための財政上の措置に関する2012年12月27日付法律2012年第15号は、発電設備に影響を及ぼす以下の新しい税(または既存の税制の変更)を導入した。

- 通常仕様および特別仕様の発電について、総収入の7%に相当する額に対する総合課税。
- 使用済み核燃料、放射性廃棄物および中心施設の貯蔵物に対する課税。
- 水力発電について、収入の22%に相当する額に対する課税。この課税は、50メガワット以下の設備容量を有する発電所および50メガワット超の揚水式水力発電所では90%減税される。この減税は、一般のエネルギー政策を遂行するために維持されなければならない規制により定義される発電または施設にも適用される。
- 天然ガス、石炭、燃料油またはディーゼルを用いて発電する電力の消費に対する「グリーン・セント」税。

この法律の規定は、徴収された税金が温室効果ガス排出枠の競売から得た金額とともに電力システムの費用を賄うのに使用されると定めている。

さらに、政府は2013年7月に本土外システムでの送電、配電および発電、再生可能エネルギー、自己消費、発電量の支払いならびに販売および供給の側面に関連するその他の規制の展開の手続きを開始し、このうち幾つかは以下に記載の通り進行中である。

配電事業の報酬

2013年12月27日付国王布告2013年第1048号が、2013年12月30日に公布され、2013年7月12日付国王布告法2013年第9号および2013年12月26日付法律2013年第24号から拡大され、配電の報酬を計算する方法論を定めた。これらは全国統一の基準の下で、可能な限り低い費用でシステムへの適切な利益を保証する安定的かつ予測可能な方法を提供することを目的とする。かかる方法論の主要な点は以下のとおりである。

- 稼働中の非償却資産に対する投資は、当該資産の運用および管理に加え、当該資産の正味価格および10年の短期国債プラス200ベース・ポイントを基にした財務報酬率を考慮して報酬が付与される。
- メーターの読み取り、供給契約手続、アクセス料金の請求、不払いへの対応、顧客電話サービス、公有地の占有料および構造原価など配電事業の実施に必要な費用に対する報酬が定められる。
- 配電網における減少を削減するという供給レベルの改善に関連するインセンティブおよび罰金ならびに新しい不正行為削減インセンティブが定められている。
- 地方または現地の当局により導入された特定の規制の追加費用は電気料金で負担しない。
- 「n」の年に開始した設備の報酬の支払の回収は、「n+2」の年の1月1日から始まり、財務費用が認識される。
- 投資を管理するメカニズムが定められている。全セクターについて、最大投資可能額は国内総生産(GDP)合計の0.13%に限られている。配電業者は承認を得るため産業・エネルギー・観光省に年度毎および年複数回毎の計画を提出し、また該当する地域の当局による有利な報告を必要とする。一般的基準からの逸脱についての制限も設けられており、追加費用の一部のみを認識するが、これは正式に承認および監査されなければならない。既に想定されておりかつその費用をシステムが負担しないときを除き、作成された計画に違反する場合、投資額も縮小され、設備の建設が延期される可能性がある。

当該国王布告で確立された様式は、最初の規制期間が開始した段階で適用される。そして、2013年7月12日付国王布告法2013年第9号で確立された一時的なシステムはその時点まで適用される。

2015年11月28日に、上述の電力ネットワークの報酬に関する国王布告の一定の規定を修正する2015年11月27日付の国王布告2015年第1073号が官報で公布された。かかる国王布告は、他の点の中でもとりわけ、経済を指数の対象外とする2015年3月30日付の2015年法律第2号に従って、CPIに基づく単価の年次更新を排除する。

また、2015年12月12日に、2015年12月11日付省令IET2015年第2660号が公布され、配電の報酬の計算において検討される設備の種類および単位価格を定めた。当該省令は、最初の規制期間の開始を2016年1月1日に設定している。加えて、2016年のアクセス料金に関する2015年12月17日付の省令IET2015年第2735号の一時規定第3に基づき、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)は、2013年12月17日付の国王布告2013年第1048号において想定される方法論を利用して、配電報酬の計算を行うことを内容とする提案を産業・エネルギー・観光省に提出するよう求められる可能性がある。最終料金が承認されるまで、2015年の報酬は内金として支払われる。

本土外の電力システム

本土外の領域における電力供給事業は、その地理上の特性に基づく特定の規制の対象となる。かかる特別の規制は、2003年12月19日付の国王布告2003年第1747号および同国王布告を施行した2006年3月30日付の省令によって生み出された。

本土外の規制システムの主要素は、これらのシステムの具体的な特徴を考慮して、スペイン本土と異なり、電力の発電は固定価格買取制度の下で報酬が出されることであった。

2012年に導入された調整措置の中で、とりわけ本土外の配電事業の報酬に影響を及ぼす一連の措置を政府は導入した。特に、2012年3月30日付国王布告法2012年第13号は、本土外発電の報酬システムを見直す提案がなされることを定めている。さらに、財政の安定性を保証し競争を促進する措置に関する2012年7月13日付国王布告法2012年第20号は、2012年3月30日付国王布告法2012年第13号で定められた見直しが2012年1月1日現在から適用されることを明らかにし、本土外の電力システムの通常仕様で計上された費用の特定の点を変更した。

2013年10月30日に、2013年10月29日付法律2013年第17号が官報で公布された。その目的は本土外の電力システムにおけるより良い供給保証の提供および競争の促進であり、主要な点は以下のとおりである。

- 安全または技術的、経済的効率性の理由から、たとえ需要を補うのに必要な発電量が超過したとしても、本土外の電力システムによる新たな発電施設については、本土のスポット市場価格に対する追加報酬が支払われる可能性がある。
- 新たな制度は、システムの発電力の40%超を所有する企業または事業グループにより保有される、(通常仕様またはCHP/再生可能エネルギー仕様いずれの下であっても)本土外の電力システムにおける新たな施設には適用されない。再生可能エネルギー源の配備について電力容量の入札を通じて評価された施設の場合で、これが行政認可を受けているか、またはCHP/再生可能エネルギー仕様の報酬についての事前割当登録簿に登録済みである場合は例外とする。また、容量の増加をもたらすことのない場合または設備の発展に興味を示すその他の事業者が存在しない場合、既に稼働している発電所における改善および効率性の向上のための投資についても例外とする。
- システム・オペレーターは、供給保証または再生可能資源の統合を目的とする揚水式水力発電所の所有者となる。その他全ての場合において、裁定手続が実施される。前記にかかわらず、2013年3月1日以前に付与された水力発電事業運営権を有する会社または行政認可を受けていたが、発電所を操業する認可を受けていなかった会社は、引き続き所有権を有するが、投資総額の10%にのぼる保証について責任を負い、履行の予定表に従う。

- 再ガス化発電所は、テクニカル・システム・オペレーターによって専属的に所有される予定であり、関係施設は6か月以内に市場価格で譲渡されなければならない。もし施設が行政認可を受けていない場合は、価格は2013年3月1日までに実際に発生した費用合計に制限される。
- 燃料費用に関する報酬は、競争、透明性、客観性および被差別の原則を考慮に入れたメカニズムによって設定される。
- エネルギー政策および鉱山局による適合性ルールは、施設がシステム・オペレーターによって要求される技術基準および経済的な経費削減基準に準拠することを確実にするため、新たなグループの承認に必要となる。
- 本土外の電力システムにおける施設で、その供給力、供給保証、供給の品質指標に発電施設に起因する実質的な低下がある場合、報酬が削減される可能性がある。政府は、リスクがある場合、供給の保証のために電力セクターにおいて措置を講じる可能性がある。

その上、2013年7月12日に大臣評議会で承認されたエネルギーセクターの改正措置の中で、政府はとりわけ本土外の領域で発電された電力に関する幾つかの規制の展開を開始した。

2015年8月1日に、本土外領域(「TNP」)における発電に関する2015年7月31日付の国王布告2015年第738号が官報で公布された。当該国王布告は、固定投資ならびに固定営業および維持費用を含む固定費用、ならびに燃料ならびに変動営業および維持費用を含む変動費用の報酬を定める現在のスキームに類似するスキームを定め、これらのシステムの費用の範囲内で、エネルギーの持続可能性のための財政上の措置に関する2012年12月27日付法律2012年第15号から生じる税金を考慮に入れている。当該手法のうちいくつかの点はその効率性を高めるために変更される。かかる国王布告はまた、これらのシステムにおける供給保証および競争促進のための2013年10月29日付法律2013年第17号に既に含まれている事項も実施する。

当該国王布告は2015年9月1日に施行され、一定の措置については2012年1月1日から経過措置期間が設けられている。追加規定11に従い、本国王布告の完全かつ最終的な有効性は、欧州委員会がCommunity Lawとの適合性について何ら反対意見を出さないことが条件である。

2013年12月26日付法律2013年第24号電力セクター法に従い、認識済の純投資の財務報酬率は流通市場における10年短期国債の利益(ここに適切なスプレッドによる加算がなされる。)に結びつけられることになる。2019年12月31日まで続く最初の規制期間について、この比率は2013年4月、5月および6月の流通市場における10年短期国債の価格の平均利益プラス200ベース・ポイントに相当する。

上述した法令を適用することで、2015年12月31日時点で、エンデサは、本土外発電に対する固定価格買取を反映して、137百万ユーロ(2014年12月31日時点では707百万ユーロ)の貸付残高を有しており、これは連結財政状態計算書において流動金融資産として認識された(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記18.1.1を参照のこと。)

スペインの石炭を利用した発電

2010年10月1日付国王布告2010年第1221号により改正された2010年2月12日付国王布告2010年第134号により、供給の安定性を理由として、スペインの石炭を利用する一定の発電所の発電量を保証する仕組みが確立し、その対価として規制価格が設定された。この国王布告は、2011年2月末に初めて適用され、適用は2014年12月31日に終了した。

2015年5月、産業・エネルギー・観光省は国内の石炭を使用した発電の継続を確実にし、これにより環境規制の遵守を保証し、供給の安全性を保証するため燃料の多様性を支持するメカニズムの制定を意図した国王布告案の策定を開始した。

本国王布告案に基づき、(産業排出指令2010/75/EUに従って)窒素酸化物の排出量を削減するため環境改善に投資する国内の石炭火力発電所は、1メガワットあたり90,000ユーロ受け取ることができる。この支払を受けるために、設備を所有する会社は2018年12月31日まで年間最低1メガワットあたり6,000,000therms「PCS」と同等の国内石炭の購入義務を含む一連の要件を満たすか、暫定的な国家計画に含まれていなければならない。この支払のための申込は2016年12月31日までに、行政許可の請求とともに提出されなければならない。

2015年9月30日、CNMCは上述の国王布告案に関する報告を発行し、この中で効率的な経済規制および競争の観点から将来の規制の様々な点に疑問を呈し、国家補助と考えられる要素が含まれるため当該国王布告案をその承認前にブリュッセルに照会するよう勧めている。

産業・エネルギー・観光省が公表した情報によると、EU規制を遵守しながら供給の安全性を危険に晒すことのないよう、同省は3年間発電所での石炭の燃焼を保証する複数の種類の補助システムの可能性の研究について、欧州委員会と協同している。

再生可能エネルギー資源、コージェネレーションおよび廃棄物からの発電

2014年6月6日付国王布告2014年第413号は、電力システムの財政の安定性を保証するため緊急措置を定めた2013年7月12日付国王布告法2013年第9号、および2013年12月26日付法律2013年第24号電力産業法を受けて、再生可能エネルギー資源、熱電併給および廃棄物からの発電設備のための新しい報酬体系を承認した。

新しい手法は、従前の規制料金構造に代わり、10年の短期国債プラス300ベース・ポイントの平均利回りに基づいて税引前利益を保証する合理的な報酬の概念を採用した新しい体系を導入した。この新しい体系の下、市場価格での売電報酬に加え、発電設備は必要に応じて、市場での売電を通じてでは回収できない標準的な設備の投資費用を賄う設備容量ユニットごとの金額(投資による収益と考えられるもの)、および営業費用とこの標準的な設備の発電市場に対する投資から得る収益の差額を賄うための金額(営業収益と考えられるもの)で構成される特別報酬を受領することができる。

新しい報酬体系は既に操業している設備にも新しい設備にも等しく適用される。新しい設備については、特別報酬体系の遵守は一連の競合手続を通じて確立される予定である。

本土外の領域において、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。

また、同法は報酬パラメーターが見直されるべき条件について定めている。これは規定どおりに、6年ごと、3年ごとまたは1年ごとにのみ変更される可能性がある。初期投資の標準価値および当該資産の規制上の使用年数は、各標準設備について一度認識されたら、変更はされない。

再生可能エネルギー資源、熱電併給および廃棄物から発電する特定の設備に適用される標準設備の報酬パラメーターを承認し、定義される各標準設備の標準費用の特別価値を定める2014年6月16日付省令IET2014年第1045号が、2014年6月20日に官報で公布された。

最後に、報酬パラメーターを承認し、本土外電力システムの電力システムにおける新しい風力発電所および太陽光発電所の報酬の割当メカニズムを定める省令IET2014年第1459号が、2014年8月5日に官報で公布された。

自己消費

2015年10月10日、自己消費の電力の供給および発電の管理、技術および経済上の条件を定める2015年10月9日付国王布告2015年第900号が官報で公布され、システムの経済的な安定性およびシステム費用の十分な分配を保証する規制枠組みが設立された。

また、本国王布告は、自己消費は他の消費者と同額のシステムの費用およびサービスの調達に寄与しなければならないと既に定めている2013年12月26日付電力セクター法2013年第24号に従い自己消費に支払われる料金定めている。このルールには消費者が費用の支払いを免れる以下の二つの例外が存在する。

- 島における消費者、および
- 10キロワット未満の容量で契約している小規模消費者。

そして、システム・オペレーターおよび配電者がそのネットワーク内の発電設備に気付き、安全な条件下電力システムの適切な運営を確保できるよう自己消費設備の記録が作成された。

最後に、当該国王布告は、消費者、設備導入者その他エージェントに、この定めに適用するため6ヶ月間の期間を与えている。

社会的補填

2013年12月26日付法律2013年第24号は、配電網への供給接合の数および電気供給をした顧客の数の両方に基づく比率割合に応じて補助付の電気料金の費用を負担するため、公共サービスの責務として、社会的補填費用を発電、配電および販売活動を行っている会社の親会社または垂直に結合しているグループ会社が負担することを要求している。CNMCIは、産業・エネルギー・観光省の命令による承認に反することなく、この比率を年に一度計算する。

法令で定められている社会的要件、消費要件および消費電力の要件を満たす顧客も、社会的補填を受けることができる。一人当たりの世帯所得の指標と関連して基準は定められ、これは通常の居住地において個人に適用される。

後述する2014年3月28日付国王布告2014年第216号は、社会的補填がSCVPの価格より25%低くなると定めている。

2015年10月15日付の省令IET2015年第2182号によると、エンデサS.A. が賄う2015年の社会的補填の比率は41.26%となった。したがって、2015年中にエンデサS.A. が賄った金額は78百万ユーロであった。

規制事業による損失

2009年4月30日付の国王布告法2009年第6号および2010年4月9日付の国王布告法2010年第6号は、2013年の時点で設定されたいかなる配電網アクセス料金も、事前の損失なしに、すべての電気システム費用を賄うのに十分であることを要求した。2009年から2012年の間、2009年4月30日付の国王布告法2009年第6号は、各年ごとの損失を制限しており、同期間につき設定されたアクセス料金は、上記の制限を超過しないよう十分なものでなければならないとしている。これらの制限は、2010年12月23日付国王布告法2010年第14号および2012年12月28日付国王布告法2012年第29号により変更された。

上記の国王布告法は、同様に、2001年から2008年の間における本土外の発電について、未回収の回収不能費用の填補を含む、損失を填補する際に電力会社によって蓄積された債権回収権の証券化を規制した。

さらに、かかる立法は、規制事業の決済のタイミングにずれが生じる場合、上記の法令で指定された会社によって一定割合の資金が融通されるべきであり(エンデサは44.16%相当)、これらの会社は、規制事業の決済につき支払われた金額を、かかる金額が認識された年において回復する権利を有するということも命じている。

2010年4月9日付国王布告2010年第437号は、2012年12月31日までの電力システム損失発生に関する証券化の過程についての規制を定め、2014年12月12日付国王布告2014年第1054号は、2013年に生じた損失について定めている。2014年12月15日に合意された最後の譲渡の成立をもって、2013年までの収益不足により計上されたすべての権利が譲渡されたことになる。

2014年からの事業年度について、電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号は、タイミングの不一致については、決済システムに参加するすべての関係者により、割り当てられる報酬に比例した形で、年間最大でシステム収益予想の2%(または累積期間で5%)を限度として資金調達されると定めている。これらの限度を超える場合、アクセス料金はこの限度額と同等の金額に見直される。これらの限度の範囲内で不一致により資金提供を行う当事者は以後5年間、市場内金利で資金を回復することができる。

2015年11月にCNMVにより承認された2014年の確定決済に基づく、2014年は550百万ユーロの超過で終了した。

2015年の直近の電力システム決済に従い、エンデサは連結財政状態計算書において流動金融資産として155百万ユーロの累積損失に関する回収権を認識した(2014年は466百万ユーロ)(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記18.1.1を参照のこと。)

小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の電気料金の計算方法および契約体系を定める2014年3月28日付国王布告2014年第216号

2014年3月29日に本国王布告は公布され、2014年4月1日以降の小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の計算方法を定めている。本国王布告の主要点は以下のとおりである。

- SCVPの計算に使用されるエネルギーの費用は、請求期間中、毎日の日中市場1時間当たりのエネルギー価格に、調整サービス、設備費用ならびにシステム・オペレーターおよびマーケット・オペレーターの調達費用を加えたものである。

- 当該システムに統合されリモート・メーターを有する消費者について、1時間ごとの実際の使用量に応じ1時間ごとの価格が適用される。または、システム・オペレーターが発行したプロフィールが使用される。
- この新しいメカニズムは2014年4月1日から適用される。2014年7月1日以前は、関連供給者がこの新しいスキームの下、消費者に請求するためには、ITシステムを適応させなければならない。その間、SCVPに適用されるエネルギーの費用は2014年第1四半期のために定められた一時的な価格となる。その後、供給者のITシステムが新しいSCVPに正式に対応した後最初の請求期間中、2014年4月1日時点の消費に対する請求において費用は調整される。
- さらに、2014年第1四半期の消費電力は、2013年12月27日付国王布告法2013年第17号のとおり、同期間の小口消費者のための自発的な価格(SCVP)に含まれる、市場価格とエネルギー購入費用のスプレッドを考慮して、当該ITシステムの調整後発行される最初の請求の中で調整されなければならない。
- また、当該国王布告は、その公布後2か月以内にスペイン国市場および競争委員会がエネルギー担当大臣に対し、1時間ごとの測定のためにリモート・システムに接続された計測装置から取ったデータを検証、確認および完了する具体的な手続を提案する旨定めている。提案された手続には、導入されたすべてのリモート・メーター遠隔測定の完了にかかる最長期間も定められる。
- 代替手段として、関連供給者は、SCVPの恩恵を受ける顧客に、変更可能なアクセス料金およびその他の項目についての1年間の固定価格(ユーロ/キロワット)からなる1年間固定価格という形式でオファーを提供する必要がある。オファーは1か月間有効であり、スペインにおいては共通であるものとする。それぞれの関連供給者は当該期間においては1つのみ有効なオファーを提供できる。
- また、当該国王布告は補助付の電気料金がSCVPから25%割り引いた価格相当になることも定めている。

小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の時間単位の課金手続が2015年6月4日に公表されたことも言及したい。当該手続の下、2015年7月1日時点において統合遠隔メーターのある消費者は、自身の消費プロフィールに代わって実際の時間単位の消費量に従って課金されることになる。上記にかかわらず、電力会社は2015年10月1日までにそのITシステムを適用すればよかった。

エネルギー効率

エネルギー効率に関して成長、競争および効率を促進する緊急措置を承認する2014年10月15日付法律2014年第18号は、省エネルギーを目的とした国立エネルギー効率化基金を創設した。また、2015年2月20日付省令IET2015年第289号は、適用期間である2015年の省エネルギー義務の割当方法ならびに当該義務の対象、それぞれのシェアおよび2015年における適用に係る経済的同等物を定めている。

ガス・システム

2015年5月22日に、炭化水素セクターに関する2015年5月21日法律2015年第8号が公布され、1998年10月7日法律1998年第34号を改正し、炭化水素の調査、研究および利用に関する課税および非課税措置を定め、従前の炭化水素法を現況に沿うように修正し、炭化水素セクターの競争力および透明性を高め、不正を減らし、消費者保護をより強固にし、消費者の費用を抑え、違反および罰に関する規則を適用できるようにしている。

天然ガスについては、同法によって消費者に競争力および公正な価格を提供し、競争を促すため新しい供給者が参入できるような組織的な天然ガス市場を創設しようとした。組織的な天然ガス市場の運営者は任命され、認可を受けた天然ガス発電者は検査を実施することができ(これは従来は配電業者の責任であった。)、既存の契約の存在するEU加盟国へ天然ガスを供給する認可の相互承認を通じて新しい供給者の参入が促進される。また、供給の保証を損なうことなく、供給者に低コストでより高い柔軟性を与えるため、戦略的石油備蓄協会(CORES)が戦略的天然ガス備蓄量を維持できるよう最低限の備蓄確保に関する一定の措置が適用される。

組織的なガス市場および天然ガスシステムの設備に対する第三者のアクセスについて規制する2015年10月30日付国王布告2015年第984号が2015年10月31日に公布された。本国王布告は、このガス市場の運営に関する基本的な定めその他、ガス設備の検査手続などの手法を含む。

2015年の規制の展開

スペインの規制の枠組みは2015年12月31日終了年度の連結財務書類の注記4に記載されている。

以下は、スペインの規制の枠組みにおいて2015年に承認された規制または同年の連結財務書類に重大な影響を及ぼした主要な変更点である。

EU地域における発電のための大陸水の利用に適用される料金を定めるWater Actの統合された規定である第112条の2を施行させる2015年3月23日付国王布告2015年第198号

2012年12月27日付法律2012年第15号は、Water Actの統合された規定を改正し、2013年1月1日から適用される発電のための、大陸における水の利用料金を導入した。当該規定は、発電されたエネルギーの経済的価値の22%の徴収ならびに50メガワット以下の容量を持つ水力発電所および50メガワット超の容量を持つ可逆揚水式発電所の90%の削減を定めた。

2015年3月25日、水力発電に支払われる料金を定める2015年3月23日付国王布告2015年第198号が公布された。同法は、当該料金は国家をまたぐ地域すなわち国家が法的責任を負う地域についてのみ支払われると定めた。

施設の設備容量の会計基準に関して、施設が90%の削減を受けることができるかどうか決定するため、水力事業権に含まれる各設備の合計容量が、支払われる料金を計算する目的により、小さな個別のグループに細分化されていないとしても、施設の設備容量は当該設備に備え付けられているすべてのグループの容量の合計と理解されることが明らかになっている。

混合揚水式発電所においては、(90%の削減を受けられる)揚水式によるタービンエネルギーと他の資源から生成されたエネルギーを区別し、課税基準は分離されなければならない。揚水式によるタービンエネルギーは揚水式消費量の70%を占める。

回収された金額の2%は当該地域の団体の収入とみなされ、残りの98%は国家の財源となる。一般国家予算(「PGE」)は水力発電に使用される公有地を保護および改善するための活動に関する見積額と少なくとも同額を割り当てる予定である。

炭化水素セクターに関する1998年10月7日法律1998年第34号を改正し、炭化水素の調査、研究および開発に関する課税および非課税措置を定める2015年5月21日法律2015年第8号

2015年5月22日に公布された本法は、従前の炭化水素法を現況に沿うように改正し、炭化水素セクターの競争力および透明性を高め、不正を減らし、消費者保護をより強固にし、消費者の費用を抑え、違反および罰に関する規則を適用できるようにしている。

天然ガスについては、同法によって消費者に競争力および公正な価格を提供し、競争を促すため新しい供給者が参入できるような組織的な天然ガス市場を創設しようとした。組織的な天然ガス市場の運営者は任命され、認可を受けた天然ガス発電者は検査を実施することができ(これは従来は配電業者の責任であった。)、既存の契約の存在するEU加盟国へ天然ガスを供給する認可の相互承認を通じて新しい供給者の参入が促進される。また、供給の保証を損なうことなく、供給者に低コストでより高い柔軟性を与えるため、戦略的石油備蓄協会(CORES)が戦略的天然ガス備蓄量を維持できるよう最低限の備蓄確保に関する一定の措置が適用される。

組織的なガス市場および天然ガスシステムの設備に対する第三者のアクセスについて規制する2015年10月30日付国王布告2015年第984号が2015年10月31日に公布された。本国王布告は、このガス市場の運営に関する基本的な定めその他、ガス設備の検査手続などの手法を含む。

本土外領域の電力システム(「TNP」)での発電および当該システムでの送電の手続を規制する2015年7月31日付国王布告2015年第738号

2015年8月1日、本土外領域(「TNP」)の発電に関する国王布告を官報で公表した。

本国王布告は、固定投資費用および固定維持管理費を含む固定費の報酬ならびに燃料および変動維持管理費を含む変動費の報酬から成る従前のシステムに類似のスキームを定めている。本国王布告は、システムの費用の範囲内で、エネルギー安定性の財政上の措置に関する2012年12月27日付法律2012年第15号より生じる税金を考慮している。システムの効率性を改善するため、計算方法の幾つかの点が変更されている。また、供給を保証しシステム内での競争を増やすため、本国王布告は2013年10月29日付法律2013年第17号に既に含まれている事項を実施している。

本国王布告は2015年9月1日に効力が発生し、特定の措置については2012年1月1日からの移行期間を含んでいた。追加規定11に従い、本国王布告の完全かつ最終的な有効性は欧州委員会が、Community lawとの適合性について何ら反対意見を出さないことである。

2013年12月26日付電力セクター法2013年第24号に従い、計上された純投資の財政上の報酬率が流通市場における10年満期の財務省証券のリターンに適切なスプレッドを加えたものとして固定される。2019年12月31日までの最初の規制期間は、この率は2013年4月、5月および6月の10年満期の財務省証券の流通市場での価格の平均リターンプラス200ベースポイントに相当する。

自己消費の電力の供給および発電の手法の管理、技術および経済上の条件を定める2015年10月9日付国王布告

2015年第900号

2015年10月10日、官報で自己消費の電力の供給および発電の手法の管理、技術および経済上の条件を定める本国王布告が公表され、システムの経済的な安定性およびシステム費用の十分な分配を保証する規制枠組みが設立された。

また、本国王布告は、自己消費は他の消費者と同額のシステムの費用およびサービスの調達に寄与しなければならないと既に定めている2013年12月26日付電力セクター法2013年第24号に従い自己消費に支払われる料金定めている。このルールには消費者が費用の支払いを免れる以下の二つの例外が存在する。

- 島における消費者、および
- 10キロワット未満の容量で契約している小規模消費者。

そして、システム・オペレーターおよび配電者がそのネットワーク内の発電設備に気付き、安全な条件の下電力システムの適切な運営を確保できるよう自己消費設備の記録が作成された。

最後に、当該国王布告は、消費者、設備導入者その他エージェントに、この定めに応用するため6ヶ月間の期間を与えている。

2015年の補助付の電気料金(「bono social」)に関して調達される額の配分比率を承認する2015年10月15日付省令 IET2015年第2182号

本省令は、同時に発電、配電および供給事業を実行するグループおよび会社(この41.26%がエンデサS.A.に相当する。)について、2015年の補助付の電気料金に関して調達される額の配分比率を定めている。

エネルギー効率

成長、競争および効率を促進する緊急措置を承認する2014年10月15日付法律2014年第18号は、エネルギー効率に関しては省エネルギーを目的とした国立エネルギー効率化基金を創設した。また、2015年2月20日付省令 IET2015年第289号は、適用期間である2015年の省エネルギー義務の割当方法ならびに当該義務の対象、それぞれのシェアおよび2015年における適用に係る経済的同等物を定めている。

また、本省令は、エンデサの国立エネルギー効率化基金への拠出を2015年は30.2百万ユーロおよび2014年の調整については1.9百万ユーロと定めている。

配電事業の報酬

電力ネットワークの報酬に関する国王布告(送電については2013年12月27日付国王布告2013年第1047号、配電については2013年12月27日付国王布告2013年第1048号)の規定を変更する2015年11月27日付国王布告2015年第1073号が、2015年11月28日に官報で公表された。とりわけ、本国王布告は、経済の非インデックス化に関する2015年3月30日付法律2015年第2号に従って、CPIに基づいた単位価値の年に一度の更新を廃止している。

2015年12月12日、設備の種類および配電報酬の計算に使用される単位価値を定める2015年12月11日付省令IET2015年第2660号が公布された。本省令は、最初の規制期間の始期を2016年1月1日と定めている。さらに、2016年のアクセス料金に関する2015年12月17日付省令IET2015年第2735号の第3の経過規定は、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)が産業・エネルギー・観光へ2013年12月27日付国王布告2013年第1048号で想定されている計算手法を用いて配電報酬を計算するという提案の提出を要求されるとしている。最終的な料金の承認まで、2015年をベースとして報酬が支払われる。

電力産業の既存の規制を変更する2015年11月27日付国王布告2015年第1074号

過去数年のスペイン政府のエネルギー改革に合わせるため、電力産業の規制を変更する2015年11月27日付国王布告2015年第1074号が、2015年11月28日官報で公表された。とりわけ、設備の認証過程において提供されなければならない保証に関連して、2000年12月1日付国王布告2000年第1955号が変更された。同様に、供給情報システムおよび道路管理システムのポイントに関連する事項も変更された。

発電設備における環境改善のための容量メカニズムについて定める国王布告案

2015年5月、産業・エネルギー・観光省は国内の石炭を使用した発電の継続を確実にし、これにより環境規制の遵守を保証し、供給の安全性を保証するため燃料の多様性を支持するメカニズムの制定を意図した本国王布告案の策定を開始した。

本国王布告案に基づき、(産業排出指令2010/75/EUに従って)窒素酸化物の排出量を削減するため環境改善に投資する国内の石炭火力発電所は、1メガワットあたり90,000ユーロ受け取ることができる。この支払を受けるために、設備を所有する会社は2018年12月31日まで年間最低1メガワットあたり6,000,000therms PCSと同等の国内石炭の購入義務を含む一連の要件を満たすか、暫定的な国家計画に含まれていなければならない。この支払のための申込は2016年12月31日までに、行政許可の請求とともに提出されなければならない。

2015年9月30日、CNMCは上述の国王布告案に関する報告を発行し、この中で効率的な経済規制および競争の観点から将来の規制の様々な点に疑問を呈し、国家補助と考えられる要素が含まれるため当該国王布告案をその承認前にブリュッセルに照会するよう勧めている。

産業・エネルギー・観光省が公表した情報によると、EU規制を遵守しながら供給の安全性を危険に晒すことのないよう、同省は3年間発電所でのスペイン石炭の燃焼を保証する複数の種類の補助システムの可能性の研究について、欧州委員会と協同している。

2015年の電気料金

2014年12月19日付省令IET2014年第2444号は、既存の料金を変更せず、2014年12月12日付国王布告2014年第1054号によりスペイン法に導入された1キロボルトから36キロボルトの新しい電圧区分の新しいアクセス料金の価格を追加して2015年のアクセス料金を承認した。

さらに、本省令の追加規程5は、配電事業のために上述の省令で定められる2015年の報酬は配電事業の報酬の計算に使用する方法を定める2013年12月27日付国王布告2013年第1048号で定められた最初の規制期間の開始日である2016年1月1日までは確定している。

さらに、小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の時間単位の課金手続が2015年6月4日に公表されたことも言及したい。当該手続の下、2015年7月1日時点において統合遠隔メーターのある消費者は、自身の消費プロフィールに代わって実際の時間単位の消費量に従って課金されることになる。上記にかかわらず、電力会社は2015年10月1日までそのITシステムを適用する。

2015年7月10日、スペイン所得税(IRPF)において納税者が負う税負担を削減する緊急措置および他の経済的措置を定める国王布告法2015年第9号が承認された。本国王布告法は電力セクターに関する措置を導入した。このうち、2010年2月12日付国王布告2010年第134号で定められた供給保証制限に関するメカニズムの2014年の結論を受けて、設備容量の支払いを賄うため消費者に支払われた単位価格が17%減少したことに言及したい。これは2015年8月1日から12月31日の間、一時的に40%まで上昇する。政府はこの措置が2013年12月26日付法律2013年第24号で求められる電力システムの経済的・財政的安定性を変えるものではないと考えている。

2015年の天然ガス料金

2014年12月19日付省令IET2014年第2445号は、2015年1月以降の原材料費の低下に対し可変部分を3%から4%下げてラストリゾートタリフを改訂し、概ね2014年のアクセス料金を維持した。原材料費の低下の結果、ラストリゾートタリフは7月以降は平均3%、10月以降は平均1.1%下落した。

2016年の規制の展開

以下は2016年のスペインの規制枠組みの改訂である。

規制の観点から見た期間中の特筆すべき点は以下の通りである。

配電事業の報酬

電力ネットワークの報酬に関する国王布告(送電については2013年12月27日付国王布告2013年第1047号、配電については2013年12月27日付国王布告2013年第1048号)の規定を変更する2015年11月27日付国王布告2015年第1073号が、2015年11月28日に官報で公表された。とりわけ、本国王布告は、経済の非インデックス化に関する2015年3月30日付法律2015年第2号に従って、CPIに基づいた単位価値の年に一度の更新を廃止している。

2015年12月12日、設備の種類および配電報酬の計算に使用される単位価値を定める2015年12月11日付省令IET2015年第2660号が公布された。本省令は、最初の規制期間の始期を2016年1月1日と定めている。さらに、2016年のアクセス料金に関する2015年12月17日付省令IET2015年第2735号の第3の追加規定は、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)が産業・エネルギー・観光へ2013年12月27日付国王布告2013年第1048号で想定されている計算手法を用いて配電報酬を計算するという提案の提出を義務づけられているとしている。

2016年3月31日、産業・エネルギー・観光省は2016年の電力配電会社の報酬を定める省令案の策定を開始した。最終的な料金の承認まで、2015年をベースとして報酬が支払われる。

2016年の電気料金

2015年12月18日に、官報は2016年のアクセス料金を設定する2015年12月17日付省令IET2015年第2735号を公布した。本命令に従い、高圧アクセス料金6.1B(30<kV²⁴36)を除き、料金は変更されなかった。しかし、容量支払を調達するため顧客により支払われる単位価格は、2015年12月31日の価格から21.5%減額された。

2016年の天然ガス料金

2015年12月17日付省令IET2015年第2736号は、原材料費の低下の結果、平均3%減額でラストリゾートタリフを更新し、概ね2015年のアクセス料金を維持した。

エネルギー効率

エネルギー効率に関して成長、競争および効率を促進する緊急措置を承認する2014年10月15日付法律2014年第18号は、省エネルギーを目的とした国立エネルギー効率化基金を創設した。

2016年3月17日付省令IET2016年第359号は、2016年においてエンデサの国立エネルギー効率化基金への29.7百万ユーロの寄付金を定める。

2015年2月20日省令IET2015年第289号によって定められた2015年の義務から生じている国立エネルギー効率化基金への寄付金は30.2百万ユーロに達した。

(3) 経営成績

2015年の景気動向および業績

比較情報

2014年10月23日、エンデサはラテンアメリカ事業の売却を完了し、2014年7月31日にこれらの資産および負債の残高はそれぞれ「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業」ならびに「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業に関連する負債」に振り替えられた。これらの振り替えられた資産は、同日から減価償却または償却をされなくなった。

これらの資産の売却を受けて、2014年に売却された会社のすべての収益および費用は、現在は非継続事業として認識されており、2014年12月31日に終了した年度の連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」に算入されている(本有価証券報告書の「業績の分析」を参照のこと。)

本有価証券報告書の以下のセクションにおける2014年12月31日に終了した年度に関する言及は、継続事業に関連している(つまり、スペインおよびポルトガルにおける事業)。

連結業績

エンデサは、2015年に1,086百万ユーロ(-67.5%)の純利益を計上した。

エンデサは2015年に1,086百万ユーロの純利益を計上した。これは2014年に得られたものより2,251百万ユーロ低く、それは、2014年に、ラテンアメリカ事業の売却により生み出された1,764百万ユーロの純利益および取引日における当該事業により生み出された623百万ユーロの純利益が含まれていたためである。

継続事業からの利益は、2015年、前年同期から15.6%増加し1,090百万ユーロであり、両方の期間においてスペインおよびポルトガルにおける事業により得られた利益のみが反映されている。

以下の表はエンデサの事業における純利益および継続事業の税引後利益の内訳ならびに前年同期比の変動を表している。

	単位：百万ユーロ							
	純利益				継続事業の税引後利益			
	2015年	2014年	2014年比 増加率 (減少率) (%)	合計への 寄与率(%)	2015年	2014年	2014年比 増加率 (減少率) (%)	合計への 寄与率(%)
スペインおよびポルトガルにおける事業	1,086	950	14.3	100.0	1,090	943	15.6	100.0
発電および供給	506	363	39.4	46.6	506	363	39.4	46.4
配電	581	681	(14.7)	53.5	585	681	(14.1)	53.7
構造およびその他(1)	(1)	(94)	(98.9)	(0.1)	(1)	(101)	(99.0)	(0.1)
ラテンアメリカにおける事業	-	2,387	(100.0)	-	-	-	-	-
合 計	1,086	3,337	(67.5)	100.0	1,090	943	15.6	100.0

(1) 構造、サービスおよび調整を指す。

部門の情報は2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記33に含まれている。

業績の分析

継続事業の税引後純利益および非支配持分は2015年に合計1,086百万ユーロになり、2014年から136百万ユーロ上昇した(+14.3%)。

エンデサの2015年の限界利益は5,481百万ユーロに達し、前年より57百万ユーロ減少した(-1.0%)。それにより、固定費用における17百万ユーロの減少(-0.7%)と合わせて、3,039百万ユーロのEBITDA(-1.7%)が生じた。

以下の表はエンデサの事業のEBITDAおよびEBITの内訳ならびに前年同期比の変動を表している。

	単位：百万ユーロ							
	EBITDA				EBIT			
	2015年	2014年	2014年比 増加率(減少率) (%)	合計への 寄与率(%)	2015年	2014年	2014年比 増加率(減少率) (%)	合計への 寄与率(%)
発電および供給	1,570	1,550	1.3	51.7	814	692	17.6	50.9
配電	1,569	1,691	(7.2)	51.6	906	967	(6.3)	56.7
構造およびその他(1)	(100)	(151)	(33.8)	(3.3)	(122)	(187)	(34.8)	(7.6)
合 計	3,039	3,090	(1.7)	100.0	1,598	1,472	8.6	100.0

(1) 構造、サービスおよび調整を指す。

2015年のEBITDAを考察する際、以下の要因を考慮する必要がある。

- ・ 2015年、規制緩和事業の売上総利益は、2014年に見られた例外的に良好な結果と比較し、平常化された。規制緩和事業の売上総利益は減少し、当該減少は、平均電力購入価格の上昇および発電に対する税の増加をもたらす、卸売市場の平均加重価格の上昇(2015年で51.7ユーロ/メガワット時、+23.1%)により生じた電力購入費用の増加によるものであった。当該年には、規制緩和ガス事業の売上総利益にも競争圧力の増加により、マイナスの影響が及んだ。
- ・ 2015年、380百万ユーロの引当金(2014年は349百万ユーロ)が、エンデサの再編成計画に含まれる様々な労働力の最適化プロジェクトの枠組みの中で計上された。
- ・ 上記段落で説明された不利な要因は、ほぼ相殺され、それは、EU規制2013年第389号第58条から第61条による、排出削減ユニット(ERUs)および認証排出削減量(CERs)の交換により得られた欧州連合排出枠(EUAs)に関連し、2015年12月17日に実施された先物販売からの184百万ユーロの利益の認識による、規制緩和市場における顧客に対する基礎販売価格の上昇、ならびにその他固定費用の抑制を合わせた影響による。

2015年、1,598百万ユーロのEBITが計上され、主に2014年10月1日からの原子力および複合循環発電所の耐用年数の延長により減価償却費が減少した結果(129百万ユーロ)、2014年より126百万ユーロの増加になった(+8.6%)。

収益：20,299百万ユーロ(-5.6%)

2015年の収益は、2014年の21,512百万ユーロに対して、合計20,299百万ユーロであった。かかる額のうち、販売による売上は19,281百万ユーロ(-5.8%)、またその他営業収益は1,018百万ユーロ(-2.0%)であった。

以下の表はエンデサの事業の売上およびその他営業収益の内訳ならびに前年同期比の変動を表している。

	単位：百万ユーロ							
	売上				その他営業収益			
	2015年	2014年	2014年比 増加率(減少率)(%)	合計への 寄与率(%)	2015年	2014年	2014年比 増加率(減少率)(%)	合計への 寄与率(%)
発電および供給	17,166	18,352	(6.5)	89.0	745	797	(6.5)	73.2
配電	2,264	2,252	0.5	11.7	318	279	14.0	31.2
構造およびその他(1)	(149)	(131)	13.7	(0.7)	(45)	(37)	21.6	(4.4)
合 計	19,281	20,473	(5.8)	100.0	1,018	1,039	(2.0)	100.0

(1) 構造、サービスおよび調整を指す。

売 上

2015年の売り上げは以下のとおりであった。

売上高				
	単位：百万ユーロ			
	2015年	2014年	変化	増加率 (減少率)(%)
電力売上高	14,168	14,841	(673)	(4.5)
規制緩和市場における売上高	8,425	8,165	260	3.2
スペイン国外の規制緩和市場の顧客 に対する供給	987	926	61	6.6
規制価格での売上高	2,885	3,045	(160)	(5.3)
卸売市場における売上高	815	939	(124)	(13.2)
本土外の領域に対する補填	1,044	1,754	(710)	(40.5)
その他電力売上高	12	12	-	-
ガス売上高	2,378	2,862	(484)	(16.9)
配電による規制収益	2,048	2,038	10	0.5
その他の売上高およびサービス	687	732	(45)	(6.1)
合 計	19,281	20,473	(1,192)	(5.8)

本土の電力需要は2015年において前年比1.8%増加した(営業日および気温により、+1.6%調整されている。)。

エンデサの本土における通常の仕組みによる発電量は、複合循環発電所(+94.7%)、石炭火力発電所(+9.5%)および原子力発電所(+4.0%)における発電量の増加により、水力発電量の減少(-18.3%)を相殺し、2014年より5.5%増加して、当該期間は合計60,686ギガワット時となった。原子力および水力発電は、エンデサの通常の仕組みによる本土の発電構成の54.3%を占めており(2014年は58.3%)、その他の部門では52.0%(2014年は58.7%)を占めている。

本土外の領域におけるエンデサの発電量は、合計12,375ギガワット時であり、2014年と比較して1.6%の増加となった。

エンデサは、本土における通常の仕組みによる発電において38.8%、配電において43.5%および規制緩和市場の顧客に対する販売において35.7%の市場占有率を達成した。

規制緩和市場における顧客への供給

2015年9月末現在、エンデサは、規制緩和市場において2014年12月31日現在の数値と比べて11.9%増加した5,082,457名の顧客を有していた。すなわち、スペイン本土市場において4,212,300名(+11.6%)、本土外の領域市場において692,689名(+14.0%)およびスペイン国外のヨーロッパ規制緩和市場において117,468名(+11.3%)である。

エンデサは、2015年にこれらの顧客に対し、2014年と比べて0.8%の増加となる合計77,965ギガワット時を販売した。

スペインの規制緩和市場における売上は、合計8,425百万ユーロで、平均販売価格の上昇および顧客数の増加により、2014年数値よりも260百万ユーロ増加した(+3.2%)。スペイン国外のヨーロッパ規制緩和市場における売上から得た収益は、2014年比で61百万ユーロまたは6.6%増加して合計987百万ユーロとなった。

規制価格での売上

2015年において、エンデサは、その関連供給者を通じて規制価格に基づき14,934ギガワット時を顧客に販売し、2014年に比べて9.8%の減少となった。

これらの販売は2015年に2,885百万ユーロの売上を生み出したが、規制価格による顧客数の減少(-9.5%)の結果生じた販売量の低下およびエネルギー費用の増加が、平均販売価格の上昇により相殺されなかったため、前年比5.3%の減少であった。

ガスの売上

エンデサは、2015年に天然ガス市場の顧客に対し、2014年の数値と比べて3.7%の減少となる71,587ギガワット時を販売した。

ガス販売からの収益は、販売量および平均販売価格の低下により、2014年比で484百万ユーロ減少(-16.9%)し、合計2,378百万ユーロとなった。

本土外の領域システム(「TNP」)に対する補填

2015年における本土外の領域の発電についての回収不能費用に対する補填額は、1,044百万ユーロに達し、これは2014年と比べて710百万ユーロ(-40.5%)の減少であった。かかる補填額は、本土外電力システムでの発電および送電手を規制する2015年8月1日に公表された国王布告に基づいて見積もられた(「(2) 事業の概観 規制」を参照のこと。)。

2014年に本項目に計上された金額には、2015年1月に利用可能となった本土外電力システムでの発電および送電手を規制する国王布告案に基づき、2012年および2013年の本土外の領域(「TNP」)における発電の収益に対して予測される影響に関連し、76百万ユーロのプラスの影響も含まれていた。

上述の要因を考慮に入れると、本土外の領域(「TNP」)の発電についての回収不能費用に対する補填額は2015年に、2014年と比較し786百万ユーロ減少したことになる。それは主に、原材料価格の低下により生じる燃料費の減少および本土外の領域(「TNP」)における電力販売に課される卸売市場価格の上昇による収益の増加によるものである。

配 電

エンデサは、2015年にスペイン市場で114,190ギガワット時の配電を行い、これは前年比2.9%の増加であった。

2015年の規制配電事業からの収益は合計2,048百万ユーロとなり、2014年より10百万ユーロ(+0.5%)増加した。

その他営業収益

その他営業収益は、前年同期比21百万ユーロ(-2.0%)減少の、合計1,018百万ユーロであった。「その他営業収益」の項目には以下が含まれる。

- ・ 排出削減ユニット(ERUs)/認証排出削減量(CERs)の交換取引により得られた欧州連合排出枠(EUAs)の25百万トンの先物販売による184百万ユーロの利益。

- ・ エネルギーデリバティブの評価および決済による258百万ユーロ(-37.7%)の収益の低下。これは、限界利益にほとんど影響を及ぼさなかった「その他の変動仕入およびサービス」に計上される同区分でのエネルギーデリバティブ決済の費用および損失の評価に基づく341百万ユーロの低下(-43.4%)により相殺された。

営業費用

2015年、営業費用は合計18,803百万ユーロになり、2014年に比べ6.7%減少した。

営業費用の内訳は、次のとおりである。

	単位：百万ユーロ			
	2015年	2014年	変化	増加率 (減少率)(%)
仕入およびサービス	14,818	15,974	(1,156)	(7.2)
電力購入	4,795	5,126	(331)	(6.5)
消費燃料原価	2,123	2,486	(363)	(14.6)
送電費用	5,781	5,918	(137)	(2.3)
その他の変動仕入およびサービス	2,119	2,444	(325)	(13.3)
人件費	1,332	1,245	87	7.0
その他の固定営業費用	1,212	1,316	(104)	(7.9)
減価償却費、償却費および減損損失	1,441	1,618	(177)	(10.9)
合 計	18,803	20,153	(1,350)	(6.7)

仕入およびサービス(変動費用)

仕入およびサービスは、2015年で合計14,818百万ユーロであり、2014年比で7.2%の減少だった。当該費用の詳細は以下のとおりである。

- ・ 2015年に購入された電力は、331百万ユーロ(-6.5%)減少し、4,795百万ユーロであった。これは、平均加重卸売市場価格の上昇(51.7ユーロ/メガワット時、+23.1%)の結果としての、市場で獲得される電力の平均購入価格の上昇分が、小売販売のためのガス獲得量の低下により相殺された結果である。
- ・ 2015年の消費燃料原価は、化石燃料発電の増加が、燃料に支払われた平均価格の低下に相殺されたため、14.6%(363百万ユーロ)低下し、2,123百万ユーロであった。
- ・ 送電費用は、販売された電力の低下の結果、2.3%減少した。
- ・ 「その他の変動仕入およびサービス」の項目は合計2,119百万ユーロであり、2014年比で325百万ユーロ減少した。当該変動は主に、エネルギーデリバティブ関連費用における341百万ユーロ(-43.4%)の低下によるものであり、これは、「その他営業収益」に計上される本名目に関連した収益の258百万ユーロ(-37.7%)の減少および化石燃料発電の増加による二酸化炭素排出費用の32百万ユーロの上昇により部分的に相殺された。

エンデサの事業における限界利益の内訳および前年同期比の変動は以下のとおりであった。

	単位：百万ユーロ			
	限界利益			
	2015年	2014年	2014年比増加率(減少率)(%)	合計への寄与率(%)
発電および供給	3,113	3,245	(4.1)	56.8
配電	2,445	2,390	2.3	44.6
構造およびその他(1)	(77)	(97)	(20.6)	(1.4)
合 計	5,481	5,538	(1.0)	100.0

(1) 構造、サービスおよび調整を指す。

人件費およびその他の営業費用(固定費用)

固定費は、2015年に2,544百万ユーロとなり、2014年に比して17百万ユーロ減少した(-0.7%)。

人件費は、2015年に1,332百万ユーロとなり、2014年に比して87百万ユーロ(+7.0%)増加した。2015年および2014年の人件費はともに、両年において記録された引当金および従業員削減費用の変化により影響を受けた。退職手当および労働リスク(2015年は42百万ユーロの引当金の純額、2014年は同一名目に25百万ユーロの払戻純額)を補うための契約停止の引当金の割当(2015年は380百万ユーロおよび2014年は349百万ユーロ)ならびに労働力削減計画および契約停止に対する引当金(27百万ユーロ)の調整のために2015年に計上された費用の上昇は、特筆すべき点である。

これらの影響を除くと、人件費は平均労働力の4.8%の減少により、38百万ユーロ(-3.9%)減少したことになる。

「その他の固定営業費用」は主に、運営効率向上計画の一環としての修理および保全費用の削減(78百万ユーロ、-17.8%相当)ならびに経費削減措置の実施により、104百万ユーロ減少(-7.9%)して合計1,212百万ユーロとなった。

減価償却費、償却費および減損損失

減価償却費、償却費および減損損失は、2015年に合計1,441百万ユーロとなり、2014年に比して177百万ユーロの減少となった(-10.9%)。当該変動には、2015年の減価償却および償却に129百万ユーロの減少をもたらした、2014年10月1日からの原子力および複合循環発電所の耐用年数における延長の結果生じた減価償却費用の減少の影響が含まれる。

2015年、本項目には、財産、発電所および設備の53百万ユーロの減損損失が含まれ、そのうち31百万ユーロが、Moralets水力発電所の容量を増加させるプロジェクトの中止およびGirabolhos(ポルトガル)水力発電所におけるプロジェクトの埋没費用に該当し、8百万ユーロが、本土のシステムに必要ではないと予測される容量を有する当該システム外にある発電資産に該当し、7百万ユーロが実施されない発電所の実現可能性に関する調査に関連する。

2014年、この項目は合計96百万ユーロの土地価値の減損に対する引当金の割当ても含んでおり、このうち65百万ユーロは最高裁判所によるJose I, S.L.の勝訴判決の適用によりエンデサが受領すべき金額に関連し、31百万ユーロは直近で承認された産業計画にその建設が含まれていない新しい発電所の建設地として利用される一定の土地の区画の価値における減損の計上に関連する。本項目に、74百万ユーロの減損損失も、Girabolhos水力発電所(43百万ユーロ)およびDistribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.(31百万ユーロ)の営業権およびそれに関連するその他の資産に計上された。

純金融損失：186百万ユーロ(+12.0%)

2015年に計上された純金融損失は186百万ユーロ(マイナス)であり、前年比20百万ユーロの増加(+12.0%)となった。

純金融費用は合計174百万ユーロであり、前年比4百万ユーロの増加であった。一方、為替差損は12百万ユーロであり、2014年末時点の4百万ユーロの利益と比較される。

2015年および2014年双方の長期金利の動向として、進行中の労働力削減計画に関連する債務および工事中止にそれぞれ合計47百万ユーロ(プラス)および2百万ユーロ(マイナス)を賄えるよう引当金を調整する必要があったことが挙げられる。同様に、2014年、24百万ユーロの収益がスペインの規制活動に起因する収益不足のための資金調達に関連して計上された。一方、2015年には一切の金額は計上されなかった。

これらの要素の影響を除けば、株主への6,353百万ユーロの臨時配当支払を通じての、2014年第4四半期におけるエンデサのリレバレッジの結果による、当該2期間の平均純金融負債の増加のため、純金融費用は25百万ユーロ(+12.8%)増加したことになる。

持分法を適用して会計処理される会社の損益

2015年に、持分法を適用して会計処理される会社は、純利益に15百万ユーロ(マイナス)を寄与し、2014年の44百万ユーロ(マイナス)と比較される。

2015年、原子力安全評議会(「CSN」)がSanta María de Garoña原子力発電所の運営許可を更新する要求に対する法定報告書を発行するのにかかる超過時間も考慮すると、Nuclenor, S.A.に発生した高額な費用を賄う引当金の認識により同社の50%の持分について58百万ユーロのマイナスの影響も含んでいた(2014年、同じ名目に56百万ユーロの損失が計上された。)。

2014年、持分法を適用して会計処理される会社の純利益は、エンデサが40.99%の持分を有するElcogas, S.A.の活動を終了するのに予想された費用を賄うための51百万ユーロにのぼる引当金を含んでいた。

2015年9月18日に、スペインの官報(「BOE」)は産業・エネルギー・観光省のエネルギー政策および鉱山局によって下された2015年7月31日付の決議を公布した。これは、Elcogas, S.A.にプエルトリャノ(シウダードレアル)の自治体にある320メガワットの統合複合循環ガス化火力発電所を本決議の日付から3か月後の期限までに閉鎖する権限を与えている。Elcogas, S.A.はまた本決議の日付から4年以内に発電所を部分的に解体しなければならない。2015年10月30日、同省は、同社が実行可能性に関する計画を提示した、3か月間の例外的および一度限りの閉鎖に対する2016年1月31日までの延長を付与する決議を承認した。

2015年12月21日に、Elcogas, S.A.の取締役会は産業・エネルギー・観光省へ提出するための実行可能性の計画を承認した。これは同社を存続可能にするために必要な最小限の条件を含んでいた。2016年1月18日、同省は提案された計画を却下し、その結果、実行可能性に関する計画を欠く中、2016年1月21日にElcogas, S.A.の取締役会は設定された最長期間内で発電所の廃炉化および閉鎖を続行することに同意した。

資産売却による利益

2015年、以下の取引が実施された。

- ・ 2015年1月23日、Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.が保有するGran CanariaのChira-Soria水力発電所の資産をRed Eléctrica de España, S.A.U.へ11百万ユーロの価格で譲渡する契約が締結され、7百万ユーロの総キャピタル・ゲインが発生した。
- ・ さらに、2015年2月3日、エンデサはEnagás Transporte, S.A.U.とCompañía Transportista de Gas Canarias, S.A.の全株式の売却を実行した。株式価格および参加型ローンを含む当該取引の合計金額は累積利息も含め7百万ユーロとなり、3百万ユーロの総キャピタル・ゲインが発生した。
- ・ 2015年7月1日、エンデサはAyesa Advanced Technologies, S.A.の株式資本におけるその所有持分22%を売却した。売却は6百万ユーロの価格にて実施され、1百万ユーロ未満の総キャピタル・ゲインが発生した。
- ・ 2015年8月5日、エンデサは6百万ユーロで、Gasificadora Regional Canaria, S.A.におけるそのすべての所有持分を売却した。売却により、エンデサに対し、利益または損失も発生しなかった。

非継続事業の税引後利益

2014年のエンデサの非継続事業の税引後純利益は3,045百万ユーロであった。純利益は以下を含む。

- ・ ラテンアメリカ事業の売却において得た1,764百万ユーロに達する純利益。
- ・ 事業売却日までのエンデサのラテンアメリカ事業からの1,281百万ユーロに達する非支配持分の算入前純利益。非支配持分に対応する部分を除くと、エンデサの2014年の純利益に対するラテンアメリカ事業の寄与は、623百万ユーロであった。

2014年10月23日、エンデサS.A.は、ENEL Latinoamérica, S.A.U.における株式796,683,058株(同社の資本株式の100%)およびEnersis Américas, S.A.(以前はEnersis, S.A.として知られていた。)における株式9,967,630,058株(同社の資本株式の20.3%)のENEL Iberoamérica, S.L.U.への売却により、ラテンアメリカ事業を8,253百万ユーロで売却した。

ENEL Latinoamérica, S.A.U.は1998年1月26日に、エンデサのラテンアメリカ市場におけるプレゼンスを管理するために設立され、その主要な投資対象はEnersis Américas, S.A.(以前はEnersis, S.A.として知られていた。)であり、持分の40.32%を保有していた。Enersis Américas, S.A.(以前はEnersis, S.A.として知られていた。)は、チリに拠点を置く持株会社であり、5つのラテンアメリカ国家にある発電会社および配電会社に対する支配持分を有している。同社の株式はサンティアゴおよびニューヨークの証券取引所ならびにLatibexで取引されている。

ENEL Latinoamérica, S.A.U.株式の100%およびEnersis Américas, S.A.(以前はEnersis, S.A.として知られていた。)株式の20.3%を併せて売却することは、これらの取引が完了した日において、エンデサS.A.が両社、さらに後者が支配するすべての会社に対する支配を失ったことを意味する。したがって、これらの会社は現在はエンデサS.A.の連結の範囲から除外されている。2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の付表 は、本取引の日に、エンデサの連結の範囲から除外された会社を列挙している。

2014年7月31日、これらの資産および負債の残高は、それぞれ「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業」ならびに「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業に関連する負債」に振り替えられた。この時点から、振り替えられた資産は、減価償却または償却されなくなり、売却された会社に係る、当該取引が完了する日までに2014年において発生したすべての収益および費用は、非継続事業とみなされ、2014年12月31日に終了した事業年度の連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」に算入された。

当該売却が完了した日の非支配持分の価値を控除した後の売却した資産および負債の帳簿価額は5,933百万ユーロであり、これに当該取引で発生した費用の4百万ユーロを加味すると、当該売却によって2,316百万ユーロの総キャピタル・ゲインが生じたことになる。当該取引の法人所得税の279百万ユーロは、前記の金額から控除されなければならない、税引後の総キャピタル・ゲインは2,037百万ユーロである。

親会社の持分において認識されたキャッシュ・フロー・ヘッジに対する為替差損および為替差益は、当該取引の完了日において、それぞれ239百万ユーロおよび34百万ユーロ(マイナス)であり、これらは2014年の連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」において認識された。したがって、当該取引は2014年の連結損益計算書に1,764百万ユーロのプラスの影響を及ぼし、「非継続事業の税引後利益」において認識された。

後発事象

2016年2月16日、ENEL Insurance, N.V.を通してCompostilla Re, S.A.への間接投資はCLT Holding ADへの50百万ユーロでの売却により完了した。売上による正味残額は9百万ユーロとなった。

2016年3月30日、エンデサはEDP - Gestão de Produção de Energia, S.A.からTejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.(以下「Tejo Energia」という。628メガワットの容量があるポルトガルのPego石炭火力発電所の所有者)の株主資本の4.86%である48,854株を取得した。エンデサは以前Tejo Energiaに38.89%の出資持分を有していた。この取引の対価は8百万ユーロに達したが、その結果エンデサはTejo Energiaの株主資本への投資を43.75%に増加させた。

2016年4月18日、ポルトガル国家と、90%をENDESA Generación, S.A.U.が所有し10%をENDESA Generación Portugal, S.A.が所有する会社であるHidromondego - Hidroeléctrica do Mondego, Ldaとの間で、ポルトガルのGirabolhos水力発電所プロジェクトの発展のための契約を終結させるための合意が締結された。この合意のもと、ポルトガル国家はあらゆる賠償請求を放棄し、エンデサは現行の規制に基づき、すでに設定されているアクセスの適用を保証し、また、一定の研究費用(当該費用の額は多額ではない。)を賄うことを約束する。これによりENDESA, S.A.がポルトガルのGirabolhos水力発電所プロジェクトの発展のために提供した28百万ユーロの保証から解放されることになる。

2016年5月24日、ENDESA, S.A.はENEL Insurance N.V.の保有持分(全株主資本の50%に該当していた。)全てを総額114百万ユーロで、同じ事業グループの会社であるENEL Investment Holding B.V.との相対売買により、同社へ譲渡した。エンデサの連結損益計算書上、当該譲渡によるキャピタル・ゲインおよびキャピタル・ロスはない。ENEL Insurance N.V.は、ENELグループの会社に保険および再保険サービスを提供しているオランダの会社である。

2015年12月31日から本有価証券報告書の発行許可日までの間で、ここに記載していないその他の後発事象は生じていない。

(4) 流動性および資本の原資

効率的な費用管理および最適化方針の一環として、スペインにおける財政機能はエンデサに集中している。本有価証券報告書の作成日において、当社は将来の投資債務および負債満期の支払を満たすのに必要な資金の利用可能性を保証する必要な流動性および中長期の金融資源へのアクセスを有している。

エンデサは、満期のカレンダーを、経営計画で予定されているキャッシュ・フローを生み出す能力に合わせて調整可能な中長期の資金を取得するという、財政構造において現在までに用いられた同様の保守的な方針を維持している。これを行うために、エンデサは特に銀行市場を通じ、外部の資金を用いている。超長期ローンに対して魅力的な条件を提示する公的機関からも資金を得ている。また、当社は稼働資本要件の管理の最適化および負債費用の改善に資する短期の資金も有している。本資金は主要な金融機関の銀行の与信枠またはユーロコマーシャルペーパーの発行により得ている。

また、エンデサは適用ある移転価格規制に従って、ENELグループ会社と取引を行っている。

流動性

2015年12月31日時点において、エンデサは次の29か月にわたる負債の返済を満たすのに十分な3,533百万ユーロの流動性を有していた。当該金額は、346百万ユーロの現金および現金同等物、ならびに3,187百万ユーロの無条件かつ未使用の与信枠を含んでおり、かかる額のうち1,000百万ユーロは、ENEL Finance International, N.V.との間のクレジットラインに相当するものであった。これらの与信枠は添付される連結貸借対照表の長期有利子ローンに表示されている流動負債の借り換えを担保している(「第6 経理の状況」に含まれる2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記3nおよび19.4を参照のこと。)。これらの与信枠の金額は流動資産と併せてエンデサの短期返済債務を十分にカバーしている。

「現金および現金同等物」は流動性が高く、価値の変動のリスクがない。契約日から3か月で満期を迎え、この種の預金の市場金利で利息が発生する。

現金および現金同等物の取得可能性に対する実質的な金額の制限はない。エンデサによる資金の引出しに影響を及ぼす可能性のある制限は、「第6 経理の状況」に含まれる2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記13および14.1.13に記載されている。

キャッシュ・フロー分析

2015年12月31日時点において、当社の現金および現金同等物は、2014年12月31日時点と比べて302百万ユーロ減少の346百万ユーロであった。

2014年および2013年12月31日時点において、営業活動、投資活動および財務活動に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る。

(単位：百万ユーロ)				
正味キャッシュフロー				
	2015年12月31日	2014年12月31日		
	合計	継続事業	非継続事業(*)	合計
営業活動から生じた正味キャッシュフロー	2,656	2,869	845	3,714
投資活動から生じた正味キャッシュフロー	(773)	1,114	6,241	7,355
財務活動から生じた正味キャッシュフロー	(2,185)	(13,657)	(901)	(14,558)

(*) 売却前のラテンアメリカ事業に関連している。

2015年において、営業活動からの現金は、事業の開発に必要な投資の資金調達をし、805百万ユーロの配当を支払うのに十分であり、また、純金融負債も1,078百万ユーロ減少した。

営業活動

2015年における営業活動から生じた正味キャッシュフローは2014年の3,714百万ユーロと比べて、2,656百万ユーロであり、2014年にはラテンアメリカ事業によりその売却までに生み出された845百万ユーロの正味キャッシュフローが含まれていた。

2015年、受領した配当から生じた正味キャッシュフローを含む、営業活動から生じた正味キャッシュフローは、17百万ユーロとなり、利息の回収および支払はそれぞれ42百万ユーロおよび188百万ユーロとなった(対して2014年は、それぞれ27百万ユーロ、280百万ユーロおよび593百万ユーロ)。

営業活動から生じた正味キャッシュフローには、2015年は396百万ユーロの稼働資本における減少および2014年は1,228百万ユーロの増加が含まれる。

投資活動

2015年、投資活動から生じた正味キャッシュフローは773百万ユーロ(マイナス)となり、対して2014年は7,355百万ユーロ(プラス)であった。

有形固定資産の購入に使用された正味キャッシュフローは、2015年に746百万ユーロおよび2014年に1,681百万ユーロとなった。

グループ会社の支配権の獲得または消失から生じた正味キャッシュフローは、投資活動から生じたものとして分類される。2014年、投資活動から生じた正味キャッシュフローにはラテンアメリカ事業の売却に起因する6,358百万ユーロが含まれていた。

財務活動

2015年、財務活動に使用された正味キャッシュフローは、2,185百万ユーロとなった(2014年は14,558百万ユーロ)。

配当支払に由来するキャッシュアウトフローを財務活動として計上することは、エンデサの方針である。2015年、財務活動に割り当てられたキャッシュフローには、本項目に対する805百万ユーロの支払が、1,380百万ユーロの純金融負債の減少とともに含まれていた。

2014年、財務活動に割り当てられたキャッシュフローには、配当金支払に対する16,686百万ユーロおよび2,128百万ユーロの純金融負債の増加が含まれていた。

純金融負債

2015年12月31日時点の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)			
	2015年12月31日	2014年12月31日	変 化	変 化 率(%)
長期有利子ローンおよび借入金	4,680	6,083	(1,403)	(23.1)
短期有利子ローンおよび借入金	-	1	(1)	(100.0)
小計	4,680	6,084	(1,404)	(23.1)
現金および現金同等物	(346)	(648)	302	(46.6)
金融資産として認識されたデリバティブ	(11)	(16)	5	(31.3)
純金融負債	4,323	5,420	(1,097)	(20.2)

2015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。

通 貨	(単位：百万ユーロ)			
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	変 化	変 化 率(%)
ユーロ	4,680	6,084	(1,404)	(23.1)
合計	4,680	6,084	(1,404)	(23.1)
固定利率	3,537	5,073	(1,536)	(30.3)
変動利率	1,143	1,011	132	13.1
合計	4,680	6,084	(1,404)	(23.1)
平均年数(年)	8.0	8.9	-	-
平均費用(%)	2.7	3.0	-	-

エンデサの総金融負債の満期に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記17に記載されている。

2015年12月31日時点で、当社の総金融負債の76%については固定利率で利息が発生しており、残りの24%については変動利率で利息が発生している。またその時点において、当社の総金融負債は100%ユーロ建てである。

2015年および2014年12月31日時点における、短期および長期有利子ローンおよび借入の詳細は次のとおりである。

単位：百万ユーロ

	2015年12月31日					合計	公正価値
	額面金額	長	帳簿価格 期	短	期		
社債および他の市場性のある有価証券	215		226		-	226	223
銀行借入	676		676		-	676	693
その他の借入(1)	3,778		3,778		-	3,778	4,377
デリバティブを除く有利子ローンおよび借入合計	4,669		4,680		-	4,680	5,293
デリバティブ	-		-		-	-	-
合 計	4,669		4,680		-	4,680	5,293

(1) 長期負債に分類される517百万ユーロになるファイナンスリースを含む。

単位：百万ユーロ

	2014年12月31日					合計	公正価値
	額面金額	長	帳簿価格 期	短	期		
社債および他の市場性のある有価証券	333		347		-	347	347
銀行借入	505		506		-	506	532
その他の借入(1)	5,230		5,230		-	5,230	6,675
デリバティブを除く有利子ローンおよび借入合計	6,068		6,083		-	6,083	7,554
デリバティブ	21		-		1	1	1
合 計	6,089		6,083		1	6,084	7,555

(1) 長期負債に分類される539百万ユーロになるファイナンスリースを含む。

デリバティブを除く有利子ローンおよび借入の詳細は(満期別)、以下に表示されている。

	単位：百万ユーロ								
	満期	2015年 12月31日 時点の 帳簿価格	短期	長期	満 期				
					2017年	2018年	2019年	2020年	それ以降
社債および他の 市場性のある 有価証券									
固定金利	2031年	41	-	41	-	-	-	-	41
変動金利	2019年	185	-	185	36	132	17	-	-
合 計		226	-	226	36	132	17	-	41
銀行借入									
固定金利	2046年	21	-	21	-	-	-	-	21
変動金利	2028年	655	-	655	59	171	46	46	333
合 計		676	-	676	59	171	46	46	354
その他の借入									
固定金利	2036年	3,522	-	3,522	24	39	22	23	3,414
変動金利	2017年	256	-	256	1	250	-	5	-
合 計		3,778	-	3,778	25	289	22	28	3,414
合 計		4,680	-	4,680	120	592	85	74	3,809

	単位：百万ユーロ								
	満期	2014年 12月31日 現在の 帳簿価格	短期	長期	満 期				
					2016年	2017年	2018年	2019年	それ以降
社債および他の 市場性のある 有価証券									
固定金利	2031年	43	-	43	-	-	-	-	43
変動金利	2019年	304	-	304	250	36	-	18	-
合 計		347	-	347	250	36	-	18	43
銀行借入									
固定金利	2046年	22	-	22	-	-	-	-	22
変動金利	2028年	484	-	484	329	13	16	13	113
合 計		506	-	506	329	13	16	13	135
その他の借入									
固定金利	2036年	5,052	-	5,052	50	23	22	22	4,935
変動金利	2017年	178	-	178	17 7	1	-	-	-
合 計		5,230	-	5,230	227	24	22	22	4,935
合 計		6,083	-	6,083	806	73	38	53	5,113

為替デリバティブを除く長期有利子ローンおよび借入の詳細(通貨別)は、以下のとおりである。

	単位：百万ユーロ							
	2015年12月31日							
	初期負債構造 負債 長期			返済余力 率の影響	返済後の長期負債構造		利率	
	償却費用	額面金額	合計に対 する割合 (%)		償却費用	合計に対す る割合(%)	平均利率	実効利率
ユーロ	4,680	4,669	100.00%	-	4,680	100.00%	2.70%	2.70%
その他	-	-	-	-	-	-	-	-
合 計	4,680	4,669	100.00%	-	4,680	100.00%	-	-

	単位：百万ユーロ							
	2014年12月31日							
	初期負債構造 負債 長期			返済余力 率の影響	返済後の長期負債構造		利率	
	償却費用	額面金額	合計に対 する割合 (%)		償却費用	合計に対す る割合(%)	平均利率	実効利率
ユーロ	6,062	6,047	99.70%	21	6,083	100.00%	3.00%	3.00%
その他	21	21	0.30%	(21)	-	-	1.50%	1.50%
合 計	6,083	6,068	100.00%	-	6,083	100.00%	-	-

継続事業全体について、2015年の間、全ての有利子ローンおよび借入に対する平均利率は2.7%であった(2014年も継続事業は3.0%であった。)

アレンジされたデリバティブを考慮した金融リスクの構造の詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	持ち高	
	2015年12月31日	2014年12月31日
固定金利	3,537	5,073
変動金利	786	347
合 計	4,323	5,420

2015年および2014年の間、エンデサにより行われた借入金の参照利率は、主にEuriborである。

2015年および2014年の12月31日の時点におけるエンデサが契約したデリバティブの名目価格または契約上の価格ならびにかかるデリバティブの公正価値の詳細(満期別)が次表に示されている。

デリバティブ	2015年12月31日							
	単位：百万ユーロ							
	公正価値	名目価格						
		2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	それ以降	合計
金融派生商品	11	36	20	-	15	-	12	83
金利ヘッジ	11	36	20	-	15	-	12	83
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	11	36	20	-	15	-	12	83
スワップ	11	36	20	-	15	-	12	83
外貨ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
先物	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定 されていないデリバティブ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
フィジカル・デリバティブ	(89)	3,257	640	22	-	-	-	3,919

デリバティブ	2015年12月31日							
	単位：百万ユーロ							
	公正価値	名目価格						合計
		2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	それ以降	
外貨	5	712	8	-	-	-	-	720
ヘッジとして指定されているもの	3	419	8	-	-	-	-	427
先物	3	419	8	-	-	-	-	427
ヘッジとして指定されていないもの	2	293	-	-	-	-	-	293
先物	2	293	-	-	-	-	-	293
ブライス	(94)	2,545	632	22	-	-	-	3,199
ヘッジとして指定されているもの	(38)	400	34	-	-	-	-	434
スワップ	(38)	400	34	-	-	-	-	434
その他	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料ヘッジとして指定されていないもの	(58)	1,391	498	22	-	-	-	1,911
スワップ	(71)	1,179	439	18	-	-	-	1,636
その他	13	212	59	4	-	-	-	275
電力ヘッジとして指定されていないもの	2	754	100	-	-	-	-	854
スワップ	1	726	100	-	-	-	-	826
その他	1	28	-	-	-	-	-	28
合 計	(78)	3,293	660	22	15	-	12	4,002

デリバティブ	2014年12月31日							
	単位：百万ユーロ							
	公正価値	名目価格						合計
		2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	それ以降	
金融派生商品	15	36	36	20	-	15	12	119
金利ヘッジ	15	-	36	20	-	15	12	83
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	15	-	36	20	-	15	12	83
スワップ	15	-	36	20	-	15	12	83
外貨ヘッジ	(1)	21	-	-	-	-	-	21
キャッシュ・フロー・ヘッジ	(1)	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	(1)	-	-	-	-	-	-	-
先物	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	21	-	-	-	-	-	21
スワップ	-	21	-	-	-	-	-	21
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	1	15	-	-	-	-	-	15
スワップ	1	15	-	-	-	-	-	15
フィジカル・デリバティブ	(56)	5,476	395	70	-	-	-	5,941

デリバティブ	2014年12月31日							
	単位：百万ユーロ							
	公正価値	名目価格						合計
		2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	それ以降	
外貨	31	898	-	-	-	-	-	898
ヘッジとして指定されているもの	34	536	-	-	-	-	-	536
先物	34	536	-	-	-	-	-	536
ヘッジとして指定されていないもの	(3)	362	-	-	-	-	-	362
先物	(3)	362	-	-	-	-	-	362
ブライス	(87)	4,578	395	70	-	-	-	5,043
ヘッジとして指定されているもの	38	751	-	-	-	-	-	751
スワップ	39	748	-	-	-	-	-	748
その他	(1)	3	-	-	-	-	-	3
燃料ヘッジとして指定されていないもの	(123)	2,438	317	70	-	-	-	2,825
スワップ	(117)	2,186	310	63	-	-	-	2,559
その他	(6)	252	7	7	-	-	-	266
電力ヘッジとして指定されていないもの	(2)	1,389	78	-	-	-	-	1,467
スワップ	(4)	1,199	78	-	-	-	-	1,277
その他	2	190	-	-	-	-	-	190
合 計	(41)	5,512	431	90	-	15	12	6,060

締結された契約の名目価格および/または契約上の価格は、かかる価格がデリバティブ決済の計算のための基礎を構成するに過ぎないことから、エンデサが負う実際のリスクを反映しない。

資本管理および財務レバレッジ

エンデサの資本管理は、長期での事業の継続性を保証するため、資本費用および財源の利用可能性を最適化する強固な財務構造を維持することに焦点を当てている。この財政の慎重な方針により、エンデサの流動性および支払能力を保証しながら、株主のための十分な水準の価値創造を維持することが可能となる。

親会社の取締役は現在の財政状態の指標は、連結レバレッジ率であると考えている。2015年および2014年の12月31日時点の比率は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	レバレッジ率	
	2015年12月31日	2014年12月31日
純金融負債：	4,323	5,420
長期有利子ローンおよび借入	4,680	6,083
短期有利子ローンおよび借入	-	1
現金および現金同等物	(346)	(648)
金融資産として認識される金融デリバティブ	(11)	(16)
資本：	9,039	8,575
親会社	9,036	8,576
非支配持分	3	(1)
レバレッジ率(%) (*)	47.83	63.21

(*) 純金融負債/資本

エンデサは経営計画で予定されているキャッシュ・フローを生み出すため、満期のスケジュールを支払能力に合わせて調整可能な長期の資金を取得することにより、財政構造において現在までに用いられた方針に類似している保守的な方針を用いている。また、当社は稼働資本要件の管理の最適化および負債費用の改善に資する短期の資金も有している。

最近の経済の改善および電力規制の安定性ならびに収益性に重点を置いた産業計画により、当社は持続可能性および長期成長の可能性を妥協することなく、株主が可能な限り投資に対する最大のリターンを得られるよう作成された配当方針を提案することが可能になった。

当社の取締役は、レバレッジにより、高い支払能力率を維持しながら資本費用を最適化することが可能になると考えている。したがって、予想収入および投資計画を十分に考慮し、将来の配当方針では、前述の資本管理目標を達成するレバレッジ率が維持される。

2014年の間、ラテンアメリカ事業の売却により生じた資金を使用して準備金により8,253百万ユーロになる臨時配当金が分配された。また2014年の間、6,353百万ユーロの臨時配当金が分配され、それは5,500百万ユーロのENEL Finance International, N.V.との資金調達取引および当社自身の流動資産により支払われた。2015年、805百万ユーロになるその他補完的配当および2014年からの分割払いの配当金が分配された。当社の資本の純金融負債率にマイナスの影響はなかった。

本有価証券報告書の作成日において、エンデサは自社の資金源を通じて資金を得ることに関与していない。

資本管理の情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記14.1.11に含まれている。

格付管理

エンデサの格付の変化は以下のとおりである。

	2015年12月31日(*)			2014年12月31日(*)		
	長期	短期	見通し	長期	短期	見通し
スタンダード・アンド・プアーズ	BBB	A-2	ポジティブ	BBB	A-2	安定的
ムーディーズ	Baa2	P-2	安定的	Baa2	P-2	ネガティブ
フィッチ・レーティングス	BBB+	F2	安定的	BBB+	F2	安定的

(*) 「第6 経理の状況」に含まれる2015年および2014年に終了した年度それぞれの連結財務書類の発行承認日現在の情報である。

2015年末、エンデサの格付はすべての格付業者により「投資適格」であった。格付業者が用いる手法にしたがい、エンデサの格付は親会社であるENELの格付に常に制限されていることは特筆すべきである。

エンデサは効率的に金融市場および銀行市場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することができるよう、投資適格格付を維持することを提案している。いずれにせよ、業者が2015年12月31日に指定した格付により、エンデサは必要な場合金融市場をリーズナブルな条件で利用することができる。

本有価証券報告書の発行許可日現在、当社の信用格付けは、以下のとおりである。

信用機関	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
ムーディーズ	Baa2	P-2	安定的
フィッチ・レーティングス	BBB+	F2	安定的

契約上の義務およびオフバランスシート業務

将来の売買契約に関する情報は2015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、8および11.2に記載されている。

	(単位：百万ユーロ)	
	2015年12月31日	2014年12月31日
有形固定資産	606	787
無形資産	2	3
その他無形資産	2	3
金融資産	-	-
貯蔵燃料の購入およびその他	26,478	27,977
貯蔵燃焼の購入	26,411	27,870
電力の購入	-	15
二酸化炭素排出手当	67	92
CERsおよびERUs		
合計	27,086	28,767

エンデサは、たとえエンデサが支配持分を有していない場合でも、有効に支配する事業体と理解され、当該事業体が得た利益の多くを実質的に取得し、関係するリスクの多くを引き受けていると理解される特別目的事業体を有していない。

当社の負債の誓約条項

エンデサのいくつかの会社のローンおよび借入には、この種の契約における一般的な誓約条項が含まれている。

スペインにおけるエンデサの資金調達活動のほとんどを行っているエンデサS.A.、International ENDESA B.V.およびENDESA Capital, S.A.U.の資金調達契約には、一定の財務比率が維持できなかった場合に契約違反および契約の早期終了を生じさせる義務は含まれていない。

グローバル・ミディアム・ターム・ノートに基づきENDESA B.V.およびENDESA Capital, S.A.U.により発行された社債ならびにエンデサS.A.によりアレンジされた銀行融資に関する誓約条項は以下のとおりである。

- クロスデフォルト条項：(貸主もしくは保証人として)エンデサS.A.または発行者が一定の債務を決済する際において、一定額以上の債務不履行が起こった場合には、債務が期限前弁済されなければならないことを規定する。
- ネガティブプレッジ条項：発行者もエンデサS.A.も、他の特定の社債を担保するために自らの資産に抵当権、先取特権またはその他の担保を設定してはならないことを規定する(ただし、今回発行される社債に同様の担保が設定される場合はこの限りでない。)
- 「パリパス」条項：債務および保証が、保証人としてのエンデサS.A.または発行者が発行したその他の既存のまたは将来における無担保もしくは非劣後の債務と少なくとも同じ地位であることを規定する。

信用格付けに関する条項に関し、エンデサS.A.は、同社の信用格付けが一定の低いレベルまで格下げされた場合に追加保証または再交渉を要する可能性のある、総計343百万ユーロおよび107百万ユーロに達する金融取引をそれぞれ2015年12月31日および2014年12月31日に締結した。

2015年12月31日現在、エンデサおよびその子会社は、エンデサの支配権の変更があった場合には、早期返済を行わなければならない可能性のある銀行およびENEL Finance International, N.V.からのローンおよびその他の借入4,950百万ユーロ(2014年12月31日現在は4,650百万ユーロ)があり、未払残高は3,650百万ユーロである。2015年末現在、支配権の変更により生じる早期返済の対象になりやすいデリバティブ契約はなかった(2014年：総市場価格で1百万ユーロおよび名目価格で15百万ユーロ)。

2015年および2014年12月31日時点において、プロジェクトに割り当てられる資産を信用供与者に差し入れる義務はない。

資産の譲渡に関する条項については、エンデサS.A.の負債の一部には、エンデサの連結資産の一定割合(取引によって7%から10%と異なる。)を上回る場合に関する制限が含まれている。これらの基準を越える場合、一般に、同等の対価を受領できないまたはエンデサS.A.の支払能力に重大な悪影響がある場合のみ、かかる制限が適用される。これらの条項の影響を受ける負債の金額は2015年12月31日時点で619百万ユーロ(2014年12月31日時点で464百万ユーロ)であった。

エンデサの取締役は、これらの条項によって、2015年および2014年12月31日現在の連結貸借対照表における流動/固定の分類が変更されるとは考えていない。

第三者に提供される保証、その他の偶発資産および債務ならびにその他のコミットメント

直接および間接保証

2015年および2014年の間、エンデサは、2028年に支払期限が到来する、Central American Bank for Economic IntegrationによりEmpresa Propietaria de la Red, S.A.、Sucursal en Costa Ricaに対して与えられたローン(40百万米ドル、2014年12月31日現在で33百万ユーロ相当)に対する商業上のリスクの保証37百万米ドル(2014年12月31日現在で34百万ユーロ相当)を有していた。ラテンアメリカ事業の売却について定める株式売買契約(注記32.1を参照のこと。)は、ENEL Iberoamérica, S.L.U.がエンデサS.A.をこの保証に由来する義務から解放するのに必要な手順を履践する規定を含んでいた。かかる手続きが完了するまで、ENEL Iberoamérica, S.L.U.はこれらの義務に関する損害についてエンデサS.A.に責任を負わせない。

2015年および2014年、エンデサの関連会社およびジョイント・ベンチャーに対して与えられた保証の内訳は注記34.2に詳述される。

エンデサは、2015年および2014年12月31日に提供された保証から生じる追加の債務は重大でないと考え

る。

2015年および2014年12月31日時点において通常の債務または偶発債務への担保として担保権が設定されていたエンデサにより保有される流動金融資産は存在せず、第三者の融資の保証として使用される有形固定資産も存在しなかった(注記6.1および17.2を参照のこと。)

その他のコミットメント

2015年12月31日現在、貯蔵燃料購入の義務は26,411百万ユーロ(2014年12月31日現在は27,870百万ユーロ)に達し、うち一部は合意に対応するか、「テイク・オア・ペイ」条項を有している。

2015年の購入義務の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	将来の電気購入の義務				
	原子力燃料	燃料油	ガス	その他	合計
2016年から2020年	503	345	9,222	238	10,308
2021年から2025年	43	-	9,423	-	9,466
2026年から2030年	-	-	6,636	1	6,637
2031年以降	-	-	-	-	-
合計	546	345	25,281	239	26,411

2015年および2014年12月31日現在、ジョイント・ベンチャーに関連する金額はなかった。

2014年の間、エンデサは液化天然ガス(GNL)を取得するべく、Corpus Christi Liquefaction, LLCと合計30億立方メートル/年で2019年に開始する2つの契約を、年末に具体化した留保事項の遵守を条件に締結した。エンデサS.A.は、ENEL Trade, S.p.A.およびENDESA Energía, S.A.U.とも当該契約双方に署名し、後者にそれぞれ10億立方メートル/年および20億立方メートル/年の、Corpus Christi Liquefaction, LLCと合意した同様の条件に基づく契約に従って取得されるガスを移転させた。ENEL, S.p.A.は、本契約を遵守するべく、エンデサS.A.のために137百万米ドル(約126百万ユーロ)の保証を付与した(注記34.1.2を参照のこと。)。2015年および2014年12月31日現在、在庫を取得する義務に対して計上される金額には、これらの合意に関連するガスの取得に対するものが含まれている。

当社の取締役は、エンデサがこれらの責務を履行できると考えており、したがって、この点において不測の事態が生じることを予測していない。

その他の情報

現行のスペインの規制に基づき、また電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号に従って、エンデサはその発電所において起こりうる原発事故に関する第三者の賠償請求に対して最高700百万ユーロの保険に加入している。当該金額を超える損失または損害は、スペイン国家が締結している国際協定に準拠する。また、原子力発電所は、設備(貯蔵核燃料を含む。)への損害および機械の損壊に対して、各発電所につき最高1,500百万米ドル(約1,380百万ユーロ)補償する保険に加入している。

2011年5月28日、スペイン政府は、2011年5月27日付核による損害または放射性物質により生じた損害に関する民事責任に関する法律2011年第12号を公表した。かかる法律は、事業者責任を1,200百万ユーロにまで引き上げる一方で、事業者が当該責任をいくつかの方法で補填することを認めている。よって本規制の発効は、核損害に対する民事責任に関する条約(パリ条約)を変更する2004年2月12日付の議定書およびパリ条約を補完する条約(ブリュッセル条約)を変更する2004年2月12日付の議定書の発効を条件とするが、本有価証券報告書の作成日現在においていくつかの欧州連合加盟国の批准のみ未完了である。

最近の資金調達取引

2015年の間に実施した主要な取引は以下のとおりである。

- ・ 2015年上半期、エンデサS.A.は様々な金融機関と取り決めている与信枠について、総額300百万ユーロで、2018年上半期を満期として更新した。
- ・ 2015年9月25日、エンデサS.A.は、欧州投資銀行により付与され2014年9月に300百万ユーロで受けたローンを実行した。変動金利であり、12年で満期が到来し、2019年9月以降に返済できる。

- ・ 与信枠および関係会社間貸付は以下のとおりである(注記34.1.2)。

(単位：百万ユーロ)

	発行体	日付	金額	2015年12月 31日時点の 帳簿価額		利率	満期
				長期	短期		
関係会社間貸付 (ユーロ)	ENEL Finance International, N.V.	2015年6月30日	3,000	3,000 (*)	-	固定	2024年10月29日
未締結クレジットラ イン (ユーロ)	ENEL Finance International, N.V.	2015年12月23日	1,500	200	-	変動金利	2016年12月31日
クレジットライン (ユーロ)	ENEL Finance International, N.V.	2015年6月30日 および2015年12 月29日	1,000	-	-	変動金利	2018年6月30日
合計			5,500	3,200	-		

(*) 2015年6月30日に1,500百万ユーロの一部返済。

2014年の間に実施した主要な取引は以下のとおりである。

継続事業：

- ・ 2014年6月6日、エンデサS.A.およびENEL Finance International, N.V.間の関係会社間クレジットラインの制限を3,500百万ユーロから1,000百万ユーロへ減額した。
- ・ 与信枠および関係会社間貸付に関する振出は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	発行体	日付	金額	2014年12月 31日時点の 帳簿価額		利率	満期
				長期	短期		
関係会社間貸付 (ユーロ)	ENEL Finance International, N.V.	2014年10月23日	4,500	4,500	-	固定	2024年10月29日
クレジットライン (ユーロ)(**)	ENEL Finance International, N.V.	2014年10月23日	1,000	(**)	(**)	変動(*)	2015年10月21日
クレジットラインの 更改(ユーロ)	銀行	2014年12月22日 および2014年12 月23日	1,900	4	-	変動(*)	2018年
合計			7,400	4,504	-		

(*) Euribor参照。

(**) 2014年12月初旬に解除された。

- ・ 2014年9月26日、欧州投資銀行(EIB)との間で600百万ユーロの新しい融資が手配されたが、2014年の間は支払われていない。
- ・ 支払：
 - 2039年2月に満期を迎えるユーロ・ミディアム・ターム・ノート(EMTN)245百万ユーロのInternational ENDESA B.V.による2014年2月の早期支払。
 - Banco Popularからの貸付400百万ユーロのエンデサS.A.による2014年3月の早期支払。

- Banco SabadellおよびCitibankと締結した銀行貸付のそれぞれ150百万ユーロおよび135百万ユーロのエンデサS.A.による2014年8月の早期支払。
- 2016年9月および2019年9月にそれぞれ満期を迎える米国私募債(USPP)158百万ユーロのENDESA B.V.による2014年9月9日の早期支払。

非継続事業：

- ・ ブラジルにおける、Ampla Energia e Serviços, S.A.およびCompanhia Energetica do Ceará S.A.による締結済のクレジットライン150百万ブラジルレアル(50百万ユーロ相当)の延長および新しいクレジットライン120百万ブラジルレアル(40百万ユーロ相当)の締結。また、Companhia Energetica do Ceará S.A.が5年の銀行貸付150百万ブラジルレアル(50百万ユーロ相当)を取得した。
- ・ チリにおいて、Empresa Nacional de Electricidad, S.A.は10年国際債400百万米ドル(293百万ユーロ相当)を有していた。
- ・ コロンビアにおいて、Emgesa S.A. E.S.P.が、6年、10年、16年の地方債総額590,000百万コロンビア・ペソ(221百万ユーロ相当)を発行した。また、9月には、Codensa, S.A.が7年の地方債185,000百万コロンビア・ペソ(69百万ユーロ相当)を発行した。
- ・ ペルーにおいて、Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A.が3年から10年以内に満期を迎える合計389百万ペルー・ヌエボ・ソル(139百万ユーロ相当)の様々な債券を発行した。

その他の情報

2015年および2014年12月31日時点において、エンデサの会社は、それぞれ総額3,187百万ユーロおよび3,519百万ユーロとなる未使用の与信枠を有しており、そのうち1,000百万ユーロがENEL Finance International, N.V.と締結したクレジットラインに相当し、両日時点において使用済のものはなかった。これらの与信枠は、添付される連結貸借対照表において非流動利息付借入および借入と表示される流動債務のリファイナンスを保証する(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記3nおよび19.4を参照のこと。)。これらの与信枠額は、流動資産と共に、エンデサの短期支払債務に対して十分な保証を与えている。

2 【生産、受注及び販売の状況】

主な市場の概況

1. スペインおよびポルトガルにおける事業

1.1. スペインにおける電力

2015年、エンデサの発電プールは、通常の方法および本土外の製造による純発電量合計73,061ギガワット時を達成した(2014年は69,681ギガワット時。)。これは2014年と比べて4.9%の増加を示している。本土外の領域における総発電量は、2015年において12,375ギガワット時であった(2014年は12,179ギガワット時。)。

次表は、発電量の変化を表しているものである。

	発 電 量 (ギガワット時)		
	2015年	2014年	変動率(%)
本土	60,686	57,502	5.5
原子力	25,756	24,762	4.0
石炭	24,277	22,176	9.5
水力	7,176	8,778	(18.3)
複合循環 (CCGT)	3,477	1,786	94.7
本土外の領域	12,375	12,179	1.6
合 計 (1)	73,061	69,681	4.9

(1) 発電所のバスバーにて。

エンデサは、スペインでは、三つの異なる性質の電力市場において事業を行っている。一つ目は自由化市場で、供給者を選ぶ能力を有している顧客に対する市場であり、そこでは、競争原理のもとで顧客と供給契約について交渉している。二つ目は規制市場であり、自由化市場を選ばなかった顧客によって構成されている。そして、最後が卸売市場である。さらに、最近では、エンデサは、ポルトガルの自由化市場においても、その存在感を強固なものとしてきているところである。

最後に、エンデサは、スペインおよびポルトガルの自由化市場と規制市場の双方において、ガス事業を行っている。

自由化市場

2015年、エンデサは合計83.1テラワット時を顧客に対して供給した(2014年は84.5テラワット時)。これは35.7%の市場占拠率である(2014年は36.9%)。2015年度末において、エンデサは約10.9百万の供給先を有していた。

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、ENDESA Distribución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、エンデサは最終顧客に対し、合計で114,190ギガワット時を供給し(2014年は110,945ギガワット時)、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、2014年と比べて2.9%プラスであった。

エンデサは、スペインにおいて、10の自治体(Catalonia、Andalusia、バレアレス諸島、カナリア諸島、アラゴン、Extremadura、カスティーヤ・レオン、Navarra、ValenciaおよびGalicia)の27の区に電力を供給している。これは、184,904平方キロメートルをカバーし、人口は総計で約22百万人いる。

2015年、電力を供給する顧客の数は12.3百万人となった。

卸売発電市場

2015年、エンデサは、卸売市場において60,793ギガワット時(2014年は58,851ギガワット時)を販売した。二当事者間の取引により販売した電力は60%近くであり、40%はOperador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A. (OMEL)組織およびREE組織市場において販売された。

購入に関しては、エンデサは、卸売市場において98,808ギガワット時(2014年は99,398ギガワット時)を購入した。この購入量の89%は供給に当てられ、その他の部分は消費および輸出を引き上げるために使用された。

次表は、2015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 番号	総電力量 (メガワット)	エンデサ (%)	エンデサの 電力量 (メガワット)
本土における体制						
従来型						
石炭						
Compostilla(1)	レオン	H-A	4	1,200	100.0	1,200
Anllares	レオン	H-A	1	365	33.3	122
As Pontes	ラ・コルーニャ	BrL	4	1,469	100.0	1,469
Teruel	Teruel	BL	3	1,101	100.0	1,101
Litoral	アルメリア	IC	2	1,159	100.0	1,159
合計(石炭)			14	5,294	-	5,051
従来型燃料ガス						
Foix(2)	バルセロナ	F-NG	0	0	100.0	0
CCGT						
San Roque 2	カディス	CCGT	1	408.3	100.0	408
Besós 3	バルセロナ	CCGT	1	419.3	100.0	419
Besós 5	バルセロナ	CCGT	3	873.2	100.0	873
Colón 4	Huelva	CCGT	1	397.8	100.0	398
As Pontes	ラ・コルーニャ	CCGT	3	870.4	100.0	870
合計(燃料ガス)			9	2,969	-	2,968
従来型発電合計			23	8,263	-	8,019
原子力						
Ascó	Tarragona	N	1	1,033	100.0	1,033
Ascó	Tarragona	N	1	1,027	85.0	873
Vandellós	Tarragona	N	1	1,087	72.0	783
Garoña(3)	Burgos	N	1	466	50.0	0
Almaraz	カセレス	N	1	1,049	36.0	378
Almaraz	カセレス	N	1	1,044	36.0	376
Trillo(3)	Guadalajara	N	1	1,066	1.0	0
合計(原子力)			7	6,772	-	3,443
水力						
従来型水力						
UPH Noroeste		H		749	100.0	749
UPH Ebro-Pirineos		H		1,992	100.0	1,992
UPH Sur		H		673	100.0	673
ポンプ式発電						
UPH Ebro-Pirineos		H		760	100.0	760
UPH Sur		H		590	100.0	590
合計(水力)				4,764	-	4,764
合計(本土)				19,799	-	16,226
本土以外の体制						

種類	場所	タイプ	グループ 番号	総電力量 (メガワット)	エンデサ (%)	エンデサの 電力量 (メガワット)
バレアレス諸島						
石炭						
Alcudia	Mallorca	IC	4	510	100.0	510
燃料ガス						
Alcudia	Mallorca	G	2	75	100.0	75
Son Reus	Mallorca	G	11	612	100.0	612
Cas ´ s Tresorer	Mallorca	G	6	473	100.0	473
Mahon	Menorca	F-G	8	270	100.0	270
Ibiza	Ibiza	F-G	16	366	100.0	366
Formentera	Formentera	G	1	14	100.0	14
合計(バレアレス諸島)				2,320	-	2,320
カナリヤ諸島						
燃料ガス						
Jinamar	Gran Canaria	F-G	10	302	100.0	302
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	F-G	10	697	100.0	697
Candelaria(4)	Tenerife	F-G	7	221	100.0	221
Granadilla(5)	Tenerife	F-G	14	797	100.0	797
Punta Grande	Lanzarote	D-G	13	231	100.0	231
Las Salinas	Fuerteventura	D-G	12	187	100.0	187
El Palmar	La Gomera	D	10	23	100.0	23
Llanos Blancos	El Hierro	D	9	13	100.0	13
Los Guinchos	La Palma	D-G	11	108	100.0	108
水力発電						
EL Mulato	La Palma	H	1	1	100.0	1
合計(カナリヤ諸島)				2,580	-	2,580
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)				184	-	184
合計				5,084	-	5,084
エンデサの発電量の合計				24,883	-	21,310
Gorona del Viento(6)	El hierro	PH+W	9	12	23.2	0

- (1) Compostilla：グループ2(147.90MW)を含む。決議の許認可は終結(2015年11月12日)。終結議事録は未了。
- (2) Foix：省の決議に基づく終結は2015年5月27日。終結議事録は2015年6月10日。
- (3) Endesa Generación, S.A.U.はGarofiaおよびTrilloの所有者であるNuclenorの50%を保有。この会社は持分法により連結している。
- (4) Candelariaには、Guía de Isora施設が含まれる(GT1：2×24.3メガワットのツインパック=48.6メガワット)。
- (5) Granadillaには、Arona施設が含まれる(GT1+GT2：2×24.3=48.6メガワット)。
- (6) Union Electrica de Canarias Generación, S.A.U.が23.21%を保有するGorona del Viento社への水力発電。本会社は持分法により統合されている。
- 燃料：H-A(無煙炭)、BrL(褐色亜炭)、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)およびPH+W(ポンプ式水力および風力発電)。

石炭採掘

2015年、エンデサは総計0.185百万トンの石炭(2014年は0.60百万トン)の石炭を採掘したが、これは698百万サームに相当し、2014年との関係では、69%の減少を意味する。

配電の枠組み

エンデサの配電網の長さは、本年度末現在において、317,675キロメートルとなった。このうち埋設線は39.5%を占めている。

本事業年度において、5か所の新たな高圧変電所および中圧変電所の作動が開始された。その結果、本年度末において、エンデサは合計で1,237か所の変電所を有している。

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。

遠隔管理プロジェクトは、予定通り継続され、6.8百万メートル(2015年に1.8百万メートル設置)および77,000の集線装置(2015年に31,000設置)が2015年12月に設置された。

I.2. スペインにおける天然ガス市場

エンデサは、60テラワット時(2014年は54.8テラワット時)を販売し、2014年に対して9.5%の増加を示している。

2015年12月31日現在、天然ガスの伝統的自由化市場におけるエンデサの顧客ポートフォリオは、発電向けの販売を除き、約1.4百万の供給地点により構成される。

I.3. ポルトガル市場

エンデサは、Pego石炭火力発電所を所有している会社であるTejo Energíalに38.9%(2015年は43.8%)の出資持分を有している。このPego石炭火力発電所は、628メガワットの発電力である。この発電所は、長期間ポルトガルの組織に電力を販売してきたが、2015年は4,021ギガワット時(2014年は2,951ギガワット時)を発電した。

この発電所の維持管理は、エンデサが50%の出資持分を有しているPEGOPが担当している。エンデサは、この発電所の石炭を取得する会社であるCarbopegoの50%の出資持分も有している。

同時に、ポルトガルのENDESA Generaciónは、現在855メガワット(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に対して50%の出資持分を有している。この発電所は2015年に596ギガワット時(2014年は5ギガワット時)を発電した。また、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。

II. ラテンアメリカにおける事業

「第2 企業の概況 1 主要な経営指標等の推移」および「第3 事業の状況 1 業績等の概要」を参照のこと。

3 【対処すべき課題】

上記「1 業績等の概要」、「2 生産、受注及び販売の状況」および下記「4 事業等のリスク」の記載を除き、当社はその事業または営業上対処すべき重要な課題を認識していない。

4 【事業等のリスク】

リスク管理および管理方針

コーポレート・ガバナンスの改善のために法人企業法を改正する2014年12月3日付2014年法律第31号および2015年2月にスペイン国家証券市場委員会(CNMV)が公表した上場会社のグッド・ガバナンス規則に適應するため、エンデサS.A.の取締役会は、2015年6月15日に「エンデサリスク管理および管理方針」を承認した。

「リスク管理および管理方針」は、取締役会が、当社利益の最大化、資本の一定水準以上の維持または増加および将来の事由による当社の利益目標の弱体化の防止を目的として、許容できるリスク水準を正確に特定することを可能とするために戦略的活動、組織的活動および営業活動を指導ならびに監督することに係わっている。

「リスク管理および管理方針」は、エンデサのリスク管理体制を規制、手続、管理およびITシステムを相互に結合したネットワークであると定義する。グローバルリスクは、様々なリスク・エクスポージャーおよびリスク・カテゴリー間の影響の軽減を考慮に入れて、エンデサが晒されているすべてのリスクの連結によりもたらされるリスクと定義される。これは、グループの事業分野および事業ユニットのリスク・エクスポージャーが連結され、評価されること、ならびに対応する管理情報がリスクおよび資本の適切な利用に関する意思決定のために作成されることを可能とする。

「リスク管理および管理方針」の実施について責任を負う機関は、様々な事業および企業分野の内部手続に依拠し、エンデサS.A.の取締役会の監査および法令遵守委員会が監督するエンデサリスク委員会である。リスク委員会は、各事業ラインおよび企業分野の責任者により構成され、以下の任務が与えられている。

- ・ エンデサS.A.の取締役会に対し、現在および予測可能なリスク・エクスポージャーの総合的見解を定期的に提供する。
- ・ 上級経営陣の戦略的リスク管理および管理決定への参加を確保する。
- ・ リスク管理ユニットおよびその管理を担当するユニットの連携、ならびに「リスク管理および管理方針」ならびにその関連する内部手続の遵守を保証する。
- ・ リスク管理および管理体制が正常に機能すること、特に、すべての主要なリスクを特定、管理および適切に数値化することを確保する。
- ・ リスク戦略の準備およびその管理方法に関する主な決定に積極的に参加する。
- ・ リスク管理および管理体制が「リスク管理および管理方針」の枠組み内でリスクを適切に軽減することを確保する。

「リスク管理および管理方針」の一般的な指針は、各事業ラインのその他の企業および特定リスク方針に加え、最適なリスク管理のために設定された限度により展開および補完されている。

リスク管理および管理モデルは、進行中のリスク特性の研究、電力セクターにおける現在の最良の実務またはリスク管理における標準的実務、測定標準化のための基準ならびにリスク・マネージャーおよびリスク管理者の分離に部分的に基づいている。リスク管理および管理モデルはまた、エンデサS.A.の取締役会により決定されたとおりに、想定されるリスクが事業の運営に必要な資源に比例し、リスク・リターン比率の最適化が確保されることに基づいている。

リスク管理サイクルは、発生する様々なリスクの特定、測定、統制および管理に関係する活動のセットであり、その目的はそれらのリスクを適切に統制および管理することである。

- ・ 特定：リスクを特定する目的は、当社のすべてのレベルにおける連携された効率的な参加を通じて、企業により想定されるすべてのリスクの優先順位が付けられた最新の蓄えを維持することである。
- ・ 測定：リスクを統合および比較することができる測定パラメーターの目的は、すべてのエンデサの立場を含むリスクへの全体的なエクスポージャーを数値化することである。
- ・ 統制：リスク統制の目的は、エンデサにより想定されるリスクが最終的にはエンデサS.A.の取締役会により設定された目標に対して適切であることを保証することである。
- ・ 管理：リスク管理の目的は、リスク許容度および傾向を設定するためにエンデサの各レベルにおけるリスク水準の調整を目指す活動を実施することである。

エンデサのリスク管理およびデリバティブ金融商品の利用に関する情報は、2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記18.3および19に記載されている。

主要なリスクおよび不確実性

エンデサの事業は、外部要因が当社の事業運営の実績および収入に影響を与えうる環境の中で行われている。エンデサの事業運営が晒されている主なリスクは次のとおりである。

事業とセクターに関するリスク

エンデサの事業は広範囲に及ぶ規制に服しており、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、公的および私的機関により適用される一連の複雑な法律およびその他規制(スペインの場合、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)が含まれる。)に服している。新しい法規制もしくは基準の導入または既に有効な法規制もしくは基準の改正は、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。

1997年11月27日付1997年法律第54号に代わる2013年12月26日付2013年電力産業法第24号は、その他の問題の中でも特に、スペインの電力産業における財政の安定性を確保するため、2014年から、年間収入不均衡は電力システムにより生じた収入合計の最大2%(または本年および前年の不均衡に対して累積的に5%)に制限されるものと定めている。これらの不均衡は、電力システムの決済プロセスに参加する発電運営者により、各運営者がそれぞれの電力システム事業において前述のプロセスより受領する収入に比例して填補される。不均衡が年間限度の2%または累積限度の5%を超える場合において、改正が適当な場合には、適用される料金は改正される。他方、不均衡が前述の限度内である場合、決済プロセスに参加している運営者は、不均衡の填補の比例負担をその後5年間で、省令により定められる市場金利において、回収する権利を有することになる。CNMCにより承認された2014年の最終決済は、550百万ユーロの剰余利益をもたらした。2015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に記載のとおり、2015年にはタイミングの不一致があったため、産業・エネルギー・観光省による見積もりに基づくと、2015年の最終決済は不均衡をもたらさない。前述を考慮し、将来の損失を防ぐまたは制限するべく、スペイン政府により導入される措置や提案が、期待されたとおりに機能するもしくは機能し続ける、または変更されないもしくは無効にされないという保証はない。エンデサのようなスペインの電力会社が損失に関して追加費用を負わない、または既存の損失もしくは将来に生じるその他いかなる損失を回収できるという保証もない。前述の規制の修正またはエンデサによるその規制の解釈の変更は、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。

過去には、規制の変更および関係当局による規制に関する異なる解釈が、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに相当な悪影響を及ぼしたことがあり、同じ事が将来にも起こる可能性がある。さらに、それらはエンデサに新たな法的要件を遵守するためにかなりの投資をするよう要求する可能性がある。エンデサは新たな規制措置が業績またはキャッシュフローに及ぼす影響を予測できず、したがって、これらの状況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。

増大した電力産業の規制緩和または欧州連合における再生可能エネルギー事項に関する新たな目標の構築は、さらなる競争激化および価格低下を招く可能性がある。

欧州連合における電力産業の規制緩和および再生可能エネルギーに関する目標の構築の両方は、スペインおよびポルトガル市場を含む、共同体の電力市場に参入する新たな参加者ならびに再生可能資源によるエネルギーの増加により、競争を増大させた。当該目標には、2001年EC指令第77号および2003年EC指令第30号を修正し、その後無効にした再生可能資源からのエネルギー使用の促進に関する欧州議会・理事会の2009年4月23日付2009年EC指令第28号により定められたものがあり、これには、2020年までに欧州連合内でのエネルギー消費合計の少なくとも20%を再生可能資源による消費により達成することを、加盟国の一連の必須目標とすることが含まれる。

欧州連合の電力産業における規制緩和は、新規参入者および多国籍のエネルギー供給者の参入により、一定の市場分野において電力価格の低下も招いた。同様に、再生可能エネルギーに関する必須目標の構築は、新たな参加者を市場に参入するよう導いた。さらに、ヨーロッパの電力交換の統合は、さらなる市場流動性を促進した。

これは、エンデサがより競争が激しい市場で事業を営んでおり、競争のレベルが高まることが予想されることを意味する。エンデサが相応にこの競争が激しい環境に適応し、管理できない場合、産業の規制緩和が増大した場合、または再生可能エネルギーに関して追加目標が導入された場合、エンデサの事業活動、財務状態、経営成績またはキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

エンデサの事業は広範囲に及ぶ環境規制に服しており、現行の環境規制もしくは要件を遵守できないこと、または適用する環境規制もしくは要件へのいかなる変更は、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。

エンデサは、その運営の通常過程および長期運営の両方に影響を及ぼす環境規制に服しており、リスクおよび費用の増加を招いている。この規制の枠組みは、免許、許可書およびその他の行政上の認可を事前に取得すること、ならびにかかる免許、許可書および規則に規定されているすべての要件を遂行することを必要としている。あらゆる規制会社の場合と同じように、エンデサは以下のことを保証することはできない。

- ・ 法を遵守するために必要な費用が増加する、またはエンデサの運営、施設もしくは工場に影響することとなるような当該法や規則の変更または解釈が行われないこと。
- ・ 公衆の反対が、提案されたプロジェクトの遅延または変更を招かないこと。および、
- ・ 当局が新しいプロジェクトを展開するために必要な環境上の許可を付与すること。

また、エンデサは、発電施設、特に原子力発電所からの廃棄物、流出物および排出物の管理に関連するリスクを含む、その事業固有の環境リスクに晒されている。エンデサは環境被害、従業員もしくは第三者への損傷、または発電、供給および配電施設ならびに石炭採集および港湾ターミナル事業に関連するその他の種類の被害について責任を負う可能性がある。

エンデサは、課された要件を遵守できること、または罰金、行政上の制裁もしくはその他の制裁、もしくは遵守事項(発電ユニットからの廃棄物、流出物および排出物の管理に関連するものを含む。)に関するその他いかなるペナルティーならびに費用を回避できることを、保証することはできない。この規制の遵守の不履行は、施設の閉鎖を含む、相当な債務ならびに罰金、損害、制裁および費用を引き起こす可能性がある。政府当局は、負債が返済されることを保証するために、責任ある当事者に課徴金または税金を課す可能性もある。エンデサが環境規制への遵守の不履行を告発された場合、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。

これに関連して、エンデサは以下の保険契約をかけている。

- ・ 最大100百万ユーロまで、汚染または第三者もしくはその財産へのその他損害から生じる請求をカバーする環境債務保険契約。
- ・ 最大200百万ユーロまで、水力発電所については追加で300百万ユーロ、第三者もしくはその財産への損害に関連する請求をカバーする対第三者賠償責任保険契約
- ・ 原子力発電所の稼働、低レベル放射性物質の保管および取扱いならびに最終的な原子力発電所の廃止により生じるリスクに関連し、700百万ユーロまで、原子力発電所に関連するいかなる債務からスペインの法規で定められている債務限度までをカバーする保険契約。

原子力発電所は、設備(燃料の備蓄を含む。)および機械の故障に対する損害について、各発電業者グループにつき最大1,500百万米ドル(約1,380百万ユーロ)までカバーする保険をかけている。

2011年5月28日、スペイン政府は、2011年5月27日付、核による損害または放射性物質により生じた損害に関する民事責任に関する2011年法律第12号を公表した。かかる法律は、事業者責任を1,200百万ユーロにまで引き上げ、当該責任の補填をいくつかの方法で確保することを可能にしている。当該規制の発効は、順に、核損害の民事責任に関する条約(パリ条約)を変更する2004年2月12日付の議定書、および核損害の民事責任に関する条約(パリ条約)を補完する条約(ブリュッセル条約)を変更する2004年2月12日付の議定書の発効を条件とする(ブリュッセル条約は、本有価証券報告書が作成された日の時点でいくつかの欧州連合加盟国の批准のみが未決であった。)。

しかし、環境被害または原子力事故について、それぞれの保険契約のカバーより大きい額の請求の対象にエンデサになる可能性がある。特に、これらの責任の限度は原子力事故の際の評価がされておらず、したがって、かけられている保険契約によってカバーされる限度額より大きい額のエンデサに対する請求を引き起こしうるリスクがある。エンデサが、保険契約のカバーより大きい額または保険契約でカバーされる範囲を超える損害に対して、エンデサの施設によって生じた損害の責任を負う場合、その事業活動、財務状態または経営成績は悪影響を受ける可能性がある。

エンデサは、汚染物質の排出ならびに原子力発電所の燃料からの廃棄物の保管および取扱いに関する法規制を遵守しなければならない。さらに、当社が将来、いっそう厳しい環境規制の対象となる可能性がある。過去に、新たな規制の承認により、法的要件を遵守するべく、大幅な資本投資の支出が必要とされたことがあり、また将来に必要となる可能性がある。エンデサは、すべての環境要件および規制を遵守するために負う可能性がある、資本投資の増加または営業費用もしくはその他費用の増加を予測できない。また、前述の費用が第三者に転嫁されうるかも予測できない。よって、適用のある規制への遵守に関連する費用は、エンデサの事業活動、業績、財務状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。

過去または将来における競争・独占禁止法の違反は、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。

エンデサは、事業を営む市場で競争・独占禁止法に服している。前述の法律およびその他適用する規制の違反およびそれらの遵守の不履行は、特に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行為を引き起こす可能性がある。

エンデサは、競争・独占禁止事項に関連し、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、今後も対象になる可能性がある。競争・独占禁止法の違反に関する調査は通常数年続き、情報の開示を妨げる厳しい規制に服す可能性がある。さらに、これらの規制の違反は、大幅な罰金およびその他の種類の制裁を引き起こす可能性があり、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。

エンデサの成長戦略は伝統的に、様々な競争・独占禁止法の対象である購入取引を含んでおり、今後も含み続ける。これらの規制は、エンデサが戦略的な取引を行う能力に影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの事業は、発電のための絶え間ない燃料の大量供給、その独自の消費および供給に使用される電力および天然ガスの供給、ならびにその他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。

エンデサは、発電、ガス調達および供給事業に使う燃料(ガスおよび石炭を含む。)の購入に関し、市場価格および調達リスクを負っている。

これに関連して、国際市場での燃料価格の変動は、貢献利益に影響を及ぼす可能性がある。したがって、様々な技術の売価は、特に二酸化炭素燃料の相場の国際化を通じて決定される。したがって、燃料価格が変動する場合、発電技術では、その卸売市場価格にかかる変動を反映するよう試みられる。同時に、市場価格を決定する際の各発電技術の経済的メリットは、特に燃料および二酸化炭素排出権の費用を含む、当該技術の関連費用に左右される。

同様に、石油価格は、大部分が石油を指標とする、天然ガス供給契約を通じて電力価格に影響を及ぼす。

当社は二酸化炭素排出権、認証排出削減量(CERs)および排出削減ユニット(ERUs)の相場に晒されている。二酸化炭素排出権の価格は、石炭火力および結合循環プラントにおける発電費用に影響を与える。

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ければ支払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大幅な逸脱は、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引き起こす可能性がある。過去3年間、エンデサはその需要および供給を管理し、購入量が自己の消費および顧客売上の量に対して均衡が取れていることを確保するべく、国際的な顧客基盤を大幅に拡張した。さらに、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契約を締結している。エンデサは、発電するより多く電力を販売しており、したがって、供給義務を果たすためにスポット市場で電力を取得しなければならない。

前述の供給契約が締結される際のいかなる大幅な誤差も、電力または天然ガスを、契約に規定されているより高い価格で購入する義務を引き起こす可能性がある。行われた見積りに関する市場価格の調整、エンデサの燃料の需要に関する義務における誤差、または全体としての価格およびそれらがどのように構築されるかに影響を及ぼす規制の変更がある場合、およびリスク管理戦略がかかる変更直面した際に不適当である場合、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

エンデサは、供給者、顧客ならびに顧客およびユーザー権利組織と関係を持続できない場合、またはエンデサがこれらの関係を維持する団体が存在しなくなる場合、エンデサの事業は悪影響を受ける可能性がある。

エンデサが、スペインの電力システムにおける唯一の送電運営者としての立場にいるRed Eléctrica de España, S.A. (REE)を含む、主な産業サービス供給者およびプロバイダーと現在維持している関係は、事業の開発および成長に必須であり、将来もそうあり続ける。さらに、これらの関係の一部はENEL, S.p.A.により管理されており、管理され続ける。

エンデサのこれらの関係への依存は、これらの当事者と有利な状況下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り、および供給者は集中していないが、これらの関係のいずれかが断絶または終了した場合、エンデサは、適切な時間枠内で、重要なサービス供給者またはプロバイダーの代替者を用意することは保証できない。エンデサが供給者と有利な状況下で契約を交渉できない場合、かかる供給者がその義務を遵守できない場合、またはかかる供給者とエンデサとの関係が断絶され、エンデサが適切な代わりを見つけれられない場合、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

電力供給事業において、エンデサは多数の顧客との関係を維持している。エンデサが個別の顧客を失ったとしても、全体としての事業に大幅な影響を及ぼさないだろう。しかし、主要な顧客と安定した関係を維持できないことは、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。

さらに、エンデサが顧客およびユーザーと、ならびにそれらを代表する連盟と、強固な関係および継続的なコミュニケーションを維持していくことをエンデサは保証できず、したがって、これらの関係におけるいかなる変化も否定的な評判および大幅な顧客の損失を伴う可能性があり、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。

2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記19.6において、顧客および供給者の集中に関する情報が記載されている。

エンデサの事業は降雨ならびに気候および天候の影響を受ける可能性がある。

エンデサは、その水力発電施設が位置している地理的地域における降雨量のレベルに左右される。降雨が少ない年は水力発電量の低下を招き、すると火力発電所の発電量が増加し(費用の増加とともに)、したがって、電力価格およびエネルギー購入費用の上昇を招く。降雨量の多い年は、逆の効果が起こる。

したがって、干ばつまたはその他の水力発電事業に悪影響を及ぼす状況がある場合、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローが悪影響を受ける可能性がある。同様に、当社は水文地質学的状況の変化に直面した際、積極的に発電構成を管理する。例えば、水文地質学的状況が不利な場合、発電はかなりの程度、他の種類の施設で行われることになり、エンデサのこれらの事業により生じる営業費用は増加する。エンデサが水文地質学的状況の変化を管理できないことは、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。

天候関連の状況、特に季節は、電力需要に大きな影響を及ぼす。電力消費レベルは夏および冬にそのピークに到達する。季節の変化が需要に及ぼす影響は、主に住宅顧客カテゴリー(50メガワット時/年未満の消費)および小企業(50メガワット時/年から2ギガワット時/年の間の消費)に反映される。需要の季節的变化は、気候、自然光の量、ならびに照明、暖房および空調の使用など様々な天候関連の要因に帰する。エンデサが高い固定費を有するため、天候状況による需要の変化は、事業の収益性に不均衡な影響を及ぼす可能性がある。

季節の変化による産業電力需要(2ギガワット時/年超の消費)への影響は、主に様々な種類の産業活動があり、その独特の性質からそれぞれ異なる季節のピークがあるという事実により、家庭および商業業界より明白ではない。さらに、気候関連の要因による影響は、これらの産業ではより多様化している。よって、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、想定された降雨量レベルおよびその他天候状況に大幅な相違があれば、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは世界需要の変動のリスクにも服している。

同様に、不利な天候状況は、ネットワークへの損害により、エネルギーの通常供給にも影響を及ぼす可能性がある。サービスの中断が結果として生じ、エネルギー供給の遅延または中断のため、エンデサが顧客に補償しなければならない可能性がある。前述のいずれの状況の発生も、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。

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。

発電所および供給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、当グループは市場状況の変化に応じてその決定を変更する必要がある。これは、当初計画されていない大幅な追加費用を伴い、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。

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。

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。

- ・ 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、資源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。
- ・ 政治状況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、締結した契約の適切な遵守が行われないこと。ならびに、
- ・ エンデサが満足できる状況で資金調達ができないこと。

エンデサの設備容量は短期的には大幅に増加しない予定である。

これらの要素はいずれも、当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する問題に直面した場合、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。

加えて、エンデサは、発電所の維持および(必要な場合は)技術的耐用年数を延ばすために投資を行う。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。発電所の存続を可能とする必要な状況が存在しない場合、エンデサは、設備における生産を中止し、(適切な場合は)解体作業を開始しなければならない可能性がある。これらの閉鎖は、顧客向け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伴い、したがって、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。

エンデサが事業を営む国々に関連したリスク

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。不景気の時期には、近年スペインおよびポルトガルで経験されたように、電力需要は通常落ち込み、当社の業績に悪影響を及ぼす。

近年のスペインおよびポルトガルにおける経済状況は電力需要に悪影響を及ぼし、したがって、エンデサの経営成績にも悪影響を及ぼしている。当社はスペイン、ポルトガルおよびユーロ圏の景気循環が短期的にどのように展開するか予測できず、経済状況が悪化または衰退するかの予測もできない。

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が衰退したら、エネルギー消費に悪影響を及ぼす可能性があり、したがって、エンデサの事業活動、財務状態、経営成績およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

また、国際市場における財務状況は、エンデサの経済状況に対する難題を表しており、それは一方で、増加する国債、低下する成長率、および特にユーロ圏の国における国際レベルでの起こりうる国債格付けの格下げによるエンデサの事業への潜在的な影響や、他方で、クレジット市場で予想される新たな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。これらいずれの要因における変化も、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を左右し、結果としてその事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに影響を及ぼす可能性がある。

国際レベルで起きうる経済問題に加えて、エンデサはヨーロッパまたは国際の両方の政治レベルでの不確定な状況に直面しており、当社の経済および財務状態に悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、国際もしくはユーロ圏の経済状況が衰退しない、または政治的事象が市場に重大な影響を及ぼさず、したがってエンデサの経済状況に影響を及ぼさないことを保証できない。これらすべての要因は、エンデサの事業活動、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。

エンデサが行っている事業に関連したリスク

エンデサの事業は営業リスクおよびその他の重要なリスクによる影響を受ける可能性がある。

エンデサの事業活動の過程において、施設における事故、職場での衝突および自然災害など不十分な内部手続、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るおそれがある。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、または環境被害さえも引き起こし、発電の遅延および事業の完全な中断、または人的被害もしくは死亡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。

必須な労働者の損失またはエンデサが適格なスタッフを採用、雇用および訓練できないことは、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。

エンデサが業界における立場を維持し続けることを可能にするためには、エンデサの知的資本の需要の枠組み内で求められる経験を提供できるものとして必要なスタッフを採用、訓練および保持しなければならない。エンデサの事業の成功は、ここ数年の市場における有益かつ長期の関係の構築に基づいて、電力産業にて評価された経験、評判および影響を有する当社の経営陣およびその他主要な従業員によって提供されるサービスの継続性に左右される。適格な労働者の市場は非常に競争がはげしく、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できない可能性がある。

エンデサが必須なスタッフ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。

エンデサの保険のカバーおよび保証は十分ではなく、またすべての損害をカバーできない可能性がある。

エンデサの事業は、事業を営む市場に固有のリスクに晒されている。エンデサが、当社自体への損害、一般的な民事責任、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たにもかかわらず、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、前述の機械に関連する保証のカバーまたはエンデサの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。したがって、上記すべてはエンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

同様に、エンデサの保険契約は、保険会社による継続的な見直しの対象である。したがって、エンデサが、起こりうる保険料の増加または利用できなくなるカバーの増加に対処するため、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。エンデサが起こりうる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。

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、システムおよびプロセスの継続性を保証するため、最先端技術に基づく、最高の安全基準および不測の事態の基準を使用している情報技術により、その事業を管理している。

事業は、技術の複雑性、容量、粒度、機能性に関して集約しており、エンデサのシステムで処理されている様々な状況は、それらの利用を必須なものとし、事業会社に関する卓越した戦略要素を表象している。特に、エンデサの主要コンピューターシステムは、次の事業プロセスを処理している。

- ・ 商業システム：マーケティングのプロセス、需要予測、収益性、売上、顧客サービス、クレーム管理、雇用および基本的な収入サイクル(メーターの測定、請求、回収管理および債務処理の確認)
- ・ 技術配電システム：グリッド管理のプロセス、メーターの測定の管理、新たな供給の処理、ネットワーク計画、フィールドワーク管理、高度遠隔管理およびエネルギー管理機能を伴うメーター測定の機械の管理
- ・ 経済・金融システム：当社の経済的管理、会計、財務連結および貸借対照表のプロセス

エンデサのこれらのシステムによる事業活動の管理は、事業を効率的に行い、企業目標を達成するための鍵である。しかし、国際基準に基づいており、および適切に検査された、これらのプロセス、方法、ツールおよびプロトコルの存在は、エンデサが、エンデサの事業運営の継続性、顧客との契約上の関係の質、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、技術的事象から解放されることを意味しているわけではない。

エンデサの事業に伴う金融リスク

2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記19において、リスク管理および管理機構の一覧が記載されている。

エンデサは金利リスクに晒されている。

変動金利での借入は、主にEuriborに連動している。カバーされていない、または十分にカバーされていない債務に関して、金利の変動は、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。

エンデサは外貨リスクに晒されている。

エンデサは、エネルギー関連の商品、特に天然ガスおよび国際石炭を取得するべく(これらの商品の価格は通常米ドル(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に関し、外貨リスクに晒されている。

したがって、これは、為替相場の変動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があることを意味している。

エンデサは信用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、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できず、したがって、一または複数の重要な相手方による義務充足の不履行は、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの事業は、債務を借り換えるおよび資本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、現在の施設における継続中の保守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と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。さらに、エンデサは時折、既存の債務を借り換える必要がある。この債務には、銀行およびENELが率いる当グループの会社両方から得た長期コミットメントと信枠、ならびに金融投資が含まれる。

エンデサが、合理的な条件の下での資本へのアクセス、債務の借り換え、資本支出の決済、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。資本市場の資金および混乱、起こりうるエンデサの信用度の低下、または財務比率が悪化した際の与信枠に対し維持すべき財務制限は、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、またこの売却は、エンデサが当該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。

他方、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、それが当社内またはクレジット市場内であるかに関わらず、エンデサが属するENELグループ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をENELが決定できる程度において、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、部分的に悪影響を受ける可能性がある。

これに関連して、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り、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。

税金のリスク

エンデサは税金および税規制の変更に関するリスクに晒されている。

エンデサは、電力産業に特有の税法の変更により影響を受けることに加えて、服している様々な税制の変更、国際条約および行政規制または慣行により、大きく損害を被る可能性がある。エンデサは特にスペインでのかかる変更脆弱である。エンデサの商業活動は、事業を営む市場の税規制の対象であり、したがって、当社はこれらの市場において税当局に課された税法、条約、規制および要件に従って、納税義務を算定している。

適用のある税制、条約および規制のエンデサによる解釈は、税当局に不相当と見なされる可能性がある。さらに、税法、規制または行政慣行および活動は将来的に変更される可能性、ならびに遡及的に効力を生じる可能性さえある。適用のある税法または税当局により採択された規制もしくは決定におけるいかなる変更も、エンデサの納税義務、課される罰金、追加費用または義務の増加に影響を与える可能性があり、その事業活動、見通し、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。

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。

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(本連結税グループの親会社はENEL, S.p.A.であり、ENEL Iberoamérica, S.L.U.がスペインにおける本グループの代表である。)。同様に、2010年1月から、エンデサは、親会社が同じくENEL Iberoamérica, S.L.U.であるスペインの連結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の下で所得税に対して、およびグループ番号145/08の下でVATに対して、連結税務申告書を提出していた。

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

この結果として、現在調査可能なすべての課税期間において、エンデサが所属する、または所属していた連結税グループの他のメンバーの税負担の支払いについてエンデサは共同で責任を負っている。

調査可能な課税期間に関する情報は、2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記30に詳細が記載されている。

エンデサは該当する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、エンデサが一部であっ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、共同で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。

その他のリスク

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。

2015年12月31日、ENELグループは、ENEL Iberoamérica, S.L.U.を通して、エンデサの株式資本および議決権の70.101%を所有しており、エンデサ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。

さらに、エンデサがセクターにおいて主要な国際供給者および提供事業者との間で現在維持する一定の関係は、ENEL, S.p.A.により管理され、今後も継続して管理される。

ENELグループの利害関係は、エンデサの利害関係または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確実にするのは可能とはいえない。

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、現在または将来的な税務監査の対象となっている。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、法定の偶発事象のための適切な対策を整えていると考えているが、あらゆる法的手続で請求されたすべての金額に対して対策を整えてはいない。特に、起こりうる不利な結果の程度をはかることができない案件、または当社がかかる不利な結果を見込んでいない案件において対策を整えていない。エンデサが偶発事象に対して適切な対策を割り当てていること、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さないとの保証はない。さらに、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、事業活動、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ことを確実にすることはできない。

訴訟および仲裁に関する情報は、本セクションの「訴訟および仲裁」ならびに2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記16.3に記載されている。

エンデサはイメージおよびレピュテーション・リスクに晒されている。

エンデサは、異なる利益団体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生み出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、当社の経済的損失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益団体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、エンデサがそのイメージまたはレピュテーションを損なわない保証はなく、結果は好ましくないものとなる可能性があるため、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す可能性がある。

訴訟および仲裁

本有価証券報告書の発行許可日現在、エンデサの会社が関与する主な訴訟および仲裁手続は、下記のとおりである。

- ・ カタルーニャにおける森林火災について、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に対する2つの注目すべき訴訟手続が係属中である。これらの訴訟は合計24百万ユーロを超える種々の損害賠償請求を支払う債務を生み出す可能性がある。
- ・ 2008年5月8日、スペイン最高裁判所において、Iberdrola, S.A.により提起された2002年第825号事件の司法審査の申立てにおいて下された、2001年の競争移行費用(CTC)を規制する2002年10月29日付の命令を無効とするスペイン高等裁判所の判決を破棄する旨のエンデサS.A.の申立てについて決定が下された。最高裁判所は、高等裁判所の判決を破棄するためのエンデサS.A.の申立てを却下した。この判決の執行は、エンデサS.A.にとって重大な経済的影響をもたないと見込まれている。その理由は、とりわけ、当該判決において競争移行費用の見込額については言及されず、単にElectra de Viesgo, S.L.の売却からエンデサS.A.が得た帳簿キャピタル・ゲインの総額を考慮すると、競争移行費用に関連していくらかのキャピタル・ゲインがあると述べただけで、当該判決も最高裁判所の上訴判決もエンデサS.A.に対する潜在的な影響についての計算の基礎となる額を言明しなかったからである。

・ 2009年5月11日、産業・エネルギー・観光省は、2007年12月の放射性粒子の放出に関し、Ascó I原子力発電所の運営者責任であるENDESA Generación, S.A.U.に対して、1964年4月29日付1964年原子力発電法(1964年法律第25号)への4つの重大な違反を犯したとして、合計15百万ユーロとなる4つの注目すべき罰金を科す命令を出した。司法審査の申し立てがスペイン高等裁判所に対してなされた。さらに、エネルギー政策および鉱山局長は、同一の事故に関連する軽微な違反に対して、合計90,000ユーロとなる2つの罰金を科した。これらの罰金について行政上の不服が申し立てられ、その後司法審査を受けた。2009年12月1日、ENDESA Generación, S.A.U.による申立てを認め、スペイン高等裁判所は審理の対象となっている決定の執行を猶予した。ENDESA Generación, S.A.U.は罰金の金額に相当する15百万ユーロの銀行保証を裁判所に払い込んだ。申立てにおける主要な問題は、係属中である。2010年9月14日以来、裁判所は、結論への到達および判決へ至る過程にある。2011年4月6日、スペイン高等裁判所は、ガンデーザ(タラゴナ)裁判所において同刑事訴訟2011年第111号事件に関する決定が保留のままである限り、申立手続は停止するとした。2015年10月21日、ガンデーザ(タラゴナ)裁判所は、部分的に訴えを支持する決定を下し、法的手続の部分的な却下を命じた。上述の決定は検察および「エコロジスト・イン・アクション同盟」により上訴された。Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.(以下「ANAV」という。)は、発せられた却下判決の確認を求める、これらの上訴に異議を唱えた。2015年11月4日、高等裁判所はその組織に関する措置を判示し、発生している時間の観点から、当該上訴はガンデーザ(タラゴナ)裁判所で繰り返された。ガンデーザ裁判所から高等裁判所に提供された情報において、当該上訴に無関係の手続きを参照するという、重大な誤りが発生した後、その事実ならびに予備および刑事手続により引き続き停止が求められている刑事訴訟2011年第111号事件における2015年10月21日の不確定判決の内容が知られたことに対する注意が記載された文書が提出された。2012年7月16日、マドリッド上訴地方裁判所は、ガンデーザ(タラゴナ)裁判所での予備および刑事手続から生じた訴えを差し止めた。2015年12月16日に下された組織に関する措置により、ガンデーザ(タラゴナ)命令裁判所より予備手続2011年第111号は未決定の宣言を伴い調査中である旨の令状を受領した。2016年2月8日、裁判所は、当該刑事手続の新しい体制を要求することに合意した。刑事手続は未だに進行中で、継続的な行政手続は停止している。

・ 2012年6月12日、CNMCは、独占禁止法第3条違反を理由として、5.4百万ユーロの罰金をENDESA Energía XXI, S.L.U.に科す決議を発表した。CNMCによると、黙示の同意を得ることにより、ラストリゾートタリフを利用する権利がない特定の顧客を自由市場区分へ移転させるというEndesa Energy XXI, S.L.U.の行動は、2009年国王布告第485号に違反し、よって、独占禁止法第3条違反を意味する。2012年7月、ENDESA Energía XXI, S.L.U.は当該決議に対してスペイン高等裁判所に上訴を行い、当該罰金の一時的な停止を求め、実際に停止された。高等裁判所はENDESA Energía XXI, S.L.U.によって提起された上訴を棄却した。ENDESA Energía XXI, S.L.U.は最高裁判所に上訴を申し立て、受理された。かかる訴訟の判決は保留されており、科された罰金は、最高裁判所に無効と宣言された方法に基づいて決定されたため、当該罰金の取消要求は、新たな判決の言渡しの対象である。

・ 2012年2月22日、CNMCは23.1百万ユーロの罰金をENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に科す決定を通知した。供給参加者に申し込みの技術的および経済的な条件を知らせる一方で自由施設への公開買付を行ったことにより、電力施設市場における不法な行為をしたことが理由である(ENDESA/Fenie事案)。2012年4月26日、CNMCはマヨルカ島に関する訴訟について1百万ユーロの罰金を科した(ENDESA/Asinem事案)。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は、スペイン高等裁判所に両方の罰金について上訴し、2012年5月21日および2012年7月3日それぞれに下された判決において罰金の支払が差し止められた。一点目(ENDESA/Fenie事案)について、スペイン高等裁判所はENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に科された23.1百万ユーロの罰金について提起された司法審査の訴えを棄却した。最高裁判所はかかる申立てを受け入れ、当該訴訟の判決は保留されている。二点目(ENDESA/Asinem事案)について、高等裁判所は、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に提起された上訴を一部支持し、罰金を減らすよう関係当局に命じる判決を下した。当局はかかる判決について上訴した。最高裁判所は2015年2月27日付で判決を下した。その判決内容は、当局が提起した上訴を一部のみ受理するとともに、最高裁判所としては、「法的根拠のない算出方法に基づき」罰金が設定されたため、罰金の決定の無効を確認するというものだった。したがって、最高裁判所はCNMCに独占禁止紛争に関する2007年7月3日付2007年法律第15号の第63条および第64条についてなされた解釈に従い、罰金を再度算出するよう命じた。本件は現在、判決の執行中である。

・ 2013年5月23日、エネルギー政策および鉱山局長は、発電所からの未使用放射エネルギーの管理における追跡可能性の喪失、1964年4月29日付の原子力に関する1964年法律第25号第86条b)3号の重大な違反、放射性廃棄物および使用済燃料管理計画(スペイン語でPGRR)の「発電所管理アプローチ」に関する3.1.2項の違反、ならびに放射エネルギーに関する放射能安全マニュアル(MPR)の10.5項の違反に関して、関連情報を紛失したとされる失敗を原因として、Ascó IおよびAscó II原子力発電所の運営業者としてのENDESA Generación, S.A.U.およびIberdrola Generación, S.A.U.に対する侵害訴訟を開始することに合意した。これは、原子力発電所が関与するため、1964年4月29日付の原子力に関する1964年法律第25号第89.1条に従って、重大と評される違反は、最低程度で0.3百万ユーロおよび最高で9百万ユーロの間の罰金となりうる。2013年6月10日、ENDESA Generación, S.A.U.は、放射エネルギーの追跡可能性が回復したため本件は免訴されるよう要求し、あるいは却下された場合には、放射エネルギーの追跡可能性が回復したと認定された時点で1964年4月29日付の原子力に関する1964年法律第25号(LEN)第86条c)3号に従って違反のカテゴリーを軽微に下げるよう要求する抗弁を提出した。この場合、罰金は最低程度で0.015百万ユーロから最高で0.3百万ユーロの範囲となる。2014年1月29日付の産業・エネルギー・観光省による決定は、ENDESA Generación, S.A.U.およびIberdrola Generación S.A.U.に対して、放射エネルギーの管理における追跡可能性の喪失について、1百万ユーロの罰金を連帯して科した。ENDESA Generación, S.A.U.は、割り当てられた金額の罰金1百万ユーロの一部を支払った。かかる決定に対する上訴が2014年4月4日に高等裁判所に提起された。2015年3月27日に命令が出され、上訴は終結し、訴訟は現在、判決の日を待っている。

・ 2013年、Algeciras (Cádiz)の第一審裁判所第4法廷は、Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L.が ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に対して提起した、両社の間で2006年1月16日に締結された契約の違反に関する損害61百万ユーロの補償についてObras y Construcciones Alcalá Sur, S.L.に対する支払いを求める訴訟手続を受理した。具体的には、当該訴訟は、原告が所有する450超の住宅ユニットへの電力供給のための変電所の建設をENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.が怠ったことに関するもので、完了している開発についての占有許可を取得することを妨げた。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.の行為または不作為と、変電所を建てるために利用可能な土地の不足または変電所の建設の遅延および住宅の占有許可の取得の遅延には契約上の違反および因果関係はないため、かかる申立てには全く根拠がないと考えている。2016年3月29日、予備審問が開かれ、裁判は2017年1月9日および10日の午前9:30からの2回開かれることが言及された。

・ 2014年1月22日、Ebro Hydrographic Federation(CHE)の社長は、ENDESA Generación, S.A.U.に対して、2012年1月1日から効力を有するものとして、Noguera Ribagorzana流域の水力発電所ならびにEbro川沿いの MequinezzaおよびRibarroja発電所において生産された電力の25%を供給することを要求し、性質上義務を強制することが不可能であることにより、2012年1月1日から2013年9月30日までの期間に相当する補償として28百万ユーロの支払いを承認する決議を発した。2014年6月6日、CHEは2013年10月1日から2013年12月17日までの期間について代替となる補償として2百万ユーロの追加支払いを要求した。CHEの決議は、国立産業研究所に Ribagorzana保護区を付与する1946年布告第10条に基づいており、後にEmpresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana S.A.にEscatrónおよびFlix発電所の間のEbroの中央部分の保護区を付与する布告により補われた。ENDESA Generación, S.A.U.は、アラゴン地方控訴裁判所第2法廷に司法審査の申立てを行った。

・ 原子力損害または放射性物質に起因する損害に対する民事責任について定める2011年5月27日付法律2011年第12号の第三追加改正法は、原子力発電に関する1964年4月29日付原子力発電法1964年第25号の改正を導入した。かかる改正は、原子力発電所の事業許可の保有者または運営者は当該施設全体に責任を負う単一の組織体でなくてはならないと定めて、原子力発電所の事業許可の所有権における変更を予定していた。2011年9月28日、ENDESA Generación, S.A.U.は、定められた期限内に要求された計画を適切に提示したが、エネルギー政策および鉱山総局はENDESA Generación, S.A.U.が要件を満たしていないと判断した。共同保有者は、両者が署名した各発電所の適応計画の準備を要求された。2012年6月25日、産業・エネルギー・観光省は、0.3百万ユーロから9百万ユーロの罰金の可能性のある重大な違反を根拠として、Ascó、Ascó、Vandellós ならびにAlmaraz および 発電所の懲戒手続を開始した。これらの会社は嘆願書を2013年3月14日に提出し、原子炉ごとに0.9百万ユーロの罰金のある重大な違反を示し、これらの会社が適応要件を遵守していない旨の省令が発出された。ENDESA Generación, S.A.U.は、高等裁判所により定められた罰金について控訴し、かかる控訴が検討されている間、これらの発電所は3.6百万ユーロの預託金により一時的に停止した。高等裁判所は2014年6月25日、かかる控訴を認めない判決を下し、これに対しENDESA Generación, S.A.U.は2014年7月8日に上告したが、現在承認待ちの状態にある。2014年4月15日および16日に、すべて2014年4月10日付のエネルギー政策および鉱山総局の4つの決議の通知が受領された。かかる決議により、1964年4月29日付原子力発電法(1964年法律第25号)の単一暫定規定に継続的に違反しているとして、Almaraz およびAlmaraz、Ascó およびAscó ならびにVandellós原子力発電所の所有者または共同所有者としてのENDESA Generación, S.A.U.に対して、各公開訴訟につき0.3百万ユーロから9百万ユーロの重大な侵害に対する制裁を伴う侵害訴訟が提起された。特に、提出された適応計画は、1964年4月29日付原子力発電法(1964年法律第25号)の単一暫定規定において言及される「適切な適応計画」ではなく、当該規定において定められる期間内に提出されなかったと考えられた。2014年9月25日、各発電所につき3百万ユーロの罰金を科し、制裁手続を終結させる省令が発出された。ENDESA Generación, S.A.U.は、4つの決議が高等裁判所の共同違反手続の中で下されたものであると主張した。一時的な停止を要求した後、裁判所は9百万ユーロの保証金の提示を受けて、2015年7月9日付措置を容認した。手続きは、ENDESA Generación, S.A.U.により、同省の申請を回答した後に行われた最終弁論の過程にある。

・ 2014年7月17日、CNMCの規制の解釈によると基準に従って請求されるべきであるネットワーク拡張について、非規制価格を請求するネットワーク拡張設定の実施に関する支払いの不正な受領を伴って、支配的な地位を乱用したとして、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に1.18百万ユーロの罰金を科すことを提案するCNMCの競争審議会が発した決議が受領された。これに反して、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は、かかる過程において提示した多数の判断に従って適正に産業規制を適用したと考えている。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は、当該判決について、法律に反しているとして高等裁判所に上訴し、罰金の停止を求めた。高等裁判所は、罰金を一時的に停止した。エンデサは、罰金が既に失効した手続きに基づき発せられたもののため、当該罰金の取消しを求めて最終弁論およびそれに続く訴答書面を提出した。本件は現在、高等裁判所において係属中である。

・ 2015年4月13日、Endesa Generación, S.A.U.は、2009年下半期および2010年から2013年にかけての、Tranco de Beas、Guadalmellato、Guadalen、Bembazar、Iznajar、Guadalmena、Doña AldonzaおよびPedro Marín水力発電所における発電のための非常用電力11百万ユーロに関して、Guadalquivir Hydrographic Federation(CHG)から決定の通知を受けた。以前、2014年12月および2015年1月に、Endesa Generación, S.A.U.はこれらの発電所の出力に対する賦課金(2011年および2012年は3百万ユーロ、2013年は2百万ユーロ)に関する決定の通知を受領していた。Endesa Generación, S.A.U.は、これら全ての決定について、アンダルシア経済行政裁判所に控訴し、支払の猶予を求め、認められた。

・ Electrometalúrgica del Ebro, S.L. (EMESL)は、エンデサS.A.に対してSástago、SástagoおよびMenuza水力発電所の出力の保証されるエネルギー最低販売価格(2013年の発電量に対する2百万ユーロおよび2014年の発電量に対する8百万ユーロ)の支払ならびに当該会社にこれらの保証される最低販売価格の支払をこれらの金額を算出するための収支にしたがって2021年まで継続することを強制する決定を求めて仲裁手続を起こした。仲裁裁判所が2015年6月に構成された。Electrometalúrgica del Ebro, S.L. (EMESL)は要求を提示したが、エンデサS.A.は当該要求に異議を唱え、EMESLに対し12百万ユーロの反訴を提起した。EMESLは反対答弁でこれに異議を唱え、エンデサS.A.による答弁がこれに続く。

・ エストレマドゥーラ環境税に関連して、エストレマドゥーラ自治体における環境に影響を与える施設に係る税に関するエストレマドゥーラ政府の2005年法律第8号に基づいて、2006年から2015年までについて請求されている支払いに対して申立てが行われた。かかる申立ては、これは違憲であり、税に必要な重要な要件の一つが欠けていると主張する。前者に関して、2015年2月16日、憲法裁判所は、ENDESA Generación, S.A.U.の件に類似のGas Natural Fenosaにより申し立てられた訴訟において、税が違憲性を帯びると宣言した。2015年6月11日、最高裁判所は2006年の清算のため提起された訴えを受理した。2016年1月29日、エストレマドゥーラの地方上訴裁判所は、2007年の清算について認める判決を下したが、確定していない。2009年関連の判決は、エストレマドゥーラの地方上訴裁判所において未だ保留中である。同裁判所は、最近IberdrolaおよびGas Natural(同裁判所に訴えも起こした。)の利益に有利な決定をしたが、エストレマドゥーラ政府が最高裁判所に判決を上訴する可能性がある。2015年11月3日、最高裁判所は、2012年のIberdrola, S.A.環境税に関する違憲性という他の論点について言及した。エンデサがこの税金について2006年から2015年に支払った額は188百万ユーロとなり、これが払い戻される場合、関連利益が含まれるはずである。

・ 2016年1月11日、伝えられるところによるとParaje Gatuna en Alhama de Almeríaに位置するラインから発生し、危険地域と考えられる公有地および私有地3,259ヘクタールの損傷を招いた火災による損害(消火、環境損害および焼けた製品による損失に関連する費用)35百万ユーロについて、アンダルシア地方政府がENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に対し賠償請求した訴訟が受理された。2016年2月5日に反訴が提起された。

当社の取締役は、訴訟、仲裁およびその他本項において言及されている事項に関するリスクは、連結財務書類において認識されている引当金によって適切にカバーされると思料しており、これらの問題により、既に備えられている負債以外の負債が生じることは見込んでいない。

これらの引当金によってカバーされるリスクの性質に照らせば、支払日または回収日が生じるか否かおよびいつ生じるかの合理的タイムテーブルを判断することは不可能である。

訴訟の解決に関する支払は合計で、2015年および2014年はそれぞれ46百万ユーロおよび91百万ユーロ(57百万ユーロは継続事業に計上され、34百万ユーロは非継続事業に計上された)であった。

5 【経営上の重要な契約等】

上記「1 業績等の概要」および「2 生産、受注及び販売の状況」を参照のこと。

6 【研究開発活動】

研究、開発および革新活動(R&D+i)

研究、開発および革新活動(R&D+i)の背景および目標

エネルギー産業は、政府および顧客の環境意識への高まりにより将来さらに激化するだろう、重要な変化の中にある。当社は、排出を削減するおよび効率を高めるための目標が必要であり、それらを達成するために当社側でさらなる努力が必要であると認識している。

欧州委員会によると、欧州理事会により2020年に向けた20-20-20目標に関して2007年3月に定められた目標を達成するためには、ヨーロッパにおける需要の電化が2020年に22%まで増加しなければならず、また、温室効果ガスを2050年に90%削減することを目指しているエネルギーロードマップ2050に定められた目標を達成するためには、当該電化が2050年に39%を超えていなければならない。

前述により、大規模な工場で生み出され、大規模で一方行なインフラを通じて配電されたエネルギーを顧客が消費している、現在の集中した、一方行のエネルギーモデルから、顧客自身がエネルギーを生み出し、多方向型インフラを通じて他の参加者と交換できる、より分散化した多方向モデルへの移行が促進される。

この関連において、エンデサの研究、開発および革新活動の目標は、新しい技術および新しいビジネスモデルの開発、試験ならびに適用により、エネルギー需要の効率的な電化に基づいた、新しい、より持続可能なエネルギーモデルを作ることである。

エンデサの研究、開発および革新活動はENELグループのその他関係者と協調して展開され、共有する利害関係の範囲および両方が事業を営む市場において、共同研究活動が実施されている。

研究、開発および革新活動(R&D+i)への投資

2015年のR&D+iへの直接総投資の金額は、22百万ユーロに達し、以下のとおり分配された。

R&D+iに係る直接総投資		
	2015年 (百万ユーロ)	2014年 (百万ユーロ)
発電および供給	19	14
配電	3	4
スペインおよびポルトガル事業	22	18
ラテンアメリカ事業(1)	-	17
合 計	22	35
R&D+iに係る直接総投資/EBITDA(%) (2)	0.7	0.6
R&D+iに係る直接総投資/EBIT(%) (2)	1.4	1.2

(1) ラテンアメリカ事業の売却以前のラテンアメリカ事業に関する財務情報。

(2) 継続事業に対応。

活動の主な範囲

エンデサの研究、開発および革新活動は、すべての事業範囲に及ぶ。以下に活動範囲、将来への指針および最も関連がある現在進行中のプロジェクトの一部が詳細に記載されている。

発電

指針：稼働を最適化するため、汚染物質を減らす、効率を上げる、および従来の工場における柔軟性を改善する。

活動の主な範囲は以下のとおりである。

- ・ 排出の削減
 - ・ 「Innovaalga」：Litoral火力発電所(アルメリア)の燃焼ガスからの二酸化炭素回収ならびに微細藻類の利用および高いタンパク価および持続可能肥料を得るために生産されるバイオマスの回収。
 - ・ 「O2GEN」：小さなボイラーにおけるより低コストによるより高い酸素/二酸化炭素比率の利用を通じて、炭素(二酸化炭素)の最適化(捕捉技術OxyCFB)を目指すプロジェクト。
 - ・ 「ReCaL」および「CaO₂」プロジェクト：La Peredaの1.7メガワットサーマルの試験的工場における実験とともに、炭化焼成サイクルを使用し、二酸化炭素を回収するプロセスを最適化する。
 - ・ 「GTNOx」：産業排出指令により設定される将来の限度を遵守するために酸化窒素(NOx)排出を削減するための液体燃料入りのガス・タービンへの大量の水の投入の評価および検証。
 - ・ 「ASHREACT」：ポートランドのセメント商品の代替を得るために、アルカリ活性前プロセスの利用を通じて、火力発電所における炭素燃焼プロセスから灰を回収することを目指すプロジェクト。
 - ・ 「Lessox」：脱硫発電所の改善により、BREFにより求められるSO₂ < 100mg/Nm³のより低い排出限度が達成されることを確保し、より低コストの燃料混合を消費するための、Compostilla火力発電ユニットにおける火力発電グループの柔軟性を向上する戦略の研究。
 - ・ 「Orpao」：運営コストの削減、より品質の高い石膏、液体排出物の削減を可能にする中間処理の最適化による脱硫発電所の改善(質および環境の改善)。
 - ・ 「Geaco」：二酸化炭素の深地層貯蔵の特性化のための地球物理学的手法の適用。
- ・ 発電所の効率および柔軟性の向上
 - ・ 「Cokefeed」：燃料に関する柔軟性を高めるための戦略を調査し、代替燃料としての石油コークスの消費を通じ、接線ボイラーを含む火力発電グループを環境面で改善する。
 - ・ 「Oncord」：異なる燃料使用のため、ボイラーの管状材料および高温部品について耐用年数の起こりうる評価下落および経年による減少を見積もる。
 - ・ 「炭素備蓄」：自然酸化および自然発火プロセスまたは炭素粒子が風に吹き飛ばされた結果としての、炭素設備におけるエネルギー損失を回避するためのプロジェクトの展開。
 - ・ 「Telesivi」：水力発電所の運営を監視および最適化するためのカメラおよび様々なセンサーに基づく人工視覚アルゴリズムを利用したオンライン管理システムの開発。

- ・「Optical」：蒸気過熱温度管理の最適化および熱疲労損傷の削減のための適応予測専門管理システムの Teruel および Litoral 火力発電所(アルメリア)における実施。
- ・「Canem」：燃料油ボイラーからの酸化窒素(NOx)および粒子状物質の排出を削減するための燃料乳化システムへの水の据え付け。
- ・「Colifo」：石炭火力発電ユニットの運営の改善を目的としたボイラーの主部品の残存耐用年数を監視するシステム。

インテリジェント配電またはスマート・グリッド

指針：配電グリッドにおけるコミュニケーション技術の使用に関する牽引者であること。

活動の主な範囲は以下のとおりである。

- ・「遠隔管理プロジェクト」：国内顧客のための自動遠隔電力供給制御および管理システム(15キロワット未満)の展開。スペインで初めて、当該システムは、現行のスペインの法規制(2012年2月16日付省令 IET2012 年第290号)に従って、従来の電力量計との取り替えのために11百万人を超える当社の顧客の住居において設置され(2010年-2018年)、電力ネットワークの効率および持続可能性の上昇を促進する。
- ・「スマート・グリッド」「スマート・シティー」プロジェクト：これらはグリッドがユーザーのニーズへの迅速な対応を提供できることを確保することを目的としている。
- ・低電圧または中電圧の配電グリッドの高度な監視および管理：グリッドに取り付けられた新しいセンサーおよび動力電子機器ならびに新しい情報および通信技術等の新しい技術(ハードウェアおよびソフトウェア)に基づき、単純なデータ収集から意思決定を支える情報の管理および利用ならびにネットワーク性能を最適化するための「スマート・グリッド」の利用へと移行することが計画されている。
- ・グリッド自動化：より堅固なものとするため、ならびにグリッドのより柔軟な運用およびより速い後続開発を提供するための新しいセンサーの展開および現在の遠隔管理システムの機能の拡張と併せて、既存の集中型遠隔管理システムを補完するために自動化されたスマート配電に革新ソリューションを導入する。
- ・自律マイクログリッドにおける再生可能エネルギーの管理：当該プロジェクトは、消費地点における太陽光発電の差し迫った市場浸透に備えるためおよび配電グリッドの運用を最適化するための技術の開発を目指す。
- ・「スマート・ネット」プロジェクト：当該プロジェクトの目的は、「収集会社」の形態を利用し、配電システム事業者(DSO)の能力を分析し、送電システム事業者(TSO)に補助サービスを提供することである。

エネルギー貯蔵

指針：大規模および小規模での本分野の最新技術を試験する、成果を定義する、改善の範囲を特定する、ならびに運用プロセスを定義する。

活動の主な範囲は以下のとおりである。

- ・ 大規模エネルギー貯蔵
 - ・ 「Store」プロジェクト：カナリア諸島の、異なるエネルギー貯蔵技術を持つ3つの工場の試験。
 - ・ 「エル・イエロ」プロジェクト：ポンプ付きの風力・水力混合発電所の開発。
- ・ 小規模エネルギー貯蔵
 - ・ 電気自動車の電池の再利用。
 - ・ 弱いグリッドおよび低電圧ネットワークの安定への貯蔵の影響。
 - ・ 顧客への貯蔵の影響。

電気自動車

指針：エンデサは広い意味でe-mobility技術の開発に堅固に取り組んでおり、e-mobility産業において自らが牽引者を担うため、ならびに貯蔵されたエネルギーの使用を可能にし、および実際の環境でe-mobilityを促進することを目指す大規模な例である、再充電システムを現実的に試験し、開発するため、この分野で積極的な役割を果たしている。

活動の主な範囲は以下のとおりである。

- ・ スペインの従来型再充電システム：過去3年間で、エンデサは家庭および機関の顧客が利用可能な、合計853の従来型再充電ポイントを作った。
- ・ 伝導性高速充電
 - ・ 「Ultrafast」：18メートルのバスの先頭車両に関連する技術および運用システムの試験を行い、バルセロナにおけるすべての重電気自動車を利用可能な超高速充電(500キロワットまで)サービスを展開する。
- ・ 誘電充電
 - ・ Victoria：バスの動的誘電充電に関するスペインの技術を開発する。
- ・ 電気自動車に貯蓄されているエネルギーの活用
 - ・ 「グリッド対応車両 - V2G」：車両に充電するおよび車両が放電することを可能にするシステムを開発する。
- ・ 大規模な例
 - ・ 「Zem2all - 排出ゼロ車両普及」：日本政府とともにマラガで開発された。23個の高速充電器が整備された。6個のグリッド対応車両 - V2G充電器、1つの統制および情報センターならびにマシン・ツー・マシン技術に関連した電気自動車最大200台。
 - ・ 「ZeUS」：電気市バスの経済的、環境的および社会的実行可能性を実証するためのヨーロッパの共同事業体の一環として開発された。

新しい製品およびサービス

指針：コミュニケーション技術利用、電力使用の中での発電、貯蔵、空調および照明に関連した、新しいエネルギー効率のサービスを開発および試験する。

活動の主な範囲は以下のとおりである。

- ・ 「Infoenergía」：エンデサのすべての顧客のための国内電力消費に関するエネルギーのデータおよびアドバイスを提供するエンデサの新しいオンライン・ツール。
- ・ 「Hydra」：ホテル・セクターにおけるハイブリッド冷暖房ソリューションに関する実験プロジェクト。
- ・ 「Flexiciency」：メーターからのほぼリアルタイムのアクセスに基づくヨーロッパの電力市場におけるすべての代理業者のための新しいサービスの大規模実証。

労働安全

指針：事故率を削減する目標達成に貢献する技術を開発および試験する。

活動の主な範囲は以下のとおりである。

- ・ 個人用電圧検出機器の開発：危険地域に立ち入る前に電圧を検出する作業員のヘルメットに装着する機器である。検出範囲は中電圧(6キロボルトから66キロボルト)である。
- ・ 電気を扱う仕事の5つの黄金律の遵守を検証するためのアプリケーション「APP5R0」の実施。
- ・ 行動解析に基づく職業上のリスク回避プログラムである「One Safety」プログラムおよび特に検査官の作業を補助するITツールの展開。

革新モデル

エンデサはオープンな革新モデルを有しており、このモデルでUNE166200認証を取得した最初のスペインの電力会社であった。

エンデサの研究開発活動(R&D+i)は、ENELグループの研究センターおよび最も優れた研究センター、大学、供給者ならびに新興の国内および海外の企業の双方を利用して、ENELグループの他の企業の緊密な協力のもと実行される。

以下は、エンデサの革新モデルの要約である。

- ・ 技術的な課題の認識：事業間における傾向分析後の緊密な協力。
- ・ アイディアの創造：課題に対する解決策を示すために以下の2つのレベルで行われる。
 - ・ 社内のアイディア：
 - () エンデサの全従業員の知識の蓄積を利用するためのクラウドソーシング・プラットフォーム「Eidos Market」
 - () 通常の業務とその分野での革新の促進を結びつける開発管理者の社内ネットワーク
 - () 時間利用に関するシミュレーションされた情報を用いた、参加者に提供される膨大なデータセットの分析を通じてスペイン市場への新しい提案を開発する「エンデサDatathon」。
 - () 40のソフトウェア開発者、プログラマーおよびデザイナーが参加したエネルギーの将来を変えるモバイル・ソリューションを探索するイベントである「エンデサHackathon」。

- ・ 社外のアイデア：以下のものに対しチャンネルが開かれている。
 - () 企業家・ Incense：エンデサはENELおよびその他ヨーロッパのパートナー2社とともに、エネルギー効率に着目した通信技術産業のスタートアップへ融資するヨーロッパの入札を勝ち抜いた。
 - () 大学および研究センター：エンデサは、14の大学および10の最も権威のある研究センターとの共同研究契約により、学术界と有効な関係性を有している。
 - () 任意団体およびワーキング・グループ：エンデサは様々な技術プラットフォームおよび様々な行政により設立されたワーキング・グループと共同研究している。
 - () 供給者：エンデサは新しい技術的な解決策を取り入れ発展させるために、積極的に供給者と協力している。
 - () その他の産業：エンデサはその他の産業の革新フォーラムに参加している。
- ・ プロジェクトの始動：エンデサの専門家により(イニシアチブによる価値の創造に基づいた一般的な手法に従って)評価され、評価がプラスである場合、当該アイデアは構造化した管理および監視過程に関わるプロジェクトとして具体化される。
- ・ 価値の独占：プロジェクトが完了し、成功した場合、エンデサに価値を生み出すため生産に移行する。さらに、エンデサは著作権の保護に関する慎重な政策を取っている。

特許および免許

エンデサはスペインおよび/または欧州連合および/またはその他非欧州国家で登録されている様々な特許を有している。適切な場合には、特定の特許がその使用許可とともにENELグループの企業へ譲渡され、第三者へサブライセンスされることがある。

2015年12月31日時点において、エンデサはスペインで23の特許を有している。

7 【財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

上記「第3 事業の状況 1 業績等の概要」を参照のこと。

第4 【設備の状況】

1 【設備投資等の概要】

「第3 事業の状況」を参照のこと。

2 【主要な設備の状況】

「第3 事業の状況」を参照のこと。

3 【設備の新設、除却等の計画】

「第3 事業の状況」を参照のこと。

第5 【提出会社の状況】

1 【株式等の状況】

(1) 【株式の総数等】

【株式の総数】

(2015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

2015年12月31日において、エンデサS.A.の株式資本は1,270,502,540.40ユーロに達し、1株当たり1.2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。2015年および2014年において変動はなかった。

【発行済株式】

(2015年12月31日現在)

発 行 済 株 式	記名・無記名の別及び 額面・無額面の別	種 類	発 行 数	上場金融商品取引所名 又は登録認可金融商品取引業協会名	内 容
	額面株式 (額面1.20ユーロ)	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。(1)	該当なし
	*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。				
	計			-	-

(1) 2014年12月15日のエンデサS.A.の取締役会議は、チリ証券取引所におけるエンデサS.A.株式の上場を廃止することを決定し、したがって、2014年12月24日にチリのサンチアゴ外国証券取引所におけるエンデサS.A.株式の取引は停止された。

(2) 【行使価額修正条項付新株予約権付社債券等の行使状況等】

該当事項なし

2015年および2014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 (19,981,798,916円)	208,004,479,200 ペセタ (159,854,391,327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 (13,097,752,243円)	190,961,524,600 ペセタ (146,756,639,084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 (15,976,563,470円)	211,750,423,400 ペセタ (162,733,202,554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(274,042,713円)の減少があった。現在の株式資本は、1,270,502,540.40ユーロ(162,459,159,841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。

(2015年12月31日現在)

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 (1)	イタリア ローマ市 00198、ピアーレ レジー ナ マルゲリータ 137	-	742,195,395	70.101
EI (1)	スペイン マドリッド市 28042 カル・リベラ・デ ル・ロイラ 60	742,195,395	-	70.101
合 計		742,195,395	742,195,395	70.101

(1) 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、エンデサ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。

エンデサは2015年12月31日時点で自己株式を保有しておらず、また2015年中に自己株式を含む取引を行っていない。

(5) 【大株主の状況】

「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 — 利益分配請求権および残余財産分配請求権」および「第6 経理の状況」に含まれる財務書類の注記を参照のこと。

エンデサS.A.の取締役会は、継続性を進化させ、また経済価値を最大化させる、収益力および持続可能性を有する長期事業の達成と理解される、企業利益を追求するのを確実にする役割を担っている。株主報酬においては、当社の持続可能性または長期的な成長可能性を損なうことなく、株主の当社への投資に対し最大限可能な利益を株主に与えることを目的とした配当方針が含まれている。

この約束に従い、エンデサS.A.の取締役会は2015年11月20日に以下の配当方針を決定した。

- ； 2015年および2016年：両年において分配される1株当たり普通配当は、連結年次財務書類に記載の親会社に帰属する純利益の100%に相当する。ただし、前年に支払われた普通配当および費用に最低5%の上昇率を適用した結果を上回る額とする。
- ； 2017年から2019年：これらの年に分配される1株当たり普通配当は、当社が率いるグループの連結年次財務書類に記載の親会社に帰属する経常純利益の100%に相当する予定である。

取締役会は専ら現金で2回(1月および7月)に分けて明確に公表された各月の決められた特定日において普通配当を支払う予定である。

しかし、株主に配当金を支払うエンデサの能力は、利益の産出および非制限準備金の利用可能性を含む多くの要素次第であり、したがって、当社は将来にわたって配当金が支払われることまたはかかる配当金が支払われた場合の金額を確約することはできない。

2016年4月26日に開催された会議において、エンデサの年次株主総会は2015年の利益について1株当たり1.026ユーロの総配当(1,086百万ユーロに達する)を株主に支払うことに合意した。2016年1月4日に支払われた1株あたり0.4ユーロ(総額424百万ユーロ)の中間配当を考慮し、2015年の利益として付けられる最終配当は1株あたり0.626ユーロ(総額663百万ユーロ)となり、2016年7月1日に支払われる。

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 【株価の推移】

市場価格情報

エンデサの普通株式は現在、スペイン証券取引所に上場されており、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ている。

次表は、表示期間における、普通株式の主要市場である自動相場システム上のエンデサの普通株式1株の報告された最終売値の高値および安値を示している。

(1) 【最近5年間の事業年度別最高・最低株価】

年 度	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
決算年月	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日
最 高(ユーロ)	24.05 (3,075円)	17.67 (2,259円)	23.30 (2,979円)	31.29 (4,001円)	20.59 (2,633円)
最 低(ユーロ)	15.12 (1,933円)	11.63 (1,487円)	16.00 (2,046円)	13.71 (1,753円)	15.57 (1,991円)

(2) 【当該事業年度中最近6月間の月別最高・最低株価】

月 別	2015年					
	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
最 高(ユーロ)	19.14 (2,447円)	19.69 (2,518円)	19.65 (2,513円)	20.25 (2,589円)	20.59 (2,633円)	19.77 (2,528円)
最 低(ユーロ)	16.58 (2,120円)	18.03 (2,305円)	18.45 (2,359円)	18.68 (2,389円)	19.32 (2,470円)	17.61 (2,252円)

4 【役員の状況】

(1) 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。

以下の表は、当社の現在の取締役会構成員を示している(人数：男性：10名、女性：1名、全構成員数における女性の概算割合：9.01%)

各構成員に関する情報は2016年6月28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)
ボルハ・プラド・ユウラテ	会 長	1956年 5月11日	2007年	2019年	15,960	Universidad Autónoma de Madridで法律を学ぶ。米国では、New York UniversityおよびPhilip Brothersにおいて、国際関係および外国貿易に研修範囲を広げた。 職歴： Energis副会長(2013年から2015年まで) Mediobancaのスペインおよびラテン・アメリカ担当会長(2007年から2014年まで) Endesa and Endesa Chile取締役(2007年から2009年まで) Lazard Asesores Financieros, S.A. 副 会 長(1999年から2007年まで) Rothschild España取締役(1995年から1999年まで) UBSスペインの副会長(1989年から1994年まで) Almagro Asesoramiento e Inversiones, S.A. 会長(1987年から現在) Fomento de Comercio Exterior (Focoex)(1980年から1988年まで) 現在の役職： ・エンデサS.A.会長 ・Mediobancaのグローバル・カバレッジ会長 ・Grupo Español de la Comisión Trilateralの構成員 ・Endesa Foundation会長 構成員である他の取締役会： ・Mediaset Comunicación España, S.A.取締役 ・Enel Iberoamérica, S.r.l.の取締役 ・Peninsula Capitalの取締役

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)
フランセスコ・ スタラーチェ	副会長	1955年 9月22日	2014年	2018年	10	Milan Polytechnic Institute卒業(原子力工学)。 職歴： 最初のキャリアは、Nira Ansaldoにおける電磁的核反応発電所における安全性のアナリスト(1981年から1982年)であり、1982年から1987年までイタリア、アメリカ合衆国、サウジアラビア、エジプトおよびアラブ首長国連邦でSae SadelmiというGeneral Electricグループの一部であった会社にて複数の経営管理の役職にあった。1987年から2000年までABBに勤務した後、Alstom Powers Corporationに移り、ABB Combustion Engineering Italiaの最高経営責任者(1997年から1998年まで)も務める。その後(1998年から2000年まで)、ガスタービン部門のグローバルセールスおよびターンキーシステムセールスの上級副社長。2000年にENELグループに参加し、「事業電力」分野の部長(2002年7月から2005年10月まで)、マーケット部長(2005年11月から2008年9月まで)、さらにEGPのジェネラル・マネージャー室および最高経営責任者(2008年10月から2014年5月まで)を含む要職を歴任。2014年5月よりENELの取締役会構成員。 現在の役職： ・ ENELの最高経営責任者およびジェネラル・マネージャー ・ Enel Iberoamérica S.r.l.の会長 ・ エンデサS.A.の副会長 ・ Enersis Americasの副会長 ・ Enersis Chile, S.A.の取締役
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	2018年	2,374	ICAIからの産業エンジニア(1978年)。 職歴： エンデサでは、スペインおよびポルトガル担当理事長(2004年から2014年まで)。 電気事業理事長(1998年から2004年まで)、エンデサの理事長および発電担当理事長(1997年から1998年まで)、エネルギー管理および運営担当取締役(1988年から1997年まで)、エネルギー管理および運営担当非常勤取締役(1988年)、商取引関係部門長(1984年から1986年まで)ならびに計画部門の市場調査セクション長(1982年から1984年まで)を歴任している。 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(1986年から1988年まで)、その前は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：エンデサS.A.の最高経営責任者 取締役会：Elcogas, S.A. 会長、Enel Iberoamérica, S.r.l.取締役、EGP ESPAÑA取締役、Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A.取締役

氏 名	役 職	生年月日	就任年	当期 満了年	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
アルベルト・ デ・パオリ	取 締 役	1965年10 月1日	2014年	2019年	10	経 済 学 の 学 位 - University of Rome 「 La Sapienza」(優等学位)。 職歴： ENEL グループの最高戦略責任者(2012年から2014年まで)：EGPの最高財務責任者(2008年4月から2012年4月まで)。Tiscaliの戦略、M&Aおよび事業開発部長(2006年3月から2008年3月まで)。Wind Telecomunicazioni(1997年から2006年2月まで)：CEO執行補佐(2005年から2006年まで)、最高財務責任者(2004年)、計画および統括部長(2002年から2003年まで)、戦略計画部長(2000年から2001年まで)、新規事業部長兼ネットワーク統括担当(1997年から1999年まで)。Telecom Italia(1993年から1996年まで)：事業計画およびサービス契約部長(1995年から1996年まで)、エリア統括担当(1993年から1994年まで) 現在の役職： ・ ENELの最高財務責任者 構成員である他の取締役会： ・ Enersis Americas取締役 ・ Enersis Chile, S.A.の取締役 ・ Enel Italia, S.r.L.の取締役 ・ Enel Green Power S.p.A.の会長

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)
リビオ・ガロ	取 締 役	1950年6月 17日	2014年	2018年	-	電 子 工 学 の 学 位 - Milan Polytechnic University. 職歴： 2005年から2014年まで：ENELのインフラおよびネットワーク部長。ENEL DistribuzioneのCEO。ENEL Soleの会長。 2010年から2013年まで：欧州スマートグリッド供給システム事業者協会(the association European Distribution System Operators for Smart Grids)会長および設立メンバー。 2006年から2013年まで：4百万人の顧客への天然ガス供給を行うENEL Rete Gasの会長 2005年から2011年まで：Valle D' Aosta地域の電気供給に従事するDevalのCEO 2004年から2010年まで：欧州技術プラットフォーム：Smart Grids(the European Technology Platform for Smart Grids)会員 2002年から2004年まで：30百万人の住宅用顧客および産業用顧客を擁するENEL Distribuzioneの、販売部長 1999年から2001年まで：Eurogen, ElettrogenおよびInterpowerメンバーにおける廃棄を担当するM&A チームの市場担当部長。 1995年から1999年まで：Finmeccanicaグループの、NYSEに上場しているElsag Bailey Process Automationにおける、西ヨーロッパおよびアフリカのエリア副社長ならびに執行委員会メンバー 1992年から1997年まで：FinmeccanicaグループのElsag Bailey Process AutomationのCEO(先ずドイツ、次いでオランダ、最後にオーストリアにおいて)。 1991年まで：FinmeccanicaグループおよびイタリアのMannesmannグループの様々な異なる役職に就任。 現在の役職： ・グローバル・インフラおよびネットワークスENEL、 構成員である他の取締役会： ・Chilectra, S.A.の会長 ・Chilectra Americas, S.A.の取締役 ・Enel Distribuzione S.p.A.の最高経営責任者 ・Enel Sole S.r.L.の会長

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)
アレハンドロ・ エチェパリア・ ブスケ	取 締 役	1942年 4月2日	2009年	2017年	200	Deusto Universityの経営科学学士。 職歴： Correo Group最高経営責任者(1980年から2001年まで) AEDE(スペイン出版協会)会長 TEVISA向けの出版業界連盟会長 Basqueビジネスマン協会会長(2005年から2006年まで)、車会社の業務執行取締役、設備会社の営業担当取締役および社長 現在の役職： ・ Mediaset España Comunicación, S.A. 会長 取 締 役 会 : Consulnor、CVNE、Sociedad Vascongada de Publicaciones, S.A.、Editorial Cantabria, S.A.、Diario El Correo newspaperおよびWillis Iberiaの取締役
ミケル・ロカ・ フンイェント	取 締 役	1940年 4月20日	2009年	2017年	363	University of Barcelonaの法律学位およびレオン、ヘローナ、カディス遠隔教育大学の名誉博士学位。 職歴： Universitat Pompeu Fabra Barcelona憲法学教授 バルセロナ議会代議士 代議院のCatalonian Parliamentary Group会長(1977年から1995年) 1978年憲法を草案した委員会会員 Cataloniaの自治法を草案した委員会会員 現在の役職： ・ 1962年以降弁護士として活動：バルセロナ、マドリッド、Palma de Mallorca、Girona、Lleida、ブエノスアイレスおよび上海に事務所を有する、Roca Junyent法律事務所パートナー・会長 ・ 1996年3月以降、Seguros Catalana Occidente保険会社の顧客オンブズマン ・ Banco Sabadell、Abertis Infraestructuras、TYPESA、Accesos de Madrid, S.A.およびWerfenlife, S.L.の非取締役書記役 取締役会：ACS(Actividades de Construcción y Servicios, S.A.)取締役

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)
エンリコ・ピア レ	取 締 役	1957年9月 21日	2014年	2018年	2,500	教育： 1992年： ・ Massachusetts Institute of Technology、 Sloan School of Business ・ Politecnico di Milano、Consorzio MIP、 MIT/MIP、エグゼクティブ・プログラム 1984年から1986年まで： ・ 米国サンタクララのUniversity of Santa Clara - 経営大学院、M.B.A.学位 1976年から1982年まで： ・ イタリア、トリノのPolitecnico di Torino - Facolta di Ingegneriaにおける土木工学の 学位、水力学専攻 職歴： 2008年から2014年まで：ENEL-ロシア、モスク ワ 2013年から2014年まで：ロシアおよびCISのカ ントリーマネージャーならびにENEL OGK-5の CEO 2010年から2013年まで：ロシア最高執行責任 者およびENEL OGK-5のCEO 2008年から2010年まで：ロシア最高執行責任 者 2003年から2008年まで：ENEL-ブルガリア、ソ フィア 東南ヨーロッパのカントリーマネージャーお よびENEL Maritza East 3の最高経営責任者 1998年から2003年まで：ABBストラクチャー ド・ファイナンス-スイス、チューリッヒ、上 級副社長 1995年から1998年まで：ABBストラクチャー ド・ファイナンス-イタリア、ミラノ 常務取締役、ABBストラクチャー・ファイナ ンス-イタリア 1995年：Mediocredito Centrale - イタリ ア、ローマ、輸出金融部長 1989年から1995年まで：Ansaldo Energia-イ タリア、ミラノ 1994年から1995年まで：財務担当取締役 1989年から1994年まで：プロジェクト・ファ イナンス部長 1986年から1989年まで：GIE-イタリア、ミラ ノ (Ansaldoにより買収) 1988年から1989年まで：ローン管理部長 1986年から1988年まで：輸出金融部長補佐、 プロジェクト・ファイナンス部 1982年から1984年まで：土木工学および建築 オフィス Arch. Nunzio Carletto-モンドヴィ (CN)、イタリア 現在の役職： ・ グローバル・ジェネレーションENEL 取締役会： ・ Endesa Chileの会長 ・ Endesa Americas, S.A.の取締役 ・ CESIの取締役 ・ EPRIの取締役

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)
ヘレナ・レボレ ド・デルベッキ オ	取 締 役	1947年2月 10日	2014年	2019年	332	ブエノスアイレスのCatholic Universityの経営学学位。University of NavarraのIESE Business Schoolにおけるシニア・マネージャー・プログラムを修了。 職歴： 2009年以降Mediaset España Comunicaciónの取締役 2007年以降Banco Popular Español, S.A.の取締役 2004年以降Euroforumの会長 1997年以降Prosegur, S.A.の取締役および2004年以降会長 1997年以降Foundation Prosegurの会長 現在の役職： ・ 2004 年 か ら Prosegur Compañía de Seguridad, S.A.の会長 ・ Foundation Prosegurの会長 他の取締役会： ・ Banco Popular Españolの取締役 ・ Mediaset España Comunicaciónの取締役 ・ Romercapital SICAV, S.A.、Agrocinegética San HubertoおよびEuroforum Escorial, S.A.の取締役
イグナシオ・ガ ラルダ・レイ ス・デ・ベラス コ	取 締 役	1951年11 月1日	2015年	2019年	30,471 間接所 有	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 現在の役職： ・ Mutua Madrileñaの会長および最高経営責任者 構成員である他の取締役会： ・ Faes Farma, S.A.の取締役 ・ スペイン 保 険 報 酬 コ ン ソ ー シ ア ム (「 Consorcio de Compensación de Seguros」)の取締役 ・ Bolsas y Mercados Españoles - BMEの第一副会長

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・ラセルダ	取 締 役	1960年9月 24日	2015年	2019年	-	Catholic University of Portugalの経営学学士号(1982年)。 職歴： Cementos de Portugalの最高経営責任者、EDP Renovaveis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： ・CTT(ポルトガルの郵便サービス)の会長および最高経営責任者 ・CTT銀行の会長 取締役会： ・Cotec Portugalの会長 ・IPC - International Post Corporationの取締役 ・CTT Expresoの会長 ・Tourline Expressの会長
ボ ル ハ ・ ア チャ・ベスガ	非取締役 書記役	1965年2月 17日	2015年	-	1,943	Complutense University of 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)、エンデサの法務部および事務総長局のジェネラル・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 Carlos III University of 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： ・エンデサS.A.の取締役会の事務局長および書記役 ・エンデサS.A.の法務およびコーポレート業務の取締役 ・Enersis Americas, S.A.の取締役会の議長 取締役会： ・Enel Iberoaméricaの取締役書記役 ・Enel Latinoaméricaの取締役

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2016年6月28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	2,374	取締役会情報を参照のこと。
ルカ・ミンツォリニ (イベリアの監査担当ジェネラル・マネージャー)	1961年6月20日	-	ローマのLa Sapienza Universityで経済学および経営学で表彰を受け卒業している(1985年)。 イタリア財務警察(Guardia de Finanza)の予備役将校、公認会計士および法定監査役 職歴： 東ヨーロッパの主席監査役(2008年から2014年まで)、Enel S.p.A.で財務報告の内部統制(SCIIF)の主席監査役(2004年から2008年まで)、Enel Hydro S.p.A.の管理部門長(2004年)、Grupo Telecom Italia S.p.A.の子会社におけるメルコスール地域(アルゼンチン、チリおよびボリビア)の予算および管理部門長(2001年から2003年まで)、Impsat Corporation(アルゼンチン、ブエノスアイレス)の管理部門のヴァイス・プレジデント(1995年から1998年まで)、Enichem Elastomers USA(アメリカ合衆国、ヒューストン)の予算および管理部門長(1993年から1995年まで)、Enichem Elastomers(イギリス、サウサンプトン)の最高財務責任者の補佐役(1992年から1993年まで)、Enichem Elastomers(イタリア、ミラノ)のシニア金融アナリスト(1991年から1992年まで)、Enichem S.p.A.(イタリア、ミラノ)のジュニア金融アナリスト(1989年から1991年まで) 現在の役職： イベリアの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)
パオロ・ボンディ (イベリアの経営、財務および管理担当ジェネラル・マネージャー)	1966年4月16日	1,941	経営学学位、ボッコーニ大学の経営管理学専攻(1990年)。 INSEAD フランスフォンテンブロー校のビジネス管理学修士(1987年)。 職歴： エンデサ経済金融担当非常勤理事長(2007年から2009年まで) ENEL グループでは国際部門の最高財務責任者(2004年)、経営コントロールTLC責任者(2003年)ならびに戦略および金融分析担当取締役(2002年)を歴任した。 Neuilly sur SeineのEridania Béghin-Say Group(1994年から2002年まで)では、最高財務責任者、計画および戦略担当取締役ならびに資本市場担当取締役を歴任し、Ferruzzi-Montedison Group(1990年から1994年まで)では財務および金融の分野で、Montedison USAでは金融アナリストとして働いた。 現在の役職： イベリアの経営、財務および管理担当ジェネラル・マネージャー 他の取締役会： Enel Iberoamerica S.L.の最高財務責任者 Enel Latinoamérica, S.A.U.の取締役
パブロ・アスコイティア (イベリアの購入担当ジェネラル・マネージャー)	1967年2月14日	-	Complutense University in Madridの経営学の学位を取得している。 IESEのジェネラル・マネジメント・プログラム(PDG)修了。 職歴： 2012年2月より購入担当マネージャー 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(2001年から2002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： - Ecuallity, 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： イベリアの購入担当ジェネラル・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・ルイス・プチェ・カ スチレホ (イベリアのサービスおよび セキュリティ担当ジェネ ラル・マネージャー)	1961年9月4日	-	経済学および経営学の学位 (ICADE) ならびにブルッヘ (ベルギー) の欧州大学院大学の経済学修士を取得している。 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 (2009年から2014年まで) エンデサの監査担当ジェネラル・マネージャー (1998年から2009年まで) Telecinco Group のジェネラル・マネージャー補佐 (1997年から1998年まで) および金融経済担当マネージャー (1993年から1996年まで)、UCB Group のスペイン担当理事長 (1991年から1993年まで) およびブリュッセルにある中央本部の国際財務部長 (1989年から1990年まで)、PSA-Peugeot-Talbot-Citroen Group では財務部長および金融サービス会社のポートフォリオ監査人 (1988年から1989年まで)、BERGÉ Y CÍA マドリッド本社の内部監査人 (1986年から1987年まで)、Santa Cruz de Tenerife のマネージャー補佐 (1985年) であった。 Institute for Studies on Local Administration in Madrid で働いていた (1988年)。 現在の役職： イベリアのサービスおよびセキュリティ担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・エフ・マリン・ グスマン (イベリアの ICT 担当ジェネ ラル・マネージャー)	1964年5月30日	-	コルドバ大学の農業工学の学位、San Telmo International Institute の経済学および企業経営学の修士を取得している。IESE のジェネラル・マネジメント・プログラム (PDG) でも学んでいた。 職歴： 最近2年間、ローマにあるワークセンターにおいてインフラおよび ICT グローバル・オペレーション担当チームの責任者を務めており、情報システム・オペレーション部門の管理を努めた後の2007年からこの地位に就いている。 2002年から2006年の間、企業向け購入開発部門、運営プロセスおよび購入管理部門、システムおよびテレコミュニケーション資源計画・管理部門の部長を歴任した。 1999年から2002まで、チリの Synapsis のジェネラル・システム・マネージャーであった。1997年、発電および採掘情報システム担当の部長代理としてエンデサに入社した。 エンデサに入社する前の主な経歴は以下を含む。 - ENECO, SA. の組織およびシステム部長 (1992年から1997年) (ENDESA グループの会社を持つ ENECO) - コルドバ大学の経済システム部長 (1991年から1992年) - Arthur Andersen and Andersen Consulting の販売システムコンサルタント (1989年から1991年) 現在の役職： イベリアの ICT 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)
アルベルト・フェルナンデス・トーレス (イベリアのコミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー)	1955年2月17日	-	Complutense University in Madridの経済学および経営学の学位を取得している。 職歴： ジャーナリストとして、プロのキャリアを開始し、様々な経済および文化的なトピックに関する出版物にたびたび寄稿した(Cinco Días、El Europeo、Cambio 16等)。 1980年、スペイン電気事業連合会(UNESA)の情報およびメディア部門に加わり、1998年後半にコミュニケーションおよび国際関係部門の責任者に就任するまで様々な役職を歴任した。同年末に、エンデサのジェネラル・コミュニケーション部門に加わり、首尾よく研究調査担当副責任者の地位に就き、その後情報戦略担当マネージャー、戦略および内部コミュニケーション担当マネージャーならびに2013年からはイベリアのコミュニケーション部門のジェネラル・マネージャーに就任した。 会社における職務の遂行と、様々なメディア向けに経済および文化的なトピックに関する記事の執筆、会議およびセミナーへの参加、さらに1990年代初め以降は教授活動を両立してきた。現在、マドリッドにあるComplutense UniversityおよびCarlos Universityにおいて、様々な課程および学年プログラムで経済およびコミュニケーションについて講義を行っている。 現在の役職： イベリアのコミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー
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	1,943	Complutense University of 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)、エンデサの法務部および事務総長局のジェネラル・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 Carlos III University of 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： ・エンデサS.A.の取締役会の事務局長および書記役 ・エンデサS.A.の法務およびコーポレート業務の取締役 取締役会： ・Enel Iberoaméricaの取締役書記役 ・Enel Latinoamérica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)
アンドレラ・ロ・ファソ (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)	1965年2月8日	-	University of Parma(イタリア)の法学の学位を取得している。 職歴： エンデサのスペインおよびポルトガルにおける人事および組織担当ジェネラル・マネージャー(2012年から2014年まで) ENELグループでは、ENEL Serviziの人事および組織担当ジェネラル・マネージャー(2005年から2011年まで)、人事ならびにシステムおよびテレコミュニケーション組織部長(2003年から2005年まで)、ENELとFormezのジョイント・ベンチャーにおけるマネージャー(2002年から2003年)、ENELHidroの人事および組織部長(2001年)を歴任した。Magneti Marelli(Fiat Groupの会社)では、人事分野において異なる複数の責任を担って働いていた(1995年から2001年まで)。 Arma dei Carabinieriの職員(1984年から1995年まで。) 現在の役職： 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
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	1,933株 直接保有 および 1,933株 間接保有	Universidad Pontificia Comillas ICAIより生産工学の学位を取得し(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年に配電部門の料金および売上部のアシスタント・マネージャーに任命された時から始まった。しばらくして、Endesa Redの決算および規制部門ならびにエンデサの(総合エネルギー管理部門内の)規制部門における責任を担うことになった。 2004年に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発展担当のジェネラル・アシスタント・マネージャーに任命され、2010年に規制および環境担当のジェネラル・マネージャーに任命された(2010年から2014年まで)。 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 (持続可能性担当ジェネラル・マネージャー)	1966年10月7日	-	マドリッドのPolytechnic Universityにおいて、エネルギーを専門にし、生産工学で卒業した。また、University of NavarraでMBAを取得した。 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。 現在の役職： 持続可能性担当ジェネラル・マネージャー
アルバロ・キラルテ・アベッコ (イベリアのエネルギー管理担当ジェネラル・マネージャー)	1961年6月21日	-	マドリッドのPolytechnic Universityより産業組織に特化した生産工学の学位を取得。Universidad Comercial de Deustoより金融の修士学位を取得。 職歴： 1993年、安定的規制枠組みユニットのヘッドおよび金融委員会の委員としてElcogasの電力セクターに入社した。 1997年、制度担当のアシスタント・マネージャーとしてエンデサ・グループに入り、1999年にCEOのオフィス・マネージャーに任命された。 2004年、Endesa ItaliaのCEOに任命された。 2006年、エネルギー管理部門のジェネラル・マネージャーに任命され、電力、ガス、CO₂および石炭の市場ならにエンデサが使用するその他燃料の市場の卸売、ならびにスペインおよびポルトガルにおける電力事業のエネルギー計画およびリスク管理における責任を担っていた。 現在の役職： イベリアのエネルギー管理担当ジェネラル・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)
マヌエル・モラン・カセロ (イベリアの発電担当ジェネラル・マネージャー)	1954年2月8日	-	マドリッドのPolytechnic Universityより航空工学の学位およびIESEより経営管理の修士学位を取得。 職歴： 1988年、ジェネラル・マネージャーのオフィス・マネージャーとして工業国立研究所(INI)に入所し、TENE0で航空輸送および電力セクターのヘッドに任命される1990年まで勤めた。1993年、ラテンアメリカの子会社のイベリア担当ジェネラル・マネージャーおよびイベリア・グループの管理委員会への任命を受け入れた。同年、Aerolíneas Argentinasの最高会長、Austral Líneas Aéreasの最高会長およびIATAの執行委員会に任命された。1998年以降、彼はEndesa Generaciónのジェネラル・マネージャーに就任している。 現在の役職： イベリアの発電担当ジェネラル・マネージャー 他の取締役会： Endesa Generación Endesa Generación II Endesa Generación Portugal Energie Electrique de Tahaddart Gesa Generación Unelco Generación Pereda Power Saltos del Navia
フランチェスコ・アマデイ (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)	1963年5月17日	-	University of Romeより電子工学の学位を取得し、Massachusetts Institute of Technologyのエグゼクティブ・プログラムおよびINSEADのインターナショナル・エグゼクティブ・プログラムで学んだ。 職歴： 1989年にEnel Groupの立案および統制部門に入社し、1998年～2004年はEnel Distribuzioneで戦略立案のヘッド、2004年～2008年は運営サポートのヘッド、2008年～2013年は規制およびネットワーク部門のヘッド、2013年以降、インフラおよびネットワーク部門の工学および標準化のヘッドとしての役割を果たしている。 現在の役職： 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 他の取締役会： Endesa Red

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)
ハビエル・ウリアルテ・モ ネレオ (イベリア市場担当ジェネラ ル・マネージャー)	1958年8月29日	-	マドリッドのComplutense Universityより法学の学位およびIESEよりMBAを取得。 職歴： 職歴はSC Johnson's Waxのアシスタント・プロダクト・マネージャーから始まり、後にプロダクト・マネージャーに任命された。Tempo Españaにマーケティング・マネージャーとして入社した(1988年から1990年まで)。次に、McKinsey & Companyに入社し、シニア・エンゲージメント・マネージャーにまで昇進し、1994年からエンデサ・グループに入るまで、Banestoでジェネラル・アシスタント・マネージャーの役職に就いていた。さらに、1985年から1990年まで、Instituto de Empresaでセールス・マネジメントを教え、School of Marketingの取締役であった。 1998年以降、ジェネラル・マーケティング部門のヘッドとしての役割を果たしている。 現在の役職： イベリア市場担当ジェネラル・マネージャー 他の取締役会： Endesa Energía ENEL France
ホアン・マリア・モレノ・ メラド (イベリアの原子力担当ジェ ネラル・マネージャー)	1962年8月20日	-	マドリッドのUniversidad Politécnicaにより土木技師、IESE Business Schoolより経営学の学位を持つ。 職歴： 26年超の公益事業セクターの経験を持つ。スペインの地域公共事業体における勤務により、キャリアを開始した。同事業体では、工学、ネットワークおよび発電計画、規制およびファイナンス等の分野で異なる担当に就いていた。1997年にエンデサに入り、配電事業で働き始めた。同社で様々な担当に就いた後、2008年、エンデサの計画および管理責任者に任命された。2012年、イタリアに移り、Enel S.p.A.にグループ計画および管理責任者として加わった。2015年10月、原子力発電のジェネラル・マネージャーに任命され、エンデサに戻った。モレノ氏は、エンデサおよびEnelの代表者として複数の取締役会の構成員であった。 特に、2011年から2014年、ラテンアメリカのEnelグループ配電事業のトップであるチリの会社のChilectraの取締役会の構成員および会長であった。2015年12月、エンデサの原子力事業の主要子会社であるANAVの会長に任命された。 現在の役職： イベリアの原子力担当ジェネラル・マネージャー 他の取締役会： Endesa Generación Nuclear

報酬

(2) 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

エンデサの定款第41条は、以下のように規定する。

「取締役であることによる報酬は、以下の項目からなる：固定の月々の給与、当社の運営機関およびその委員会の会議への出席手当。

取締役会全体に対する上記項目のすべてを含む全体の年間報酬の最高額は、株主総会により設定されるものとし、その改定の決議がなされるまで有効であり続けるものとする。

取締役会は、株主総会により設定された上限に従って、各事業年度において支払われる実際の金額を決定し、各取締役に委任された機能および責任、取締役会の委員会に所属するか否かならびにすべてのその他の関連する客観的状況を考慮に入れて、自由に決定する方法、時間および割合により上記項目間および取締役間で当該金額を分配するものとする。

なお、かかる日当の額は、最高でも、前段落に従って定められる固定の月額報酬である。取締役会は、かかる限度内において、日当を設定することができる。

取締役会の構成員に適用される前項で定める報酬は、取締役の地位に伴う監督機能および集団的意思決定機能とは別に、取締役が当社のために果たす他の業務執行機能または助言機能に基づき受給資格を有するすべてのその他の報酬、補償金、社会保障負担金または他の専門家もしくは会社の従業員として受け取る報酬と併給可能なものとし、法律上適用のあるすべての要件を満たすものとする。

前述の報酬にかかわらず、常務取締役の報酬には、株もしくは自社株購入権の提供または株価に関連する報酬を含めることができる。これらの報酬の決定には、事業年度毎に報酬計画に割り当てることができる最大数の株式、ストックオプションの権利行使価格もしくは同価格算出の方法、株価(一定の基準として設定される場合もある。)、計画の条件、および、その他適切とみなされる条件についての株主総会の決議を必要とする。」

したがって、エンデサS.A.の取締役会構成員は、当社取締役の立場として報酬を受領した。

2015年、各取締役の固定月額報酬の総額は15,642.56ユーロとなり、取締役会、執行委員会、指名および報酬委員会ならびに監査および統制委員会の各会議への出席手当は全体で1,502.53ユーロに達した。

取締役会構成員および常務取締役は、その取締役としての立場以外の職務を行ったことについて、エンデサの上級管理職の報酬体制に従って報酬を受領する。当該報酬の主な構成要素は以下のとおりである。

- 固定年次報酬：委任された職務の複雑性および責任に従って毎月支払われる現金報酬
- 短期変動報酬：保証されておらず、当社の評価システムを通じて設定された年次目標の順守を条件とする現金報酬
- 長期変動報酬：保証されておらず、複数年に係る目標の順守を条件とする現金報酬
- 特別およびその他の利益：任意、法的、契約上または団体交渉を通じて決定される一定、特別および具体的な要件に従って受領する報酬(通常は現金以外)

2015年および2014年の取締役会の各構成員が受領した報酬の詳細は以下のとおりである。

(単位：ユーロ)

	2015年									
	給与	固定報酬	出席日当	短期変動報酬	長期変動報酬	退職手当	その他の要素	他の会社で生じた報酬	2015年合計	2014年合計
ボルハ・ブラド・ユウラテ	1,086,285	187,710	18,030	805,453	649,600	-	185,841	-	2,932,919	2,634,113
フランセスコ・スタラーチェ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ホセ・ディー・ボガス・ガルベス	671,811	-	-	496,501	403,086	-	95,818	-	1,667,216	429,021
アレハンドロ・エチェバリア・ブスケ	-	187,710	40,568	-	-	-	-	-	228,278	244,807
リビオ・ガロ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
アルベルト・デ・パオリ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	-	187,710	28,548	-	-	-	-	-	216,258	35,793
ミケル・ロカ・フンイエント	-	187,710	40,568	-	-	-	-	-	228,278	244,807
エンリコ・ピアレ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
アンドレア・ブレナン	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,318,079
サルバドル・モンテホ・ベリラ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,044,481
イグナシオ・ガラダ・ルイス・デ・ベラスコ(1)	-	125,140	28,548	-	-	-	-	-	153,688	-
フランシスコ・デ・ラセルダ(1)	-	125,140	28,548	-	-	-	-	-	153,688	-
合 計	1,758,096	1,001,120	184,810	1,301,954	1,052,686	-	281,659	-	5,580,325	16,951,101

(1) 2015年4月27日より取締役会構成員。したがって、2015年のデータは2015年4月27日から12月31日までの期間を示している。

立替金および貸付金

構成員	単位：ユーロ	
	2015年12月31日	2014年12月31日
ホセ・ディー・ボガス・ガルベス(1)	407,572	407,572
合 計	407,572	407,572

(1) 平均金利0.893%の金額229,000ユーロの貸付金および金額177,000ユーロの無金利貸付金(金利補助は物品の報酬として扱われる。)。元本返済は当該従業員の勤務期間中に行われ、当該従業員が会社を退職したら全額について解除される。

年金基金および年金スキーム：拠出金

構成員	単位：ユーロ	
	2015年	2014年
ボルハ・ブラド・ユウラテ	269,468	208,044
アンドレア・ブレンタン(1)	-	185,659
サルバドル・モンテホ・ベリラ(2)	-	161,916
ホセ・ディー・ボガス・ガルベス(3)	321,355	61,584
合 計	590,823	617,203

- (1) 2014年10月7日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から10月7日までの期間を示している。
- (2) 2014年11月4日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から11月4日までの期間を示している。
- (3) 2014年10月7日より取締役会構成員。

年金基金および年金スキーム：負担金

構成員	単位：ユーロ	
	2015年12月31日	2014年12月31日
ボルハ・ブラド・ユウラテ	1,579,544	1,249,480
ホセ・ディー・ボガス・ガルベス(1)	9,121,996	7,877,685
合 計	10,701,540	9,127,165

- (1) 2014年10月7日より取締役会構成員。

生命保険料

構成員	単位：ユーロ	
	2015年	2014年
ボルハ・ブラド・ユウラテ	147,452	102,554
アンドレア・ブレンタン(1)	-	110,904
サルバドル・モンテホ・ベリラ(2)	-	41,245
ホセ・ディー・ボガス・ガルベス(3)	43,480	9,892
合 計	190,932	264,595

- (1) 2014年10月7日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から10月7日までの期間を示している。
- (2) 2014年11月4日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から11月4日までの期間を示している。
- (3) 2014年10月7日より取締役会構成員。

当社から常務取締役役に供与される保証

報酬に関して、2015年12月31日現在、当社は早期退職権をカバーすべく、最高経営責任者のために7,084,678ユーロに達する保証を有していた。2014年12月31日現在、かかる保証は7,159,131ユーロに達した。

2015年および2014年における上級管理職の報酬

常務取締役でない上級管理職の構成員の細目ならびに2015年および2014年において同管理職らが得た報酬総額は、下記のとおりである。

上級管理職(2015年)	
名 前	役 職(*)
リカルド・ペレス・ブランコ	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
エンリケ・ドゥランド・バケリソ	監査担当ジェネラル・マネージャー
パオロ・ボンディ	経営、財務および管理担当ジェネラル・マネージャー
アルベルト・フェルナンデス・トーレス	コミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・ルイス・プチェ・カスチレホ	メディア担当ジェネラル・マネージャー
アンドレア・ロ・ファソ	人事および組織担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・カサス・マリソ	機関関係および規制担当ジェネラル・マネージャー
フェルナンド・フェランド・ピタレス(1)	持続可能性担当ジェネラル・マネージャー
パブロ・アスコイティア・ロレンテ	購入担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・フェルナンド・マリソ・グスマン	ICT担当ジェネラル・マネージャー
ハビエル・ウリアルテ・モネレオ	供給担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・モラン・カセロ	発電担当ジェネラル・マネージャー
アルバロ・ルイス・クイラルテ・アベロ	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
フランセスコ・アマディ	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
ホセ・マリア・グラバロス・ラスエン(4)	原子力担当ジェネラル・マネージャー
ボルハ・アチャ・ベスガ(2)	法務担当ジェネラル・マネージャーおよび取締役会書記役
マリア・マラクセチェバリア・グランデ(2)	持続可能性担当ジェネラル・マネージャー
サルバドル・モンテホ・ベリラ(3)	取締役会書記役

(*) 本表に含まれる者の一覧は、スペイン国立証券市場委員会(「Comisión Nacional del Mercado de Valores」(CNMV))により発行された、2013年6月12日付のCNMVサーキュラー5/2013における上級管理職の定義に従っている。

(1) 2015年6月30日退任。

(2) 2015年8月1日就任。

(3) 2015年7月31日退任。

(4) 2016年1月2日退任。

上級管理職(2014年)	
名 前	役 職(*)
リカルド・ペレス・ブランコ(1)	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
エンリケ・ドゥランド・バケリソ	監査担当ジェネラル・マネージャー
パオロ・ボンディ	経営、財務および管理担当ジェネラル・マネージャー
アルベルト・フェルナンデス・トーレス	コミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・ルイス・プチェ・カステレホ	メディア担当ジェネラル・マネージャー
アンドレア・ロ・ファソ(1)	人事および組織担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・カサス・マリン(1)	機関関係および規制担当ジェネラル・マネージャー
フェルナンド・フェランド・ピタレス(1)	持続可能性担当ジェネラル・マネージャー
パブロ・アスコイティア・ロレンテ(1)	購入担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・フェルナンド・マリン・グスマン(1)	ICT担当ジェネラル・マネージャー
ハビエル・ウリアルテ・モネレオ(1)	供給担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・モラン・カセロ(1)	発電担当ジェネラル・マネージャー
アルバロ・ルイス・クイラルテ・アベロ(1)	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
フランセスコ・アマデイ(1)	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
ホセ・マリア・グラバロス・ラスエン(1)	原子力担当ジェネラル・マネージャー
ボルハ・アチャ・ベスガ(2)	法務および事務局担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス(2)	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
フランセスコ・ブレスチ(2)	購入担当ジェネラル・マネージャー
ラファエル・ロペス・ルエダ(2)	システムおよびテレコミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー
ヘクトル・ロペス・ピラセコ(2)	戦略担当ジェネラル・マネージャー
フェデリコ・フェア(2)	革新担当ジェネラル・マネージャー
イグナシオ・アントニャンサス・アルベール(3)	ラテンアメリカおよびチリ担当ジェネラル・マネージャー
サルパドル・モンテホ・ベリラ	取締役会書記役

(*) 本表に含まれる者の一覧は、スペイン国立証券市場委員会(「Comisión Nacional del Mercado de Valores」(CNMV))により発行された、2013年6月12日付のCNMVサーキュラー5/2013における上級管理職の定義に従っている。

- (1) 経営管理委員会の構成の変更後、2014年就任。
(2) 経営管理委員会の構成の変更後、2014年退任。
(3) ラテンアメリカにおける売却の結果、2014年10月23日に退任。

上級管理職に関する報酬の細目は次表に示されている。

	報 酬(単位：ユーロ)			
	当社によるもの		グループ会社の取締役としての地位に基づくもの	
	2015年	2014年	2015年	2014年
固定報酬	5,189,409	4,694,570	-	-
変動報酬	4,994,930	5,054,501	-	-
出席日当	-	-	-	-
定款規定の報酬	-	-	-	-
株式オプションおよび その他金融商品	-	-	-	-
そ の 他	1,993,399	724,785	-	-
合 計	12,177,738	10,473,856	-	-

	その他の利益(単位：ユーロ)			
	当社によるもの		グループ会社の取締役としての地位に基づくもの	
	2015年	2014年	2015年	2014年
立 替 金	584,366	830,722	-	-
貸 付 金	153,559	153,559	-	-
年金基金および年金スキーム：拠出金	948,940	1,221,956	-	-
年金基金および年金スキーム：負担金	16,407,255	12,999,092	-	-
生命保険料	356,252	268,879	-	-

当社から上級管理職に供与される保証

2015年および2014年12月31日現在、当社は上級管理職に保証を出していなかった。

保証条項：取締役会および上級管理職

契約の終了または支配権の変更についての保証条項

これらの条項は、当社およびそのグループの常務取締役および上級管理職のすべての契約において同じであり、指名および報酬委員会の報告書を受けた取締役会によって承認され、従業員関係の終了の場合の退職手当および契約終了後の競業避止義務を規定している。

管理に関して、この種類の契約終了条項は標準的な条項ではないが、その適用される事例の内容は、一般の従業員との関係における場合と同様である。

以下は、これらの条項の概要である。

従業員関係の終了：

- a. 双方の合意による場合：場合に依じて年間報酬の1から3倍と同程度の退職手当。
- b. 幹部の一方的な決定の場合：退職金の資格はない。ただし、従業員関係の終了の決定が当社のその義務に関する深刻で重大な違反に基づいている場合、当該地位が廃止された場合、または支配権の変化があった場合もしくは1985年8月1日付国王布告1985年第1382号に予見される退職補償金が発生するその他いずれかの場合を除く。
- c. 当社による解雇の結果の場合：1点目に記されたのと同程度の退職金。
- d. 深刻な故意の不正行為または職務遂行上の幹部の過失に基づいた当社の決定の場合：退職金を受け取る権利はない。

これらの条件は、既存の雇用関係への変更または上級管理職の早期退職による雇用関係の終了から生ずる条件の替わりとなる。

契約終了後の競業禁止条項：大多数の契約の中で、上級管理職は2年間エンデサと競合する事業に従事してはならないと定められている。その対価として、幹部には固定報酬の1倍と同等の金額までの権利がある。

2015年および2014年12月31日現在、エンデサには雇用契約中の保証条項を有する11名の常務取締役および上級管理職が在籍していた。

取締役会に関するその他の開示

上場会社の透明性を高めるために、取締役会構成員はその知る限り、当該構成員およびその関連会社が、エンデサと同様または類似の企業目的を持つ会社に保有する直接または間接的な持分ならびに当該会社における当該構成員の役職または果たす職務を開示した。

2015年12月31日				
取締役	個人または企業 納税者ID	会 社	所有権(%)	役 職
ボルハ・ブラド・ユウラテ	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	取締役
フランセスコ・スタラーチェ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0.00001806	最高経営責任者およびジェネラル・マネージャー
フランセスコ・スタラーチェ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0.00004	-
フランセスコ・スタラーチェ	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	会長
フランセスコ・スタラーチェ	94,271,000-3	Enersis Américas, S.A. (旧 Enersis, S.A.)	-	副会長
ホセ・ボガス・ガルベス	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	取締役
ホセ・ボガス・ガルベス	A80316672	Elcogás, S.A.	-	会長
ホセ・ボガス・ガルベス	B 61234613	ENEL Green Power España, S.L.	-	取締役
アルベルト・デ・パオリ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	経営、財務および管理担当責任者
アルベルト・デ・パオリ	94,271,000-3	Enersis Américas, S.A. (旧 Enersis, S.A.)	-	取締役
アルベルト・デ・パオリ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	-	会長
アルベルト・デ・パオリ	06377691008	ENEL Italia, S.R.L	-	取締役
リビオ・ガロ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	インフラおよびグローバル・ネットワーク担当責任者
リビオ・ガロ	96,800,570-7	Chilectra, S.A.	-	会長
リビオ・ガロ	05779711000	ENEL Distribuzione, S.p.A.	-	会長
エンリコ・ピアレ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	発電担当責任者
エンリコ・ピアレ	00793580150	CESI, S.p.A.	-	取締役
エンリコ・ピアレ	23-7175375	Electric Power Research Institute	-	取締役
エンリコ・ピアレ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0.00000324	-
エンリコ・ピアレ	91,081,000-6	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	-	会長

2014年12月31日				
取締役	個人または企業 納税者ID	会 社	所有権(%)	役 職
ボルハ・ブラド・ユウラテ	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	取締役
ボルハ・ブラド・ユウラテ	94,271,000-3	Enersis Américas, S.A. (旧 Enersis, S.A.)	-	副会長
フランセスコ・スタラーチェ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0.0004656	最高経営責任者および ジェネラル・マネージャー
フランセスコ・スタラーチェ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0.004	-
フランセスコ・スタラーチェ	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	会長
ホセ・ボガス・ガルベス	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	取締役
アルベルト・デ・パオリ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	経営、財務および 管理担当責任者
アルベルト・デ・パオリ	94,271,000-3	Enersis Américas, S.A. (旧 Enersis, S.A.)	-	取締役
リビオ・ガロ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	インフラおよびグ ローバル・ネット ワーク担当責任者
リビオ・ガロ	96,800,570-7	Chilectra, S.A.	-	会長
リビオ・ガロ	05999811002	ENEL Sole, S.R.L.	-	経営執行役会長
リビオ・ガロ	05779711000	ENEL Distribuzione, S.p.A.	-	最高経営責任者
エンリコ・ピアレ	05617841001	ENEL Produzione S.p.A.	-	会長
エンリコ・ピアレ	00793580150	CESI, S.p.A.	-	取締役
エンリコ・ピアレ	815574137	RES Holding B.V.	-	取締役
エンリコ・ピアレ	6671156423	ENEL Russia O.J.S.C.	-	ジェネラル・マ ネージャー
エンリコ・ピアレ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0.0003	-
エンリコ・ピアレ	91,081,000-6	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	-	会長
サルバドル・モンテホ・ペリラ	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	書記役-非取締役

スペイン有限責任会社法第229条の規定に従い、取締役会構成員および当社の利益との直接または間接の対立を招いた状況ならびに当該状況がどのように対処されたかは以下のとおりである。

- Enel, S.p.A.により任命された、ENEL Iberoamérica S.L.U.取締役の立場としての常務取締役は、Enel, S.p.A.またはEnelグループ会社との取引を承認する際、利益相反があった。本件が2015年に発生した際、常務取締役は本協議事項の取締役会には参加しなかった。
- Enel, S.p.A.により任命された、取締役の立場として専任取締役は、Enel, S.p.A.またはEnelグループ会社との取引を承認する際、利益相反があった。本件が2015年に発生した際、専任取締役は本協議事項の取締役会には参加しなかった。
- Prosegur Compañía de Seguridad, S.A.会長の立場としての独立取締役ヘレナ・レボレド・デルベッキオ氏は、Prosegurとのエンデサに対するサービス契約の更新を承認する際、利益相反があった。当該取締役は本協議事項の取締役会には参加しなかった。

性別で区分すると、2015年12月31日現在において、エンデサS.A.の取締役会は11名の取締役により構成され、そのうち1人が女性である。また、2014年12月31日現在において、9名の取締役が存在し、そのうち1人が女性である。

エンデサの株価に連動する株式に基づく報酬スキーム

エンデサのロイヤリティプラン(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記34.4.6を参照のこと。)に基づき、株価等の指標に連動する長期報酬の特定のプログラムは、2016年4月26日に開催された定時株主総会で承認された。本プログラムは、社長、最高経営責任者およびエンデサの戦略的責任を有する幹部を対象にしている。

特に、前段落で述べられるプログラムは「エンデサの株主総利回り(TSR)」と呼ばれる目標を規定しており、これは、参考期間の比較できるグループとして選ばれたEuro-Stoxx Utilities指標の株主総利回り(TSR)の平均値からの、エンデサの株主総利回り(TSR)の平均値と定義される。

本指標は、株式の総利回りを構成要素の合計として計る。

- i. キャピタル・ゲイン：株価の変動(報告期間の最後および始めに記録された価格の違い)および当該期間の始めに設定された価格との関係
- ii. 再投資配当金：報告期間に分配された一株当たりの配当金および当該期間の始めの株価の割合

長期報酬プラン

エンデサの長期変動従業員報酬は、いわゆる「ロイヤリティスキーム」によって管理されている。この目的は、当グループの戦略的目標を達成するための上級スタッフのコミットメントを強化することである。このスキームは、2010年1月1日から各年で開始する継続的な3年間のプログラムで構成されている。2014年以降、当該スキームは、支払の延期および管理スタッフがその時現在に雇用されている必要性を含んでおり、本支払は2回行われ、スキームの完了から1年後にインセンティブの30%が支払われ、その2年後に残りの70%が支払われる。

2014年12月31日現在、2012年から2014年および2013年から2015年の期間に対応するプログラムは運営されていた。2014年12月31日、2012年から2014年のプログラムは終了し、当該スキームに基づき従業員により選択された受領オプションによって、最終的な決済は2015年から2018年の期間に実施される予定である。

2015年12月31日現在、2013年から2015年および2014年から2016年の期間に対応するプログラムは運営されていた。2015年12月31日、2013年から2015年のプログラムは終了し、当該スキームに基づき従業員により選択された受領オプションによって、最終的な決済は2016年から2019年の期間に実施される予定である。

5 【コーポレート・ガバナンスの状況等】

(1) 【コーポレート・ガバナンスの状況】

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	ボルハ・ブラド・ユウラテ	06.20.2007	04.27.2015 03.24.2009 ⁽¹⁾
副 会 長	フランセスコ・スタラーチェ	06.16.2014	10.21.2014
最高経営責任者	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	10.07.2014	10.21.2014
取 締 役	アルベルト・パオリ	11.04.2014	04.27.2015
	リビオ・ガロ	10.21.2014	10.21.2014
	エンリコ・ピアレ	10.21.2014	10.21.2014
	ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	11.04.2014	04.27.2015
	ミケル・ロカ・フンイエント	06.25.2009	04.22.2013
	アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	06.25.2009	04.22.2013
	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	04.27.2015	04.27.2015
	フランシスコ・デ・ラセルダ	04.27.2015	04.27.2015
	ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-
書記			

(1) エンデサの取締役会の会長としての指名日

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ならびに指名および報酬委員会

さらに、当社の取締役会は、監査および法令遵守委員会ならびに指名および報酬委員会を任命している。

監査および法令遵守委員会

定款52条およびエンデサS.A.の取締役会規則(第23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人の取締役会構成員から成り、指名および報酬委員会の提案および取締役会の過半数の賛成票により選任される。当委員会は専ら非常務取締役で構成され、そのうち少なくとも2人は独立取締役であるものとする。

取締役会は、会計、監査、またはリスク管理の知識と経験を有する、監査および法令遵守委員会の全ての構成員、特に委員長を選任するよう努めなければならない。

監査および法令遵守委員会の委員長は、取締役会により、取締役会の過半数の賛成票により委員会の独立取締役の中から選任されるものとする。委員長は4年毎に交代されるが、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。委員長が欠ける場合、最も在任の長い独立取締役が委員長を務め、これがない場合は、委員会の最年長の独立取締役が委員長を務めるものとする。

監査および法令遵守委員会は、構成員の過半数または取締役会の要求で決議された場合、委員長によって招集される毎に開催されるものとする。委員会の会議は、当社の登録所在地または委員長により決定されたその他の場所で開催され、会議の通知に併記される。委員会の会議は構成員またはその代理人が過半数以上出席している場合に有効に開催されるものとする。

決議はその会議に参加している取締役の過半数の賛成票をもって可決されるものとする。可否同数の場合には、委員長または委員長代理が、決定票を有する。

監査および法令遵守委員会は、職務の遂行のために必要だと見なされれば、外部の助言を求めることができる。

委員会の書記役は、取締役会の書記役にもなり、可決された決議の議事録を作成し、当該議事録は取締役会に通知されるものとする。議事録は取締役会のすべての構成員が入手できるものとする。

本委員会の主要な職務は、有効なコーポレート・ガバナンスの遵守を促進し、経済および財務部門における当社の活動ならびに外部法令遵守監査および内部監査の透明性を確保することである。いずれの場合も、以下の職務を委任されることにある。

- a) 委員会の権限に該当する発生した事項について株主総会に通知すること。特に、提供された財務情報の正確性に監査がどのように貢献したかを説明する監査結果および委員会の本過程への関与についてである。
- b) 当社の内部統制、内部監査およびリスク管理体制の有効性を監督すること、ならびに監査の間に特定された内部統制制度の重大な欠点につき、その独立性を損なうことなく、会計監査人と検討すること。当該目的のため、場合に応じて、運営機関へ推奨または提案(上記事項の遵守のために設定された期間を含む。)を提示することができる。
- c) 要求されるすべての財務情報の作成および提出を監督すること、ならびに当該情報の正確性を担保するために、運営機関へ推奨または提案を提示すること。
- d) 法定監査人の選抜、選任、再任および解任の提案を、適用ある規則の規定に従い選抜過程に対して責任を追いながら、ならびにその雇用条件における提案を、取締役会において言及すること、ならびに定期的に外部監査人から、その職務を遂行する際の独立性維持、監査計画およびその遂行についての情報を収集すること。
- e) 外部監査人の独立性を脅かすことがあるすべての事項に関する情報(委員会により調査される。)に加え、会計監査に関連するその他事項に関する情報、および、独立性体制に関する適用規制の規定に基づき禁止されるサービス以外のサービスに対する許諾に関する情報を得るため(法定監査の法および基準に規定されるすべての連絡を含む。)外部監査人と関係を構築すること。いずれの場合も、委員会は、当社またはその直接もしくは間接に関連する法人に関連して、外部監査人の独立性に関する年次報告書を当該外部監査人より受領する。この報告には、法定監査に関する適用規制に従い、当該法人から外部監査人またはその関連するその他の者もしくは法人が受け取った適切な料金とともに提供された、あらゆる性質の追加サービスについての、詳細および個別な情報が含まれるものとする。

- f) 監査報告書の発行前に、法定監査人または監査法人の独立性が損なわれていないかどうかについての意見を表明する報告書を毎年発行すること。かかる報告書には、いかなる場合でも、法律監査とは別に、独立性要件または法定監査活動に関連して提供された前項の追加サービス(個別的かつ総体的な内容を含む。)一つ一つの価値についての動機付けがされた査定が含まれる。
- g) 法律、本定款および取締役会規則に規定されているすべての事項ならびに特に下記に関する事前通知を取締役に提供すること。
- 1) 当社が定期的に公表しなければならないすべての財務情報
 - 2) 特別目的事業体または租税回避地として分類される海外の国もしくは領土で設立された会社の設立またはその持分の取得
 - 3) 関係者とのすべての取引

委員会は、本g)項に規定されている職務が、非常務取締役のみで構成され、少なくとも2人の独立取締役(そのうち1人が委員長である。)を含む他の委員会に、定款によって割り当てられる場合、その職務を行使しないものとする。

上記の職務は単なる例示にすぎず、また取締役会によって委員会に委任される他の職務に影響されないものとみなされるものとする。

取締役会規則には、委員会の権限ならびにその組織および運営体制を規定することができる。監査および法令遵守委員会は、その独自の規則を有することができ、当該規則は取締役会に承認されるものとする。

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 委 員	ミケル・ロカ・フンイエント	06.30.2009	外部独立
	アレハンドロ・エチェバリア・ブスケ	07.20.2009	外部独立
	アルベルト・デ・パオリ	11.04.2014	外部所有者(1)
	ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	11.04.2014	外部独立
	フランシスコ・デ・ラセルダ	05.07.2015	外部独立
	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	05.07.2015	外部独立
書記(非委員)	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53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。

会長が欠ける場合、取締役会により一時的に指名された独立取締役が会長を務め、これが行われない場合、委員会の最年長の独立取締役が会長を務める。

指名および報酬委員会は、構成員の過半数または取締役会の要求で決議された場合、会長によって招集される毎に開催される。委員会の会議は、当社の登録事務所または会長により決定されたその他の会場で開催され、会議の通知に併記される。

委員会の会議は過半数の構成員が参加する場合に有効に開催される。

決議はその会議に参加している取締役の過半数の票をもって可決されなければならない。可否同数の場合には、会長または会長代理者が、決定票を有する。

委員会の書記役は、取締役会の書記役にもなり、可決された決議の議事録を作成し、当該議事録は取締役会に通知される。

指名および報酬委員会は、法律、本定款または本定款に従い作成された取締役会規則による職務にかかわらず、少なくとも以下の職務を行うものとする。

- a) 取締役会において必要な技術、知識および経験を査定すること。当該目的のため、委員会は各欠員を賄うための候補者に必要な職務および技術を定義し、候補者が適切に任務を遂行するために要求される時間および献身さを評価する。
- b) 取締役会において少数派である社会的性別のための代表目標を設定し、当該目標をどのように達成するかの指針を作成すること。
- c) 株主総会の決定または取締役会の選出に係る、独立取締役の指名提案すべて、および株主総会による前述の取締役の再任または解任の提案すべてを取締役に提起すること。
- d) 株主総会の決定または取締役会の選出に係る、再任される取締役の指名提案すべて、および株主総会による当該取締役の再任または解任の提案すべての通知を提供すること。
- e) 上級管理者の選任または解任の提案を、その契約の基本条件とともに報告すること。
- f) 取締役会の会長および当社の最高経営責任者の解任を査定し調整すること。場合により、前述の解任が可能な限り円滑および秩序正しく完了するよう取締役会への提案を作成すること。
- g) 取締役およびジェネラル・マネージャーまたは取締役会、執行委員会もしくは業務執行取締役の直接監督の下、上級管理職務を遂行するその他個人の報酬ならびに個別報酬について取締役会に方針を提案し、常務取締役のその他すべての契約上条件に関連して取締役会に方針を提案し、当該条件が遵守されることを確保すること。

上記の職務は単なる例示にすぎず、また取締役会によって委員会に委任される他の職務を害さないものとみなされる。

取締役会規則は、委員会の権限ならびにその組織および運営体制を制定することができる。

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 委 員	アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	07.24.2012	外部独立
	アルベルト・デ・パオリ	11.04.2014	外部所有者(1)
	ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	11.04.2014	外部独立
	ミケル・ロカ・フンイエント	06.30.2009	外部独立
	フランシスコ・デ・ラセルダ	05.07.2015	外部独立
	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	05.07.2015	外部独立
書記(非委員)	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。

- 2016年4月26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、2016年4月26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、2015年9月18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における行為に関する内部規則(直近の改正は、2011年12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た。
- 2015年11月10日、取締役候補者選抜の方針が取締役会に承認された。
- 2015年11月10日、Endesa, 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た。
- 2015年11月10日、持続可能性に関する方針が承認された。
- 2015年11月10日、Endesa, 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た。
- 2015年6月15日、エンデサの税務戦略が承認された。
- 2010年12月以降、エンデサおよびエンデサがスペインで支配している子会社は優良税務慣行規定に同意している。
- かかる規範は、税務当局および納税者の(イ)誠実および相互忠実の原理にもとづく互惠協力、(ロ)会社のための税政策ならびに税務当局の基準の適用における透明性および法的明確性によって任意に採用された勧告を含むものである。

- 基本的に、会社は税金のリスク削減の促進へのコミットメントおよびそれらを引き起こし得る行動の回避を指向し、税務当局は会社の納税義務を満たす援助をしながら会社のための法的明確性の強化を指向する。
- これに従って、2011年以降、エンデサの税務担当責任者は監査委員会を通して当社で適用された税制策および関連のある税の問題について取締役会に毎年通知している。

当社の定款は、義務的法令遵守の法規定とともに、当社のガバナンスならびに当社のガバナンスを構成する組織(すなわち、株主総会、取締役会および執行委員会)に適用される原則をその規則において定めている。

これら規則の中で特に注目すべき点は、手続の透明性、株主の権利の尊重、取締役の注意義務および忠実義務、ならびに法の要求に従い、意思決定の過程へ株主が参加することを促進する会社組織の機能を統治するスキームの制定である。

株主総会規則の目的は、株主への情報提供を促進し、株主が議決権および議論に参加する権利を行使して当社の意思決定へ寄与することを促すメカニズムの統制を通して、株主の株主総会への参加を促進することである。

取締役会規則は、定款第37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。

2016年2月23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2015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。

エンデサS.A.の2011年5月9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2011年、2012年および2013年の事業年度の新しい監査人として、ERNST & YOUNG, S.L.(以下「E&Y」という。)を選任することに同意した。

エンデサS.A.の2014年5月19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2014年、2015年および2016年の事業年度の監査人として、E&Yを選任することに同意した。

2015年および2014年のエンデサ・グループの連結年次財務書類は、Plaza Pablo Ruíz Picasso, 1, 28020 Madridに事務所を置くE&Yにより監査された。同事務所は、会計監査人登記所(以下「Registro Oficial de Auditores de Cuentas」または「ROAC」という。)において、登記番号S0530の下に登記されている。連結年次財務書類はCNMVにおいて一般公開されている。

2015年および2014年のエンデサS.A.の個別年次財務書類は、Plaza Pablo Ruíz Picasso, 1, 28020 Madridに事務所を置くE&Yにより監査された。

E&Yは、2015年12月31日終了年度および2014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。

エンデサS.A.の2011年5月9日の株主総会において、株主は、以下について同意した。

- ・ 法人企業法(その後の書換および改正を含む)第264.3条の規定に従った、当該時点の監査人であるKPMG Auditores, S.L.の、正当な理由による解任に係る承認
- ・ さらに、Plaza Pablo Ruíz Picasso, 1に登記上の事務所を有し、マドリッドの商業登記所において、M-23123頁、第215フォリオ、第12749巻、初編、第8セクション上に登記される、納税者番号B-78970506番の保有者であって、ROACにおいて、登記番号S0530の下に登記される、E&Yを、2011年度、2012年度および2013年度における個別および連結の年次財務書類についてのエンデサS.A.の監査人として選任することが可決された。任期は、現行法に従い、伸長することができる。
- ・ 2011年度、2012年度および2013年度における、エンデサS.A.およびその連結グループの会計の外部監査について、上記の会社と契約を締結し、同契約の追加条件の決定につき、最大限に取締役会に委任すること。

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

2016年2月23日、エンデサは、CNMVに対し、2015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37条およびCEA245条および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38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、「第5 提出会社の状況 4 役員の状況 (1) 取締役等」を参照のこと。

経営委員会

経営委員会は、最低でも5名、最高で会長を含む7名の取締役会構成員から構成される。

取締役会会長が経営委員会の委員長を務め、取締役会書記はまた経営委員会の書記として務めるものとする。これらの地位の代理の制度は、前述の取締役会について定められているものと同じである。

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	ボルハ・ブラド・ユウラテ	03.24.2009	幹 部
委 員	フランセスコ・スタラーチェ	06.16.2014	外部所有者(1)
委 員	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	10.07.2014	幹 部
	アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	10.19.2015	外部独立
	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	10.19.2015	外部独立
	アルベルト・デ・パオリ	11.04.2014	外部所有者(1)
	ミケル・ロカ・フンイエント	04.22.2013	外部独立
書記(非委員)	ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

(1) ENELを意味する。

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ヶ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

総会の開催の5日前までに適切なブックエントリーに登録された株式を所有している株主および関連のある出席カードを所有する株主が、株主総会に出席することができる。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関わらず解釈される。

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) 【監査報酬の内容等】

【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	前連結会計年度		当連結会計年度	
	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	5,503,077 (703,678,456円)	0 (0円)	2,326,994 (297,552,723円)	0 (0円)
連結子会社	1,451,570 (185,612,256円)	582,100 (74,433,127円)	1,451,183 (185,562,770円)	0 (0円)
計	6,954,647 (889,290,712円)	582,100 (74,433,127円)	3,778,177 (483,115,493円)	0 (0円)

【その他重要な報酬の内容】

2015年において、証明業務には主に配電のサービスの品質に関する情報を検討するための合意された手続きおよび配電への投資の費用が含まれる。

2014年において、証明業務には主に株式売却の公募に関してエンデサS.A.により準備された財務情報に対する専門的業務の費用が含まれる。

【外国監査公認会計士等の提出会社に対する非監査業務の内容】

該当事項なし。

【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、2003年5月6日付および2009年11月2日付またはその後の日付の契約に定められたものを含む。

経常の監査業務に関して支払可能な報酬は、包括的交渉の一部として承認されている。

臨時の監査業務に関して支払可能な報酬は、外部監査部による分析を一端受けた後、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。

第 6 【経理の状況】

a 本書記載のエンデサ・エセ・アー 及び連結子会社(以下、本第 6 において「当グループ」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、上述の当年度および前年度の原文の連結財務書類を翻訳したものである。当グループの連結財務書類の日本における開示については、「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131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との主な差異については、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については、スペインにおける独立監査人であるアーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレ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号および「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、本邦の公認会計士また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134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、2016年4月1日現在の株式会社三菱東京UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値、1ユーロ=127.87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) 連結財政状態計算書

	注記	2015年12月31日		2014年12月31日	
		百万 ユーロ	百万円	百万 ユーロ	百万円
資産					
固定資産		24,266	3,102,893	24,512	3,134,349
有形固定資産	6	20,815	2,661,614	21,104	2,698,568
投資不動産	7	21	2,685	22	2,813
無形資産	8	428	54,728	388	49,614
のれん	5及び9	-	-	-	-
持分法適用投資	10.1	1,087	138,995	1,104	141,168
固定金融資産	18	629	80,430	619	79,152
繰延税金資産	21	1,286	164,441	1,275	163,034
流動資産		4,979	636,665	6,184	790,748
棚卸資産	11	1,262	161,372	1,247	159,454
営業債権及びその他の債権	12	2,977	380,669	3,071	392,689
営業債権		2,767	353,816	2,780	355,479
未収還付法人所得税		210	26,853	291	37,210
流動金融資産	18	353	45,138	1,210	154,723
現金及び現金同等物	13	346	44,243	648	82,860
売却目的で保有する固定資産及び非継続事業	32.2	41	5,243	8	1,023
資産合計		29,245	3,739,558	30,696	3,925,098
株主持分及び負債					
株主持分	14	9,039	1,155,817	8,575	1,096,485
親会社持分	14.1	9,036	1,155,433	8,576	1,096,613
資本金		1,271	162,523	1,271	162,523
資本剰余金及び利益剰余金		7,223	923,605	10,797	1,380,612
親会社当期純利益		1,086	138,867	3,337	426,702
中間配当		(424)	(54,217)	(6,755)	(863,762)
評価差額金		(120)	(15,344)	(74)	(9,462)
非支配持分	14.2	3	384	(1)	(128)
固定負債		14,335	1,833,016	15,715	2,009,477
繰延収益	15	4,679	598,304	4,612	589,736
長期引当金	16	3,405	435,397	3,591	459,181
年金及び類似債務引当金	16.1	839	107,283	1,140	145,772
その他の長期引当金		2,566	328,114	2,451	313,409
長期有利子ローン及び借入金	17	4,680	598,432	6,083	777,833
その他の固定負債	20	632	80,814	556	71,096
繰延税金負債	21	939	120,070	873	111,631
流動負債		5,871	750,725	6,406	819,135
短期有利子ローン及び借入金	17	-	-	1	128
短期引当金	23	638	81,581	544	69,561
年金及び類似債務引当金		-	-	-	-
その他の短期引当金		638	81,581	544	69,561
営業債務及びその他の流動負債	22	5,233	669,144	5,861	749,446
仕入債務及びその他の債務		4,973	635,898	5,222	667,737
未払法人所得税		260	33,246	639	81,709
売却目的保有に分類される固定資産及び非継続事業に直接的に関連する負債	32.2	-	-	-	-
株主持分及び負債合計		29,245	3,739,558	30,696	3,925,098

添付の連結財務書類の注記1から39は、2015年及び2014年12月31日現在の連結財政状態計算書の不可欠の一部である。

(2) 連結損益計算書

	注記	12月31日終了年度			
		2015年		2014年	
		百万 ユーロ	百万円	百万 ユーロ	百万円
収益	24	20,299	2,595,633	21,512	2,750,739
売上高	24.1	19,281	2,465,461	20,473	2,617,883
その他の営業収入	24.2	1,018	130,172	1,039	132,857
仕入及びサービス		(14,818)	(1,894,778)	(15,974)	(2,042,595)
電力購入	25.1	(4,795)	(613,137)	(5,126)	(655,462)
消費燃料原価	25.1	(2,123)	(271,468)	(2,486)	(317,885)
送電コスト		(5,781)	(739,216)	(5,918)	(756,735)
その他の変動仕入及びサービス	25.2	(2,119)	(270,957)	(2,444)	(312,514)
貢献利益		5,481	700,855	5,538	708,144
自家建設資産	3a及び3d	102	13,043	113	14,449
人件費	26	(1,332)	(170,323)	(1,245)	(159,198)
その他の固定営業費用	27	(1,212)	(154,978)	(1,316)	(168,277)
営業総利益		3,039	388,597	3,090	395,118
減価償却費、償却費及び減損損失	28	(1,441)	(184,261)	(1,618)	(206,894)
営業利益		1,598	204,336	1,472	188,225
純金融利益/(損失)	29	(186)	(23,784)	(166)	(21,226)
金融収益		55	7,033	110	14,066
金融費用		(229)	(29,282)	(280)	(35,804)
為替換算差額(純額)		(12)	(1,534)	4	511
持分法適用会社の利益/(損失)	10.1	(15)	(1,918)	(44)	(5,626)
その他の投資利益/(損失)		(1)	(128)	2	256
資産処分利益/(損失)	30	(5)	(639)	(25)	(3,197)
税引前利益		1,391	177,867	1,239	158,431
法人所得税	31	(301)	(38,489)	(296)	(37,850)
継続事業の当期税引後利益		1,090	139,378	943	120,581
非継続事業の税引後利益	32.1	-	-	3,045	389,364
当期純利益		1,090	139,378	3,988	509,946
親会社持分		1,086	138,867	3,337	426,702
非支配持分		4	511	651	83,243
		ユーロ	円	ユーロ	円
基本的1株当たり当期純利益(継続事業)		1.03	131.71	0.9	115.08
希薄化後1株当たり当期純利益(継続事業)		1.03	131.71	0.9	115.08
基本的1株当たり当期純利益(非継続事業)		-	-	2.25	287.71
希薄化後1株当たり当期純利益(非継続事業)		-	-	2.25	287.71
基本的1株当たり当期純利益		1.03	131.71	3.15	402.79
希薄化後1株当たり当期純利益		1.03	131.71	3.15	402.79

添付の連結財務書類の注記1から39は、2015年及び2014年12月31日に終了した事業年度の連結損益計算書の不可欠の一部である。

(3) 連結包括利益計算書

(単位：百万ユーロ)	注記	12月31日終了年度					
		2015年			2014年		
		親会社 持分	非支配 持分	合計	親会社 持分	非支配 持分	合計
当期純利益		1,086	4	1,090	3,337	651	3,988
その他の包括利益：							
株主持分に直接認識される収益 及び費用		291	-	291	(345)	87	(258)
損益に振り替えられる項目：		45	-	45	(22)	95	73
有形固定資産及び無形資産の再評価/ (再評価の戻入れ)		-	-	-	-	-	-
金融商品の測定		-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産		-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	14.1.6	64	-	64	46	(90)	(44)
為替換算差額		-	-	-	(29)	150	121
持分法適用会社	14.1.6	1	-	1	(27)	14	(13)
株主持分に直接認識されるその他の収 益及び費用		-	-	-	-	-	-
税効果	14.1.6、 14.1.10 及び31	(20)	-	(20)	(12)	21	9
その後の期間において損益に 振り替えられない項目：		246	-	246	(323)	(8)	(331)
年金制度に係る数理計算上の差異	16.1	319	-	319	(396)	(13)	(409)
税効果	14.1.10 及び31	(73)	-	(73)	73	5	78
損益計算書又は投資への振替額		(91)	-	(91)	241	(9)	232
金融商品の測定		-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産	14.1.6	-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	14.1.6	(147)	-	(147)	9	(10)	(1)
為替換算差額	32.1	-	-	-	239	-	239
持分法適用会社	14.1.6	15	-	15	(6)	-	(6)
株主持分に直接認識されるその他の収 益及び費用		-	-	-	-	-	-
税効果	14.1.6、 14.1.10 及び31	41	-	41	(1)	1	-
包括利益合計		1,286	4	1,290	3,233	729	3,962

添付の連結財務書類の注記1から39は、2015年及び2014年12月31日に終了した事業年度の連結包括利益計
算書の不可欠の一部である。

(単位：百万円)	注記	12月31日終了年度					
		2015年			2014年		
		親会社 持分	非支配 持分	合計	親会社 持分	非支配 持分	合計
当期純利益		138,867	511	139,378	426,702	83,243	509,946
その他の包括利益：							
株主持分に直接認識される収益 及び費用		37,210	-	37,210	(44,115)	11,125	(32,990)
損益に振り替えられる項目：		5,754	-	5,754	(2,813)	12,148	9,335
有形固定資産及び無形資産の再評価/ (再評価の戻入れ)		-	-	-	-	-	-
金融商品の測定		-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産		-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	14.1.6	8,184	-	8,184	5,882	(11,508)	(5,626)
為替換算差額		-	-	-	(3,708)	19,181	15,472
持分法適用会社	14.1.6	128	-	128	(3,452)	1,790	(1,662)
株主持分に直接認識されるその他の収 益及び費用		-	-	-	-	-	-
税効果	14.1.6、 14.1.10 及び31	(2,557)	-	(2,557)	(1,534)	2,685	1,151
その後の期間において損益に 振り替えられない項目：		31,456	-	31,456	(41,302)	(1,023)	(42,325)
年金制度に係る数理計算上の差異	16.1	40,791	-	40,791	(50,637)	(1,662)	(52,299)
税効果	14.1.10 及び31	(9,335)	-	(9,335)	9,335	639	9,974
損益計算書又は投資への振替額		(11,636)	-	(11,636)	30,817	(1,151)	29,666
金融商品の測定		-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産	14.1.6	-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	14.1.6	(18,797)	-	(18,797)	1,151	(1,279)	(128)
為替換算差額	32.1	-	-	-	30,561	-	30,561
持分法適用会社	14.1.6	1,918	-	1,918	(767)	-	(767)
株主持分に直接認識されるその他の収 益及び費用		-	-	-	-	-	-
税効果	14.1.6、 14.1.10 及び31	5,243	-	5,243	(128)	128	-
包括利益合計		164,441	511	164,952	413,404	93,217	506,621

添付の連結財務書類の注記1から39は、2015年及び2014年12月31日に終了した事業年度の連結包括利益計
算書の不可欠の一部である。

(4) 連結持分変動計算書

(単位：百万ユーロ)	注記	親会社に帰属する持分						非支配 持分	株主持分 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 及び 自己持分 証券	当期 利益/ (損失)	その他 資本項目			
2015年1月1日現在残高		1,271	4,042	-	3,337	-	(74)	(1)	8,575
会計方針の変更に伴う調整	14.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
2015年1月1日現在調整後残高		1,271	4,042	-	3,337	-	(74)	(1)	8,575
包括利益合計		-	246	-	1,086	-	(46)	4	1,290
株主及び所有者との取引		-	(826)	-	-	-	-	-	(826)
資本増加(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金		-	(826)	-	-	-	-	-	(826)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)		-	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
株主及び所有者とのその他の取引		-	-	-	-	-	-	-	-
その他の持分変動		-	3,337	-	(3,337)	-	-	-	-
株式報酬		-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替		-	3,337	-	(3,337)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-	
2015年12月31日現在残高		1,271	6,799	-	1,086	-	(120)	3	9,039

添付の連結財務書類の注記1から39は、2015年12月31日に終了した事業年度の連結持分変動計算書の不可
欠の一部である。

(単位：百万円)	注記	親会社に帰属する持分						親会社に 帰属する 持分	非支配 持分
		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 及び 自己持分 証券	当期 利益/ (損失)	その他 資本項目			
2015年1月1日現在残高		162,523	516,851	-	426,702	-	(9,462)	(128)	1,096,485
会計方針の変更に伴う調整	14.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
2015年1月1日現在調整後残高		162,523	516,851	-	426,702	-	(9,462)	(128)	1,096,485
包括利益合計		-	31,456	-	138,867	-	(5,882)	511	164,952
株主及び所有者との取引		-	(105,621)	-	-	-	-	-	(105,621)
資本増加(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金		-	(105,621)	-	-	-	-	-	(105,621)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)		-	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
株主及び所有者とのその他の取引		-	-	-	-	-	-	-	-
その他の持分変動		-	426,702	-	(426,702)	-	-	-	-
株式報酬		-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替		-	426,702	-	(426,702)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-	
2015年12月31日現在残高		162,523	869,388	-	138,867	-	(15,344)	384	1,155,817

添付の連結財務書類の注記1から39は、2015年12月31日に終了した事業年度の連結持分変動計算書の不可
欠の一部である。

(単位：百万ユーロ)	注記	親会社に帰属する持分						非支配 持分	株主持分 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 及び 自己持分 証券	当期 利益/ (損失)	その他 資本項目			
2014年1月1日現在残高 (修正再表示後)		1,271	17,665	-	1,879	-	(294)	6,241	26,762
会計方針の変更に伴う調整	14.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
2014年1月1日現在調整後残高		1,271	17,665	-	1,879	-	(294)	6,241	26,762
包括利益合計		-	(323)	-	3,337	-	219	729	3,962
株主及び所有者との取引		-	(15,179)	-	-	-	1	(6,971)	(22,149)
資本増加(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金		-	(15,008)	-	-	-	-	(503)	(15,511)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)		-	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)		-	-	-	-	-	1	1	2
株主及び所有者とのその他の取引		2.3.1 及び 14.2	-	(171)	-	-	-	(6,469)	(6,640)
その他の持分変動		-	1,879	-	(1,879)	-	-	-	-
株式報酬		-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替		-	1,879	-	(1,879)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-	
2014年12月31日現在残高		1,271	4,042	-	3,337	-	(74)	(1)	8,575

添付の連結財務書類の注記1から39は、2014年12月31日に終了した事業年度の連結持分変動計算書の不可
欠の一部である。

(単位：百万円)	注記	親会社に帰属する持分						非支配 持分	株主持分 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 及び 自己持分 証券	当期 利益/ (損失)	その他 資本項目			
2014年1月1日現在残高 (修正再表示後)		162,523	2,258,824	-	240,268	-	(37,594)	798,037	3,422,057
会計方針の変更に伴う調整		-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
2014年1月1日現在調整後残高		162,523	2,258,824	-	240,268	-	(37,594)	798,037	3,422,057
包括利益合計		-	(41,302)	-	426,702	-	28,004	93,217	506,621
株主及び所有者との取引		-	(1,940,939)	-	-	-	128	(891,382)	(2,832,193)
資本増加(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金	14.1.9	-	(1,919,073)	-	-	-	-	(64,319)	(1,983,392)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)		-	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)		-	-	-	-	-	128	128	256
株主及び所有者とのその他の取引	2.3.1 及び 14.2	-	(21,866)	-	-	-	-	(827,191)	(849,057)
その他の持分変動		-	240,268	-	(240,268)	-	-	-	-
株式報酬		-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替		-	240,268	-	(240,268)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
2014年12月31日現在残高		162,523	516,851	-	426,702	-	(9,462)	(128)	1,096,485

添付の連結財務書類の注記1から39は、2014年12月31日に終了した事業年度の連結持分変動計算書の不可欠の一部である。

(5) 連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2015年 (2015年12月31日に 終了した12ヶ月間)		2014年 (2014年12月31日に 終了した12ヶ月間)	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
税引前利益		1,391	177,867	4,852	620,425
調整：		1,952	249,602	1,711	218,786
減価償却費、償却費及び減損損失	28	1,441	184,261	2,006	256,507
その他の調整(純額)		511	65,342	(295)	(37,722)
運転資本の変動		396	50,637	(1,228)	(157,024)
営業債権及びその他の債権		(188)	(24,040)	(390)	(49,869)
棚卸資産		(20)	(2,557)	(292)	(37,338)
流動金融資産		862	110,224	(33)	(4,220)
営業債務及びその他の流動負債		(258)	(32,990)	(513)	(65,597)
営業活動によるその他のキャッシュ・フロー：		(1,083)	(138,483)	(1,621)	(207,277)
受取利息		42	5,371	280	35,804
受取配当金		17	2,174	27	3,452
支払利息		(188)	(24,040)	(593)	(75,827)
法人所得税		(603)	(77,106)	(810)	(103,575)
営業活動によるその他の受取及び支払		(351)	(44,882)	(525)	(67,132)
営業活動による正味キャッシュ・フロー		2,656	339,623	3,714	474,909
有形固定資産及び無形資産の取得		(882)	(112,781)	(1,853)	(236,943)
有形固定資産及び無形資産の売却による収入		17	2,174	19	2,430
グループ会社への投資		-	-	(68)	(8,695)
グループ会社への投資の売却による収入	32.1	1	128	6,358	812,997
その他投資		(104)	(13,298)	(780)	(99,739)
その他投資の売却による収入		76	9,718	3,526	450,870
連結範囲の変更によるキャッシュ・フロー		-	-	-	-
助成金及びその他の繰延収益		119	15,217	153	19,564
投資活動による正味キャッシュ・フロー		(773)	(98,844)	7,355	940,484
持分商品によるキャッシュ・フロー	14.2	-	-	(507)	(64,830)
長期借入金による収入	17.1	326	41,686	5,471	699,577
長期借入金の返済	17.1	(1,632)	(208,684)	(1,001)	(127,998)
短期借入金からの正味キャッシュ・フロー		(74)	(9,462)	(1,835)	(234,641)
親会社による配当金の支払	14.1.9	(805)	(102,935)	(16,194)	(2,070,727)
非支配持分への配当金の支払		-	-	(492)	(62,912)
財務活動による正味キャッシュ・フロー		(2,185)	(279,396)	(14,558)	(1,861,531)
正味キャッシュ・フロー合計		(302)	(38,617)	(3,489)	(446,138)
現金及び現金同等物に係る為替変動の影響		-	-	(8)	(1,023)
現金及び現金同等物の当期純増加/(減少)		(302)	(38,617)	(3,497)	(447,161)
1月1日現在の現金及び現金同等物	13	648	82,860	4,145	530,021
手許現金及び銀行預金		390	49,869	1,058	135,286
現金同等物		258	32,990	3,087	394,735
12月31日現在の現金及び現金同等物	13	346	44,243	648	82,860
手許現金及び銀行預金		344	43,987	390	49,869
現金同等物		2	256	258	32,990

添付の連結財務書類の注記1から39は、2015年及び2014年12月31日に終了した事業年度の連結キャッシュ・フロー計算書の不可欠の一部である。

[次へ](#)

連結財務書類に対する注記

注記1. グループの活動及び財務書類

エンデサ・エセ・アー（以下、本第6において「親会社」又は「当社」という。）及びその子会社が、エンデサ・グループ（以下、本第6において「エンデサ」という。）を構成している。当社の登録事務所及び本社は、マドリッド市、リベラ・デル・ロイラ60にある。

当社は、1944年にスペイン法に基づきEmpresa Nacional de Electricidad, S.A.という社名の有限責任株式会社として設立されたが、1997年6月25日に開催の株主総会で可決された株主の決議に従って、社名をエンデサ・エセ・アーに変更した。

その企業目的は、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、スペイン内外で直接的にあるいは他社への投資を通じて間接的に、企業目的を遂行している。

2014年12月31日終了事業年度のエンデサの連結財務書類は、2015年4月27日に開催の株主総会で株主により承認され、マドリッドの会社登記所に提出された。

エンデサの連結財務書類及びその作成に用いられたすべてのグループ構成会社の2015年度連結財務書類は、各々の株主総会で株主の承認をまだ受けていないが、親会社取締役は、修正されることもなく提案通りに承認され则认为している。

親会社の表示通貨はユーロで、（別途記載がある場合を除き）本報告書に記載する値は百万ユーロ単位である。

当社は、ENEL, S.p.A. を親会社とするENELグループの一員である。ENELはイタリアの商法に準拠しており、イタリアのローマ市、ヴィアレ レジーナ、マルゲリータ137に本社を置く。スペインでは、マドリッド市、リベラ・デル・ロイラ60に本社を置く ENEL Iberoamérica, S.L.U.が、ENELグループを統括している。ENELグループは、ENEL Iberoamérica, S.L.U.を通じてエンデサ・エセ・アーの資本金の70.101%(2014年：70.144%)を保有している(注記14.1.1を参照)。2014年12月31日終了事業年度のENELグループの連結財務書類は、2015年5月28日に開催の株主総会で株主により承認され、ローマ及びマドリッドの会社登記所に提出された。

注記2. 連結財務書類の作成基準

2.1 会計原則

2015年12月31日終了事業年度のエンデサの連結財務書類は、2016年2月22日に開催の親会社取締役会で取締役によって公表が承認されたものであり、欧州議会及び欧州理事会の2002年規則第1606/2002号（EC）に従い、報告日現在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「IFRS」という。）及び国際財務報告解釈指針委員会の解釈指針（以下、本第6において「IFRIC」という。）、並びにその他適用される財務報告規則に準拠して作成された。

当連結財務書類は、2015年12月31日現在のエンデサの株主持分及び財政状態、並びに同日に終了した事業年度の連結包括利益、連結業績、連結持分の変動、及び連結キャッシュ・フローの変動を適正に表示している。

これらの連結財務書類は、各項目に適用される測定基準で規定されているように、IFRSに従い公正価値で測定される項目、並びに売却目的に分類され、帳簿価額又は売却費用控除後の公正価値のどちらか低い方の金額で測定される固定資産及び処分グループを除き、原価法で継続企業を前提として作成されている（注記3及び32.2を参照）。連結損益計算書上の項目は、費用の種類ごとに分類されている。

エンデサの2015年及び2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類は、当社及びエンデサを構成する残りの会社の会計記録に基づき作成された。

各子会社は、事業を営む国で施行されている会計原則及び基準に準拠して財務書類を作成している。子会社の会計原則をIFRS及びIFRICの基準と合わせるため、必要に応じて子会社の財務書類からの調整及び組替が行われた。

当連結財務書類で使用された会計方針は、2015年1月1日より適用される欧州連合基準に従って採択された新基準を除き、2014年12月31日終了事業年度の連結財務書類で適用された会計方針と同じである。これには欧州連合の公官報で公表され、エンデサが2015年度連結財務書類で初度適用する新しいIFRS及びIFRIC解釈指針を含む。

2014年1月1日よりのIFRS第11号「共同支配の取決め」の適用により、2013年まで比例連結により連結されていたエンデサのジョイント・ベンチャーの財務書類は、2014年に持分法を用いて連結が開始されている。したがって、2013年12月31日終了事業年度のデータは、エンデサが共同支配している持分の、持分法を用いての測定を反映させて修正再表示されている。

a) 欧州連合が承認し、2015年12月31日終了事業年度連結財務書類でエンデサが初めて適用した基準及び解釈指針

基準、改訂及び解釈指針	強制適用時期： 以下に開始される事業年度
IFRIC第21号「賦課金」 IAS第37号「引当金、偶発負債及び偶発資産」は、所得税、罰金及び法令違反に対して課されるその他の金銭罰以外に政府によって強制される賦課金をいつ財務書類に負債として認識するかに関する指針を提供している。	2014年6月17日
IFRSの年次改善、2011年～2013年サイクル IFRSにおける不一致分野、又は用語を明確化することが必要な分野に対処するように設計され、以下の基準を改定している。 IFRS第3号「企業結合」 IFRS第13号「公正価値測定」 IAS第40号「投資不動産」	2015年1月1日

「賦課金」の適用は中間要約連結財務書類に表示された数値に影響を及ぼしたが、これらの基準の適用は、2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類に重要な影響を及ぼさなかった。

b) 欧州連合が承認し、2016年に開始する年度から初度適用される基準及び解釈指針

基準、改訂及び解釈指針	強制適用時期： 以下に開始される事業年度
IFRSの年次改善、2010年～2012年サイクル IFRSにおける不一致分野、又は用語を明確化することが必要な分野に対処するように設計され、以下の基準を改定している。 IAS第16号「有形固定資産」 IAS第38号「無形資産」 IAS第24号「関連当事者についての開示」 IFRS第2号「株式報酬」 IFRS第3号「企業結合」 IFRS第8号「事業セグメント」	2015年2月1日
IAS第19号「従業員給付」の修正。確定給付制度：従業員拠出 この修正は、従業員の勤務年数とは関係なく従業員による確定給付制度への拠出に関する会計を単純化し、従業員の拠出を勤務期間中の各年に配分させるのではなく、支払われた年度に関連勤務費用の減額として控除することを容認している。	2015年2月1日
IAS第16号「有形固定資産」及びIAS第41号「農業」の改訂：生物資産。 この改訂は、果実生成型植物の定義を規定し、IAS第16号「有形固定資産」の適用範囲に含まれる果実生成型植物を規定している。	2016年1月1日
IAS第16号「有形固定資産」及びIAS第38号「無形資産」の改訂：減価償却及び償却の許容される方法の明確化。 この改訂では、収益に基づいた方法を使用しての減価償却費及び償却費の計算を明示的に禁止している。これは、収益には資産に内包される経済的利益の消費に加えて、特定の要素が含まれているという事実による（インプット、プロセス、販売活動、量的変動及び販売価格、並びにインフレ）。	2016年1月1日
IFRS第11号「共同支配の取決め」の改訂：共同支配事業に対する持分の取得の会計処理。 この改訂は、共同支配による事業者は、事業としての性格を持つ共同支配事業に対する持分の取得を、IFRS第3号「企業結合」における企業結合のすべての原則を適用して会計処理しなければならない旨を確認している。この改訂はまた、共同支配事業の下で当初に保有されていた投資は、追加持分の取得時に、共同支配が維持されている限りは、再評価されない旨を明確化している。これらの改訂は、共同支配事業の支配会社が共通の親会社の支配下にある場合には適用されない。	2016年1月1日
IAS第27号「個別財務諸表」の改訂：個別財務諸表における持分法。 この改訂には、個別財務諸表を作成する事業体が当該個別財務書類をIAS第28号「関連会社及び共同支配企業に対する投資」で規定されている持分法に基づいて作成し、その結果として子会社、共同支配事業及び関連会社に対する投資を個別財務書類において認識する選択肢が含まれている。	2016年1月1日
IFRSの年次改善、2012年～2014年サイクル IFRSにおける不一致分野、又は用語を明確化することが必要な分野に対処するように設計され、以下の基準を改定している。 IFRS第5号「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」 IFRS第7号「金融商品」：開示 IAS第19号「従業員給付」 IAS第34号「中間財務報告」	2016年1月1日
IAS第1号「財務諸表の表示」の改訂：開示 これらの改訂の目的は、公開される情報の効率を向上させると同時に、IAS第1号の適用時に企業がどの情報を財務書類上で公開すべきかを決定する際に、自らの専門的な判断力の使用を奨励することである。	2016年1月1日

当連結財務書類の公表日現在で、エンデサの経営者は、これらの基準の適用が連結財務書類に与える影響を評価している。現時点までに行った分析に基づき、エンデサはこれらの当初適用は連結財務書類に重大な影響を及ぼすことはないと推定している。

c) 国際会計基準審議会（IASB）によって発行されたが、欧州連合が承認していない基準及び解釈指針

加えて、国際会計基準審議会（IASB）は以下のエンデサに影響を及ぼす可能性のあるIFRSを承認しているが、当連結財務書類の公表日現在、これらは欧州連合により承認されていない。

基準、改訂及び解釈指針	強制適用時期： 以下以降に開始される 事業年度
IFRS第9号「金融商品」及びその後の改訂	2018年1月1日
IFRS第14号「規制繰延勘定」	2016年1月1日
IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」	2018年1月1日
IFRS第16号「リース」	2019年1月1日
IFRS第10号「連結財務諸表」及びIAS第28号「関連会社及び共同支配企業に対する投資」の改訂：投資者とその関連会社又はジョイント・ベンチャーの間での資産の売却又は拠出	2016年1月1日
IFRS第10号「連結財務諸表」、IFRS第12号「他の企業への関与の開示」及びIAS第28号「関連会社及び共同支配企業に対する投資」の改訂：連結の例外の適用	2016年1月1日
IAS第12号「法人所得税」の改訂：未実現損失に関する繰延税金資産の認識	2017年1月1日
IAS第7号「キャッシュ・フロー計算書」の修正：開示イニシアティブ	2017年1月1日

当連結財務書類の公表承認日現在、エンデサの経営者は、もし欧州連合が承認した場合に、これらの基準が連結財務書類に与える影響を評価している。IFRS第9号「金融商品」、IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」及びIFRS第16号「リース」については対応する分析が完了していないが、これらを除き、上記の基準が重要な影響を及ぼすとは見込まれていない。

2.2 情報及び見積りに対する責任

当連結財務書類の内容に関する責任は親会社の経営者にあるが、同取締役会はIFRSにおいて規定されているすべての原則及び基準が適用されていると明示している。

連結財務書類を作成する際に、エンデサの取締役はそこに記載される一部の資産、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、基本的に以下のものに関連する。

- 減損損失が存在するか否かを確認するための資産の測定（注記3eを参照）。
- 従業員に対する負債及び債務の数理計算に用いる基礎率及び人員整理計画に含まれる従業員の退職の日付（注記3l.1、3l.2及び16を参照）。
- 有形固定資産及び無形資産の耐用年数（注記3a及び3dを参照）。
- 金融商品の公正価値を測定するために使用される仮定（注記3g及び18.6を参照）。
- メーターで検針されない顧客に対する供給電力（注記3pを参照）。
- 発電量、顧客への請求額、消費電力、配電事業へのインセンティブ等、他社に関する値も含め、電力系統に関する一部の数値。これらの数値は、対応する最終取引明細書において行われる電力系統全体での決済を見積もるために使用することができる。かかる決済は連結財務書類の公表承認日現在も未済だが、電力系統事業に関連する資産、負債、収益、及び費用に影響を及ぼす可能性がある（注記4を参照）。

- 既存若しくは新規の電力系統の規制の解釈。この最終的な経済的影響は、最終的に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。連結財務書類の承認日現在、一部の裁定はまだ下りていない（注記4を参照）。
- 金額が不確定の負債又は偶発債務の発生の可能性及び金額（注記3l及び16.3を参照）。
- 設備閉鎖及び用地復元に関する将来費用（注記3a、3b、3d、3l.4及び16.3を参照）。
- 繰延税金資産及び税額控除の測定に使用される仮定（注記3oを参照）。
- 将来において税務当局に申告され、添付の連結財務書類で認識されている法人所得税金額の根拠となるエンデサ各社の課税所得（注記3o、21及び31を参照）。

これらの見積りは、当連結財務書類の作成日現在入手可能な最善の情報に基づき行われたが、将来起こる事象により、今後これらの見積りを上方又は下方に修正する必要性が生じる可能性がある。見積りの変更は、将来にわたって行われ、その影響は関連する翌年度以降の連結財務書類において認識される。

2.3. 子会社

子会社とは、親会社が直接的若しくは間接的に過半数の議決権を支配する場合、被投資会社に対する支配力を有する場合、又はその主たる活動を統治する権限を有する場合の被投資会社である。親会社はまた、被投資会社の経済業績に従ってリターンが変動する場合に、当該被投資会社からのリターンの変動に晒され、当該被投資会社の変動リターンに影響を及ぼす権限を行使することができる。

支配は当該被投資会社に対する実質的な権利から発生し、エンデサは、自己の判断を適用してこれらの実質的な権利によって、エンデサがリターンに影響を及ぼすために被投資会社の主たる活動を統治する権限を有することができるかを評価する。この目的のために、関連するすべ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発生する権利並びに、年度末時点でエンデサ又は第三者が保有する行使可能又は転換可能な潜在的議決権を考慮した実際及び潜在的な議決権等の要素を分析して、エンデサが被投資会社を支配しているか否かを評価する。

被投資会社の支配、継続関与による変動リターンへのエクスポージャー又はリターンに影響を及ぼすための被投資会社に対する支配力を行使する能力に影響を及ぼす事象が発生した際に、被投資会社への支配の存在が再評価される。

注記2.7に記載されているように、子会社は完全連結される。

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサはIFRS第12号「他の企業への関与の開示」で定義される、支配の定義の目的上、議決権及び類似した権利が主要な要因を構成しないように設計されたストラクチャード事業体を有していない。

当連結財務書類の付表 では、エンデサの子会社を列举している。

2.3.1. 連結の範囲の変更

連結財務書類の付表 では、2015年中の連結グループの変更を詳述している。

当セクションでは、2015年度及び2014年度の連結グループの変更を取り上げている。

2015年

新規連結会社

2015年11月1日、以下が連結の範囲に含められた。Madrileña Suministro de Gas, S.L.U.及びMadrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U.（注記5を参照）は、取得直後に、次のセクションで示されているように合併された。

連結除外会社

2015年度に子会社間で以下の合併が実施された。

存続会社	合併日	被合併会社	持分割合（％） 2014年12月31日 (存続会社)	
			支配権	所有持分
ENDESA Generación, S.A.U.	2015年1月1日	Carboex, S.A.U.	100.00	100.00
		Andorra Desarrollo, S.A.U.	100.00	100.00
ENDESA Red, S.A.U.	2015年1月1日	ENDESA Gas, S.A.U.	100.00	100.00
ENDESA Servicios, S.L.U.	2015年1月1日	Bolonia Real Estate, S.L.U.	100.00	100.00
ENDESA Energía, S.A.U.	2015年11月1日	Madrileña Suministro de Gas, S.L.U. (*)	-	-
ENDESA Energía XXI, S.L.U.	2015年11月1日	Madrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U. (*)	-	-

(*) 2015年11月1日付で連結の範囲に含められた会社（注記5及び8.1を参照）。

2015年に以下の子会社が解散された。

解散された会社	2014年12月31日現在の持分割合	
	支配権	所有持分
Apamea 2000, S.L.U.	100.00	100.00
Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4, S.L.U.	100.00	100.00

これらの会社の財務指標は重要な値ではない。

2015年8月5日、エンデサはGasificadora Regional Canaria, S.A.における全所有持分を売却した。この会社の財務指標は重要な値ではない。

変更

2015年には、連結の範囲に含まれている会社において、支配権及び経済的所有の比率に変更はなかった。

2014年

新規連結会社

Inversiones GasAtacama Holding Ltda.

2014年4月22日の Inversiones GasAtacama Holding Ltda.における50%持分の追加取得（注記5を参照）の結果、以下の会社が連結の範囲に含められた。

連結の範囲への追加	持分割合（％） 2014年4月22日時点		2013年12月31日現在の 持分割合	
	支配権	所有持分	支配権	所有持分
Atacama Finance Co.	100.00	36.82	50.00	18.64
Energex Co.	100.00	36.80	50.00	18.64
GasAtacama Chile, S.A.	99.95	36.80	49.97	18.64
GasAtacama, S.A.	100.00	36.82	50.00	18.64
Gasoducto Atacama Argentina, S.A.	99.97	36.80	49.98	18.64
Gasoducto Taltal, S.A.	100.00	36.80	50.00	18.64
GNL Norte, S.A.	100.00	36.80	50.00	18.64
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	100.00	36.82	50.00	18.64
Progas, S.A.	100.00	36.80	50.00	18.64

2014年10月23日、それ以前に清算されていたAtacama Finance Co. 及び Energex Co.を除き、ラテンアメリカにおける事業の売却（注記32.1を参照）の結果として、これらの会社は、連結除外された。

Nueva Marina Real Estate, S.L.

Nueva Marina Real Estate, S.L.が自己破産を申請したことを受けて、エンデサは同社の営業方針を統治する権限を持たなかったため、2012年12月31日現在で同社は連結範囲から除外された。公式手続きが完了したことを受けて、2014年5月6日に最終破産宣告が発行され、その結果、同社はエンデサの連結の範囲に含められ、2014年12月31日現在の支配権と保有率は60%であった。同社を連結の範囲に含めたことにより、固定資産が32百万ユーロ、流動資産が7百万ユーロ、固定負債が13百万ユーロ、流動負債が21百万ユーロ増加した。

Generandes Perú, S.A.

また、2014年9月3日のGenerandes Perú, S.A.における39%持分の追加取得（注記14.2参照）の結果、次の会社が連結の範囲に含められた。Inkia Holdings (Acter) Limited、Latin America Holding I Ltd.、Latin America Holding II Ltd.、Southern Cone Power Ltd.及びSouthern Cone Power Perú, S.A.A.。この取得を受けて、当該取得日時点における支配権及び所有持分の割合は、それぞれ100%及び60.62%であった。2014年10月23日、ラテンアメリカにおける事業の売却（注記32.1を参照）の結果として、これらの会社は連結から除外された。

連結除外会社

注記32.1に記載されている事業の売却の結果、2014年10月23日に、付表 に列挙されているラテンアメリカ事業を構成するすべての会社は連結から除外された。この事業の2014年12月31日現在の連結財務書類に与えた影響は、注記32.1に記載されている。2014年に、Atacama Finance Co.、Energex Co. 及びENDESA Capital Finance, L.L.C.も解散された。

変更

Companhia Energética do Ceará, S.A.及びGenerandes Perú, S.A.の株式の追加取得の結果（注記14.2を参照）、これらの会社の支配権及び所有持分の割合は、以下のとおり増加した。

持分割合の変動	ラテンアメリカの事業の 売却日時点の持分割合（％）		2013年12月31日時点の 持分割合（％）	
	支配権	所有持分	支配権	所有持分
Ampla Energía e Serviços, S.A.	99.64	55.79	99.64	55.55
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, S.A.	99.75	51.03	99.75	50.52
Central Geradora Termelétrica Fortaleza, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64
Chinango, S.A.C.	80.00	28.42	80.00	18.17
Compañía de Interconexión Energética, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64
Compañía de Transmisión del Mercosur, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64
Edegel, S.A.A.	83.60	35.53	83.60	22.71
En-Brasil Comercio e Serviços, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64
ENDESA Brasil, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64
Eólica Fazenda Nova – Geração e Comercialização de Energia, S.A.	99.95	51.13	99.95	50.62
Transportadora de Energía, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64

これらの会社はその後、ラテンアメリカにおける事業の売却（注記32.1を参照）の結果として、連結から除外された。

2.3.2. エンデサの所有持分割合が50%超の非連結会社

エンデサはAsociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.の50%超を保有しているが、株主間の協定又契約を通じて、エンデサはもう一つの当事者と共同支配を行使し、資産に対する権利を持ち、負債に関する債務を持つため、同社は共同支配事業とみなされる（注記2.5を参照）。

2.4. 関連会社

関連会社とは、親会社が直接的又は間接的に重大な影響力を持つ会社である。重大な影響力とは、被投資会社の財務及び業務上の方針決定に参加する権限だが、これらの方針の支配でも共同支配でもない。重大な影響力を保有するか否かを評価する際には、エンデサ又は他の事業体が保有する潜在的議決権を含む、現在行使又は転換が可能な潜在的議決権の存在及び影響が考慮される。通常、エンデサが20%超の持分を保有している場合には、重大な影響力を持つとみなされる。

関連会社は、当連結財務書類上、注記3hに記載されているように、持分法を用いて会計処理されている。

当連結財務書類の付表 では、2015年12月31日現在のエンデサの関連会社を列挙している。

連結財務書類の付表 では、関連会社の2015年中の新規連結、連結除外及び所有持分割合の変更を詳述している。

2015年

新規連結会社

2015年度に連結範囲に加わった会社はない。

連結除外会社

2015年度には以下の会社が連結範囲から除外された。

連結の範囲からの除外	2015年12月31日時点の 持分割合（％）		2014年12月31日時点の 持分割合（％）	
	支配権	所有持分	支配権	所有持分
Ayesa Advanced Technologies, S.A.	-	-	22.00	22.00
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. (*)	-	-	47.18	47.18
Oficina de Cambios de Suministrador, S.A.	-	-	20.00	20.00

(*) 注記30及び32.2を参照。

2015年7月1日、エンデサは Ayesa Advanced Technologies, S.A.の資本金の22%持分を売却した（注記30を参照）。同社及び連結グループから除外された他の会社の財務指標は重要な値ではない。

変更

Gorona del Viento El Hierro, S.A. における所有持分割合は、2015年度中に30%から23.21%に変動した。

2014年

新規連結会社

連結の範囲に追加された関連会社はなかった。

連結除外会社

ラテンアメリカにおける事業の売却の結果として、付表 に列挙されている会社は連結から除外された。この取引が2014年12月31日現在の連結財務書類に与えた影響は、注記32.1に記載されている。

変更

Kromschroeder, S.A.において支配権 / 所有持分の変更があり、2013年12月31日現在の27.93%から2014年12月31日現在は29.26%に増加した。

2.5. 共同支配の取決め

共同支配の取決めは、複数の当事者に共同支配権を与える契約であり、当該契約に従って、主要な活動に関連した決定については、支配を共有するすべての当事者による全員一致の同意が義務付けられる。共同支配の取決めは、契約当事者の権利及び義務次第で、共同支配事業又はジョイント・ベンチャーである可能性がある。

共同支配の取決めの種類を契約上の取決めから判定するために、経営者は、当該取決めの法的内容及び仕組み、当事者間で合意された条件並びにその他の関連する要因及び問題点を評価する。共同支配の取決めの契約上の特徴に変更が行われた場合には、これらの要因及び問題点は再評価される。

連結財務書類の付表 では、2015年中の共同支配の取決めの新規連結、連結除外及び所有持分割合の変更を詳述している。

共同支配事業

共同支配事業は、共同支配の取決めによって統治される事業体であり、エンデサ及び他の当事者は、当該取決めに従って資産に対する権利及び負債に関連する債務を有する。

共同支配事業関連の資産及び負債は、注記2.7に記載のとおり、比例連結されている。

当連結財務書類の付表 では、2015年及び2014年12月31日現在のエンデサの共同支配事業を列挙している。

2015年

2015年には、連結の範囲に含められた共同支配事業はなく、また、除外も、支配権及び所有持分割合の変更もなかった。

2014年

増加及び変更

増加及び変更はなかった。

連結除外会社

Consorcio Ara – Ingendesa Ltda. における2013年12月31日現在の支配権及び所有持分の持分割合は、それぞれ50.00%及び18.64%であったが、この持分は2014年に売却された。

ジョイント・ベンチャー

ジョイント・ベンチャーは、共同支配の取決めによって統治される会社であり、エンデサ及び他の当事者は、当該取決めに従って純資産に対する権利を有する。ジョイント・ベンチャーは、当連結財務書類上、注記3hに記載されているように、持分法を用いて会計処理されている。

当連結財務書類の付表 では、2015年及び2014年12月31日現在のエンデサのジョイント・ベンチャーを列挙している。

2015年

2015年には、連結の範囲に含まれたジョイント・ベンチャーはなく、また、除外も、支配権及び所有持分割合の変更もなかった。

2014年

増加及び変更

増加又は連結の範囲内での持分割合の変更はなかった。

連結除外会社

Inversiones GasAtacama Holding Ltda.及びその子会社は除外され、また、孫会社も除外された（注記2.3.1.5及び32.1を参照）。

ラテンアメリカにおける事業の売却の結果として、付表 に列挙されている会社は連結から除外された。この取引が2014年12月31日現在の連結財務書類に与えた影響は、注記32.1に記載されている。

2.6. その他投資

子会社、共同支配事業、ジョイント・ベンチャー又は関連会社とみなされないエンデサの被投資会社の財務指標が、連結財務書類に要求される適正開示に及ぼす影響は、軽微である。

2.7. 連結及び企業結合の基準

子会社は、取得日、すなわちエンデサが支配権を獲得した日から完全連結され、そのすべての資産、負債、収益、費用及びキャッシュ・フローは、グループ内取引の調整及び消去を行った後、連結財務書類に算入される。

期中に取得又は処分された子会社の経営成績は、必要に応じて取得の効力発生日から、あるいは処分の効力発生日まで、連結損益計算書に算入される。

共同支配事業は比例連結される。エンデサは、連結財務書類において、グループ内取引の調整及び消去を行った後、資産、負債、収益、費用及びキャッシュ・フローのそれぞれの比例持分を結合する。

親会社及び子会社の事業は、以下の基本原則に従って連結されている。

- IFRSで規定されている原則に従って測定される特定の資産及び負債を除き、子会社の資産、負債及び偶発債務は、取得日に公正価値で測定される。公正価値が暫定的なベースで算定された場合、企業結合の価額は、暫定的な価額を用いて測定される。評価プロセスの完了に伴い発生した修正は、企業結合から12ヵ月以内に行われ、その結果、比較対象数値は修正再表示される。子会社の取得原価が資産及び負債（偶発債務を含む）に関する親会社持分の公正価値を上回る場合、差額がのれんとして認識される。取得原価が下回る場合、差額は連結損益計算書で認識される。取得に帰属する費用は、発生時に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。偶発対価から発生する支払債務は、連結財政状態計算書上で、IAS第32号「金融商品：表示」における負債及び株主持分の定義に従って、負債又は株主持分として認識される。以前に移転された対価の返還から発生する偶発対価に関連した回収権は、連結財政状態計算書上で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連結子会社の損益に対する非支配持分は、それぞれ連結財政状態計算書の「株主持分 - 非支配持分」及び連結包括利益計算書の「非支配持分」で認識される。
- 機能通貨がユーロ以外の外国会社の財務書類は、以下のようにユーロに換算される。
 - ・ 資産及び負債は、報告日現在の実勢為替レートで換算される。
 - ・ 収益及び費用は、期中平均為替レートで換算される。
 - ・ 必要に応じて、株主持分は取得日の為替レートで、留保利益及び拠出金は期中平均為替レートで換算される。財務書類の再換算で生じた為替換算差額は、それに基づく関連する税効果を考慮後の値で、連結包括利益計算書のその他の包括利益に表示される。
当社が、スペインGAAPからIFRSに準拠した財務書類の作成への移行に関して規定された例外規定をIFRSの初度適用の際に適用したため、2004年1月1日より前に発生した為替換算差額は剰余金に振替えられた。
- 完全連結会社間のすべての残高及び取引、又は比例連結会社の場合の関連分は、連結時に消去された。
- 取引の結果支配を喪失した場合は、保持する当該会社への投資は支配を喪失した日現在の公正価値により測定される。受領した対価の公正価値に、保持した投資の公正価値及び当該前子会社に対する非支配持分の帳簿価額を加えた金額と、それまで支配していた当該子会社に対する支配の喪失後に連結財政状態計算書での認識が中止される資産及び負債との差額は、連結損益計算書の資産処分益（損）で認識される。連結包括利益計算書において認識される金額は、関連する資産及び負債が処分されたかのように記録される。
- 親会社による子会社支配権の獲得又は喪失をもたらさない子会社に対する投資の変動は、資本取引として会計処理される。当該子会社持分の変動を反映するため、支配持分及び非支配持分の帳簿価額に調整が加えられる。非支配持分を調整した金額と支払対価又は受取対価の公正価値との差額は、「株主持分 - 親会社持分」で直接認識される。

注記3. 測定基準

添付の連結財務書類の作成に使用される主な測定基準は、以下のとおりである。

a) 有形固定資産

a.1. 取得原価

有形固定資産は、減価償却累計額控除後、若しくは減損損失累計額がある場合には、双方の累計額を控除後の取得原価で表示される。各項目の取得のために支払った価額に加えて、必要に応じ、取得原価には以下の項目も含まれている。

1. 適格資産の取得、建設又は製造に直接帰属する建設期間中に発生した借入費用。適格資産とは、例えば発電及び配電設備のように、意図された使用目的の準備が整うまでに必然的に長期間を要する資産である。使用される金利は、その特定目的の資金調達に対応する金利である。又は、このような金利が存在しない場合、当社が投資を行う平均資金調達金利である。当年度の平均資金調達金利は2.7%であった（2014年度は地域によって異なり、その範囲は3.0%から8.5%）。借入費用に関連して、2015年度には5百万ユーロが資産計上された（2014年度には55百万ユーロが資産計上され、うち3百万ユーロが継続事業によるものであり、52百万ユーロが非継続事業によるものであった）（注記29を参照）。
2. 建設仮勘定に直接関連する人件費。資産計上額は、連結損益計算書上は人件費として、また連結財政状態計算書上は自家建設資産として認識される。2015年には、人件費に関連して90百万ユーロが資産計上された（2014年度には142百万ユーロが資産計上され、うち91百万ユーロが継続事業によるものであり、51百万ユーロが非継続事業によるものであった）。
3. エンデサは、設備を閉鎖するために将来発生すると見込まれる費用を現在価値で取得原価に含めて認識し、関連する引当金も認識する。エンデサは、毎年これらの将来費用の見積りを検討し、その結果に基づき、対象資産の価値を増額又は減額する。原子力発電所に関しては、かかる引当金には、2003年10月31日付の政令第1349/2003号、2005年11月18日付の法律第24/2005号及び2012年12月27日付の法律第15/2012号に従って、公共の放射性廃棄物の管理事業体である国営企業のEmpresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. が発電所解体の責任を引き受けるまで、当グループが負担しなければならない見積額が含まれている（注記16.3を参照）。

2003年12月31日より前に取得した資産の取得原価には、同日までのインフレの影響について有形固定資産の価値を修正するため各国で認められている資産の再評価が算入されている。

建設中の有形固定資産は試運転期間が終了し、使用目的のための準備が整った時点で、操業中の有形固定資産に振替えられ、減価償却が開始される。

生産性、生産能力又は効率性の向上、あるいは資産の耐用年数の延長をもたらす拡張、近代化又は改良の費用は、当該資産の原価の増加として資産計上される。

資産の耐用年数の延長又は経済的便益の増加をもたらす品目一式の取替及び更新は、有形固定資産の価値の増加として認識され、取替又は更新された品目は認識を中止する。

定期的な整備、維持及び修繕の費用は、損益計算書で認識され、発生時に費用計上される。

エンデサが他の所有者と共有する不可分の資産は、これらの資産におけるエンデサの所有持分に比例して認識される（注記6を参照）。

注記3eに記載された減損テストの結果に基づき、親会社取締役は、資産の帳簿価額が回収可能価額を超過していないと考えている。

a.2. 減価償却費

有形固定資産（適切な場合は、残存価額控除後の値）は、使用可能な状態になると、見積耐用年数（使用すると見込まれる期間）にわたり定額法で減価償却される。耐用年数は変化の可能性があった場合は定期的に検討され、必要に応じて、将来期間にわたっての修正が行われる。減価償却費計算上の資産の耐用年数は、以下のとおりである。

	見積耐用年数(年)		
	2015年	2014年	
		継続事業	非継続事業
発電設備：			
水力発電所			
土木工事	65	65	35-65
電気機器	35	35	10-40
石炭火力発電所	25-59	25-59	25-40
原子力発電所	50	50 (*)	-
複合サイクル発電所	40	40 (*)	10-25
再生可能エネルギー発電所	20(**)	20 (**)	35
送電及び配電設備			
高電圧網	-	-	10-60
低中電圧網	40	40	10-60
測定及び遠隔操作機器	6-15	6-15	3-50
その他の設備	25	25	4-25

(*) 2014年10月1日より。

(**) 太陽光発電所に対応する。

土地は耐用年数が確定していないため、減価償却を行っていない。

2014年に原子力発電所の耐用年数に対する追加技術調査が、類似した性格を持つ発電所に関する最近のデータに基づいて実施された。この調査では、適切な操業条件で、適切な運転及び保守プログラム並びに十分な投資がある場合には、これらの設備では当初に見積もられた耐用年数を延長することが可能で、同時に法的要件を遵守した安全操業を保証できることを実証した。

稼働の許可は、通常設備の耐用年数よりも短い30年間にわたり付与されるため、これらの発電所に付与された稼働の許可は、見積耐用年数全体をカバーしておらず、期限が近づくと連続した10年間の稼働許可の延長が可能である。当社の取締役はこの延長許可を、産業・エネルギー省が発行し、施設が十分な水準の安全性での操業が技術的に可能であることを条件に、40年以上稼働している原子力発電所の機能を更新し、この結果これらの原子力発電所を少なくとも50年間させることを可能とする可能性を検討している「2015年 - 2020年送電エネルギー開発立案計画」で概説されたエネルギー政策に従って考慮している。

したがって、2014年10月1日付で、エンデサは原子力発電所の耐用年数の見積りを、追加の10年間の稼働許可の行政による承認を考慮に入れて、40年から50年に将来期間にわたって変更した。この耐用年数の変更の2014年度連結損益計算書への影響は、28百万ユーロの利益増加であった。

エンデサの経営者は、複合サイクル発電所についても見積耐用年数を2014年に変更した。エンデサは、2001年に最初の複合サイクル発電所の稼働を開始したが、この時点はこの技術が発電のために世界的に導入されている時期であった。当初の耐用年数の見積りは25年であったが、発電所の主要部分の技術的減価償却に関連して長年かけて収集した経験は、これが石炭火力発電所の主要部分に類似していることを示していた。このため技術調査を根拠として、2014年10月1日に、複合サイクル発電所の耐用年数は、将来期間について40年に延長された。2014年の連結損益計算書に対する影響は、15百万ユーロの減価償却費の減少であった。

最後に、2014年にいくつかの石炭火力発電所で耐用年数を延長させるための投資を実施し、これが2014年の連結損益計算書において18百万ユーロ利益を増加させる影響を及ぼした。

a.3. その他の事項

1985年8月2日付の法律第29/1985号（1999年12月13日付の法律第46/1999号により一部改訂）に従い、スペインのすべての水力発電所は、暫定的なサービス委譲契約に基づいて運用されている。それらの契約条件により、委譲契約が満了する時に、これらの発電所は正常に運転できる状態で国有に戻されることが定められており、2015年12月31日現在、返還期間は2016年から2065年の間である。これらの設備は、委譲契約期間又は経済耐用年数の2期間のうちいずれか短い期間にわたって、減価償却される。

エンデサは、これらの委譲契約の具体的な状況を評価し、いずれの場合においてもIFRIC第12号「サービス委譲契約」（注記3d.1を参照）の適用の決め手となる要因を示していないと結論した。

有形固定資産の下での項目は、売却若しくはその他の処分が行われた場合、又は使用、売却若しくはその他の処分による経済的利益を得ることが見込まれなくなった場合に、認識が中止される。

有形固定資産の処分又は除却により生じた利益又は損失は、損益で認識され、当該資産の処分による純収入と帳簿価額の差額として算定される。

b) 投資不動産

「投資不動産」は、エンデサの法定活動の通常の過程で回収されると見込まれない土地と建物で構成される。

投資不動産は、減価償却累計額及び減損損失累計額控除後の取得原価で測定される。

投資不動産の市場価値は、2015年度の最終四半期に実施された外部による査定に基づいて算出されている（注記7及び18.6.2を参照）。

不動産投資の市場価値を算定するためには、公的に認められた独立した立場の専門家による鑑定が要求され、所在地と建築物の場合は現在の状態に関連して、当該物件の使用状況に基づいた価値の最良見積が鑑定に反映される。

投資不動産（土地を除く）は、有形固定資産と同様の基準を用いて見積られる当該資産の耐用年数にわたり、定額法で減価償却される。

投資不動産は、売却若しくはその他の処分が行われた場合、又は使用、売却若しくはその他の処分による経済的利益を得ることが見込まれなくなった場合に、認識が中止される。

投資不動産の処分又は除却により生じた利益又は損失は、損益で認識され、当該資産の処分による純収入と帳簿価額の差額として算定される。

c) のれん

連結において発生するのれんは、取得した識別可能な子会社又は共同で支配された企業の資産及び引き受けた識別可能な子会社又は共同で支配された企業の負債（偶発債務を含む）に対するエンデサの持分の取得原価が、取得日現在の公正価値を上回る（又は下回る）額を表わす。

取得した資産及び負債は、当社が支配権を獲得した日に暫定的に測定され、取得日から最長で1年以内に再検討される。資産及び負債の実際の公正価値が決定されるまで、被取得会社の取得原価と帳簿価額の差額は、暫定的にのれんとして認識されている。

持分取得の次年度の連結財務書類においてのれんの実際値が決定される場合、比較のために表示される過年度の財務書類は、持分取得日から、取得した資産及び負債の価値並びに確定したのれんの価値を算入するように修正される。

ユーロ以外を機能通貨とする会社の取得で発生したのれんは、被取得会社の機能通貨で測定され、報告日現在の実勢為替レートでユーロに換算される。

2004年1月1日以降に取得したのれんは取得原価で測定され、それより前に取得したのれんは、2003年12月31日の時点で適用され、スペインで一般に公正妥当と認められていた会計原則（以下、本第6において「GAAP」という。）に準拠して、同日現在の帳簿価額で認識されている。のれんは償却されず、各資金生成単位（以下、本第6において「CGU」という。）又は各CGU群に配分される。各報告期間末にCGUには減損テストが実施され、回収可能価額が帳簿価額を下回る場合は、評価額が引き下げられる（注記3eを参照）。

のれんへの配分が行われていたすべての子会社は2014年に売却された（注記32.1を参照）ため、2015年及び2014年12月31日現在、エンデサは連結財政状態計算書においてのれんを認識していない。

d) 無形資産

無形資産は、当初は取得原価又は製造原価で認識され、その後、償却累計額及び減損損失累計額控除後の原価で評価される。無形資産はその耐用年数にわたって償却されるが、耐用年数を確定できない無形資産は償却されない。

2015年及び2014年12月31日現在、耐用年数を確定できない無形資産はなかった。

これらの資産に係る減損損失、及び該当する場合、過年度に認識した減損損失の回復を認識するために使用される基準については、注記e)を参照。

無形資産は、売却若しくはその他の処分が行われた場合、又は使用、売却若しくはその他の処分による経済的利益を得ることが見込まれなくなった場合に、認識が中止される。

無形資産の処分又は除却により生じた利益又は損失は、損益で認識され、当該資産の処分による純収入と帳簿価額の差額として算定される。

d.1. 委譲契約

IFRIC第12号「サービス委譲契約」は、公的機関から民間へのサービス委譲契約に関し、営業者の会計処理に関するガイダンスを提供するものである。当解釈指針は以下のものに適用される。

- 営業者がインフラを提供しなければならないサービスの内容、提供先及び価格を、委譲者が支配又は規制している委譲契約。
- 契約期間終了時において、委譲者が所有権、受益権又はその他の権利を通じて、インフラに対する重要な残余持分を支配している委譲契約。

上記の2つの条件が同時に満たされる場合、インフラ建設と引き換えにエンデサが受け取った対価が公正価値で認識されるが、社会の当該サービス利用を条件に、営業者が公共サービス料を利用者に請求できる権利を獲得している場合は、無形資産として認識され、営業者が委譲者又は第三者から現金又は他の金融資産を受け取ることができる無条件の契約上の権利を有する場合は、金融資産として認識される。エンデサが運用中にインフラを整備する契約上の義務、又は委譲契約満了時に契約で規定されている状態で委譲者に返還する契約上の義務は、これらの活動が収益を生み出さない限り、引当金の会計方針を適用して認識される（注記3lを参照）。

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサはIFRIC第12号「サービス委譲契約」を適用した結果としての、委譲契約に関する無形資産を計上していない。IFRIC第12号「サービス委譲契約」を適用した結果としての、委譲契約に関する無形資産を認識していた子会社は、2014年に売却された（注記32.1を参照）。

委譲契約当事者の営業者が無形資産を受け取る契約上の権利を有する限り、注記a)に記載する基準に基づき、借入費用は資産計上される。2015年度及び2014年度とも、資産計上された借入費用はなかった。

2015年度及び2014年度に資産計上された人件費はなかった。

委譲契約は、同契約期間にわたって償却される。

IFRIC第12号「サービス委譲契約」が適用されない委譲契約は、一般的な基準を用いて認識される。エンデサは、有形固定資産（注記3aを参照）として認識された資産を、同資産の経済的耐用年数又は委譲契約期間のどちらか短い方の期間にわたって定額法で減価償却している。資産の減損の計算時には、契約で定められた資産への投資、改良、又は取替えに関するエンデサの義務は、キャッシュ・インフローを生成するために必要な将来のキャッシュ・アウトフローを生み出すとみなされる。エンデサが対価と引き換えに使用権を譲渡した資産は、注記3fに記載する基準を用いて会計処理される。

d.2. 研究開発費

エンデサが、プロジェクト完了の技術的実現可能性、及びプロジェクトが将来の経済的便益を生み出すことを合理的に確信している場合、プロジェクトの開発費が無形資産として認識される。

開発費は、ほとんどの場合、5年と見積られる耐用年数にわたって体系的な計画に従って、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。2015年度に連結損益計算書に計上された研究費は22百万ユーロであった（2014年度中は35百万ユーロであり、うち18百万ユーロが継続事業によるものであり、17百万ユーロが非継続事業によるものであった）。

d.3. その他の無形資産

これらの資産は、主に以下に対応する。

- 当初は取得原価又は製造原価で認識され、その後、償却累計額及び減損損失累計額控除後の原価で評価されるソフトウェア。ソフトウェアは、ほとんどの場合、5年と見積られる耐用年数にわたって償却される。2015年度及び2014年度中に、それぞれ7百万ユーロ及び6百万ユーロの人件費が資産計上された。
- 企業結合を通じて取得された顧客ポートフォリオは、当初、取得日における公正価値で認識される。これらはその後、償却累計額及び減損損失累計額控除後の原価で計上される。これらのポートフォリオの償却は、これらのポートフォリオの徐々の縮小見通しに基づく、15年から25年の耐用年数にわたって行われる。

e) 非金融資産の減損

エンデサは年間を通じてのほか、必ず各報告日に、資産に減損が生じている可能性を示す兆候の有無を評価している。いかなる兆候でも存在する場合には、当社は減損損失の程度を判断するため、資産の回収可能価額を見積る。他の資産又は資産群のキャッシュ・インフローから概ね独立したキャッシュ・インフローを生成していない資産に関しては、当グループは当該資産が帰属するCGU、すなわち独立したキャッシュ・インフローを生成する最小単位の識別可能資産群の回収可能価額を見積る。

ただし、耐用年数を確定できないのれん又は無形資産が各報告日において自動的に配分された先のCGUについても、当グループは回収可能価額を見積る。

e.1. 資金生成単位（CGUs）

エンデサは、発電事業の資産は単一の相互に関連したシステムに所属し、各国における共同報酬を受ける配電の資産がCGUを表すとみなしている。2015年及び2014年12月31日現在の主要なCGUは、以下のとおりである。

- 発電：イベリア半島における発電についてCGUがあり、本土外のそれぞれのシステム（バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャ）CGUがある。各CGUにおけるすべての資産は、使用される技術（水力、石炭、重油、原子力及び複合サイクル）とは無関係に、特に施設の利用可能性、天候及び需要の状況に従って、共同で管理される。発電ポートフォリオの共同管理及び分散により、エンデサは需要に対して柔軟に対応した生産及び安全な供給の保証が可能となる。このことは、上記の各地域における総発電が、一つのCGUを構成することを意味する。
- 配電：配電網の資産は、個別には独立したキャッシュ・フローを生み出さないため、配電網の資産全体が単一のCGUを構成する。配電網は、相互に関連した相互に依存する資産で構成され、これらの資産に関連して、業務、運用及び保守は共同で管理される。

e.2. 回収可能価額の算出

回収可能価額は、売却費用控除後の市場価値と使用価値のどちらか高い方とされる。使用価値は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、使用価値に基づいて、有形固定資産及び無形資産のほぼすべての項目の回収可能価額を見積っている。

使用価値を評価する際には、直近の入手可能な予算に基づき税引前キャッシュ・フロー予測を作成する。これらの予算には、産業予測、過去の経験及び将来の予想に準拠したCGUの収益及び費用についてのエンデサの経営者による最善の見積りが含まれている。

これらの予測は、通常翌5年間を対象期間としている。キャッシュ・フローは、関連する産業又は国の平均長期成長率及びインフレ予測に関する仮定に基づいた合理的な成長率を適用して、必要に応じて当該資産の耐用年数の終了又は委譲契約の終了まで見積られる。

見積られた将来キャッシュ・フローは、該当する事業及び地域の資本コストを反映した税引前割引率を用いて、現在価値まで割り引かれる。その際には、同事業及び地域について一般にアナリストが使用する現在の貨幣の時間価値及びリスク・プレミアムが考慮される。

2015年度及び2014年度に適用された割引率は、以下の範囲内であった。

	通貨	2015年12月31日		2014年12月31日	
		最低(%)	最高(%)	最低(%)	最高(%)
発電	ユーロ	6.1	8.6	6.2	8.8
配電	ユーロ	6.9	7.1	7.0	7.1

割引率を構成する2015年度のパラメータの分析によると、無リスク金利は2014年の2.85%から2015年は2.57%へと僅かに低下し、このことは資産の回収可能価額の増加を表している。資産固有のリスクを表し、類似の事業を行う企業を考慮したレバレッジをかけられていないベータ値に基づく事業リスク・プレミアムは、規制対象事業及び自由化された事業の双方で低下した。

2015年度及び2014年度にキャッシュ・フロー予測の推算に用いられた成長率は、それぞれ1.8%及び2.0%であった。これらの成長率は、エンデサが事業を展開するセクター及び市場の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及び市場の見積りに沿っている。

主要な仮定に対して価値を分配するために使用された方法では、以下が考慮されている。

- 電力及びガスに対する需要の動向：見積成長率は、国内総生産（GDP）の予想成長率及び、エンデサがこれらの市場における電力とガスの消費のトレンドに関連して使用したその他の予想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、広範な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、予測が現行規制の適切な適用を予期できるような方法での既存の法律の改正、及び現在手続中で、予測対象期間中に実施される可能性のあるその他の法律によって改正される場合がある。
- 平均降雨量：予測は過去の降雨量の一連のデータを考慮した平均降雨量年に基づいて作成される。しかし、初年度の予測については、平均年に従い調整された前年の実際の降雨量が使用されている。
- 設備発電能力：エンデサの設備発電能力の見積りには、現存する設備並びに発電能力の増強及び閉鎖の計画が考慮される。投資計画は、事業の軌道及び経営者が取り組んでいる開発戦略の変更に基づいて、継続的に更新される。発電業務は、設備能力を適切な運転状況に維持するために必要な投資を考慮に入れ、配電業務は配電網の保守、改善及び強化への投資並びに遠隔検針計画の実施のために必要な投資を考慮に入れ、そして販売業務は、付加価値商品及びサービスを提供するために必要な投資を考慮に入れる。
- 生産構成は、価格及びコモディティ（例えば、ブレント、天然ガス、石炭）の入手可能性、需要予測、各種の技術における新規発電能力の建設又は稼働等の要因を考慮に入れた、複雑で特別に内部で開発された予測モデルを使用して決定される。かかるモデルは常に変更され、生産基盤の入手可能性、燃料の入手可能性、新しい発電所の操業開始などの変数の変化を織り込んでいる。かかるモデルはシステムにおける価格に対する兆候及び生産費用の見積りを示し、それは発電施設の生産予測に基づいている。
- エネルギーの販売及び購入価格に関する仮定は、複雑で特別に社内で開発された予測モデルに基づく。計画上のプール価格は、特に発電技術のコスト及び発電量並びに電力需要等のいくつかの決め手となる要因に基づいて見積もられる。
- 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。

- 燃料費は、現行の供給契約を考慮に入れて見積りが行われ、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、石炭価格に関する長期予測が行われる。
- 外貨：第三者の予測（アナリスト、各国公的機関及び国際機関）を考慮に入れて、為替レートの傾向が予測される。
- 固定費：これらは、人員の趨勢に関して予想される各社の事業水準、並びにその他の事業費・維持費、インフレ予測、長期保守契約又はその他の種類の契約を考慮して予測される。

特に価格趨勢、GDP成長率、需要、インフレ、為替レートなどのマクロ経済の仮定を比較するために、常に外部の情報源が使用される。

過去の経験によれば、当社の予測は信頼性が高く、また品質も高いため、当社は過去の情報を基準として主要な仮定に用いることができる。2014年12月31日現在で減損テストに使用された予測値において定められた予想との間で2015年に観察された差異は、電力需要が予想を下回ったことの起因する販売量を除き、プラスであった。この結果、2015年に生成された利益及びキャッシュ・フローは、2014年度の連結財務書類作成のために実施された減損テストにおける2015年予想を下回った。

2015年12月31日現在で、エンデサは資金生成単位（CGU）について実施された減損テストの結果の感応度分析を、考慮された割引率及び成長率における50ベシスポイントの変動を使用して実施した。これらの感応度分析の結果は、割引率又は成長率について考慮された値からの50ベシスポイントの不利な変動は、資産の減損には至らない旨を示した。

e.3. 減損の認識

CGUの回収可能価額が帳簿価額を下回る場合、その差額に関して、減損損失が連結損益計算書の「減価償却費、償却費及び減損損失」で認識される。減損損失はまずCGUに配分されたのれんを減額するよう配分され、次いで売却費用控除後の公正価値を限度に、使用価値に応じてCGUの残りの資産の帳簿価額を減額する。ただし、減額後の値が負の値になることはできない。

当該資産の回収可能価額の見積りが変更された場合には、認識済みの減損が戻し入れられる。減損損失の戻入は、収益計上により資産の帳簿価額を増額することで認識される。ただし、戻入は、減損損失が一切認識されなかった場合の資産の帳簿価額を限度とする。のれんに係る減損損失の戻入はできない。

f) リース

リース項目の所有に付随するリスク及び便益をほぼすべて譲渡するリースは、ファイナンス・リースとして分類される。その他のすべてのリースは、オペレーティング・リースとして分類される。

エンデサは、黙示的リースの有無を判断するため、特定の資産の使用権を付与するリースの内容を評価している。黙示的リースが存在する場合、リース開始時に、契約の他の要素から当該リース関連のリース支払額と対価を分離する。

エンデサが借手となるファイナンス・リースは、リース期間の開始時に認識される。エンデサはリース資産の公正価値と最低リース支払額の現在価値のどちらか低い方の金額で、その性質に基づき資産を認識し、同額の負債を認識する。その後、最低リース支払額は金融費用と負債残高減額に分けられる。金融費用は費用として認識され、負債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損益に配分される。資産は、リース期間終了時に借手が資産の所有権を取得する合理的な確証がある場合、その他の類似する減価償却可能資産と同じ方法で減価償却される。そのような確証がない場合、資産は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。

オペレーティング・リースの支払額は、その他の体系的な配分基準の方が典型的でない限り、リース期間にわたり定額法に基づき費用として認識される。

条件付賃借料が発生する可能性が高い場合、同賃借料は費用として認識される。

g) 金融商品

金融商品とは、一方の会社では金融資産を、他方の会社では金融負債又は持分商品を生じさせる契約である。

g.1. 非デリバティブ金融資産

エンデサは、永続的か暫定的かを問わず、長期及び短期金融資産（持分法適用投資（注記3h及び10.1を参照）及び売却目的で保有する資産（注記3jを参照）を除く。）を4つのカテゴリーに分類している。

- 貸付金及び債権：貸付金及び債権は償却原価で測定される。償却原価とは、当初の公正価値から元本の返済額を差引き、実効金利法を使用して算定された未収利息を加えた値である。実効金利法は、金融資産又は金融負債（又は金融資産群若しくは金融負債群）の償却原価を算定する方法、及び受取利息又は支払利息を当該期間にわたり配分する方法である。実効金利とは、必要に応じて金融商品の予想残存期間又はそれよりも短い期間を通して見積られた将来の現金支払額又は受取額を、金融資産又は金融負債の正味帳簿価額まで正確に割り引く割引率にあたる。
- 満期保有目的投資：エンデサに満期日まで保有する積極的な意思と能力があり、かつ上記のように償却原価で測定される投資を指す。2015年及び2014年12月31日現在、エンデサはこの類の重要な投資を行っていないかった。
- 損益計算書を通じて公正価値で測定される金融資産：これには、トレーディング目的で保有する金融資産、及び当初認識時に損益計算書を通じて公正価値で測定に指定された金融資産が含まれ、公正価値に基づき管理、測定される。損益計算書を通じて公正価値で測定される金融資産は、連結財政状態計算書に公正価値で計上され、公正価値の正味変動は連結損益計算書において認識される。

- 売却可能金融資産：売却可能として明確に指定された金融資産、又は上記3つのカテゴリーのいずれにも該当しない金融資産を指す（注記18.1.2を参照）。公正価値を、信頼性をもって決定することができる場合、これらの資産は連結財政状態計算書に公正価値で認識される。非上場会社に対する投資の公正価値は、通常信頼性をもって決定することができないため、かかる投資は識別された減損損失を控除後の取得原価で測定される。税効果考慮後の公正価値の変動は、連結包括利益計算書の「その他の包括利益」（注記14.1.6を参照）の借方又は貸方に適宜計上して認識され、当該資産が売却された時点で、かかる投資に関連する同勘定の累積残高が連結損益計算書において全額認識される。公正価値が取得原価より低く、かつ、資産に回復不能な減損が生じている客観的証拠がある場合、差額が連結損益計算書において直接認識される。金融資産の購入及び売却は、取引日に認識される。

金融資産の減損の認識基準については、注記3g.3を参照。

g.2. 現金及び現金同等物

連結財政状態計算書の「現金及び現金同等物」には、手許現金、要求払預金、及び容易に換金でき、かつ重大な価値変動リスクにさらされていないその他の流動性が高い短期投資が含まれている。

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。

g.3. 金融資産の減損

金融資産について減損損失を認識すべきか否かを決定するため、以下の手順が適用される。

- 金融資産の性質がトレーディング目的で貸付金及び債権として分類されている場合、エンデサが当初の契約条件に基づいて当該金額の全額は回収できないことを示す客観的証拠が存在する金額について引当金が認識される。エンデサ各社は、公的機関に対する延滞債権など、特定の回収可能性分析が望ましい場合を除き、延滞残高の経過日数に基づき減損引当金を認識することを一般的な方針としている（注記12及び19.5を参照）。
- 金融資産の性質が金融目的で貸付金及び債権並び満期保有目的投資として分類されている場合、減損損失を認識する必要性は、それぞれの具体的なケースの分析によって判定され、損失額は、資産の帳簿価額と、実効金利で割り引いた見積将来キャッシュ・フローの現在価値の差額として測定される。
- 売却可能金融投資に対して使用される基準については、注記3g.1に詳述されている。

エンデサは、金融資産に係る減損損失を引当金勘定を用いて認識している。減損が戻入不能とみなされた場合、帳簿価額は引当金勘定と相殺して消去される。営業債権の減損損失は連結損益計算書の「減価償却費、償却費及び減損損失」で費用として認識される（注記28）。将来の減損損失の戻入は、減損損失が一切認識されなかった場合の資産の償却原価を限度とする。減損が戻入不能な場合、金融資産の帳簿価額は引当金勘定により消去される。

連結財務書類の公表承認日現在、重要な金額の延滞金融資産はすべてトレーディング目的である（注記19.5）。

g.4. デリバティブ以外の金融負債

金融負債（有利子ローン及び借入金、営業債務及びその他の債務を含む）は通常、取引費用控除後の受取額で認識される。その後これらの負債は、実効金利法を用いて償却原価で測定される（注記3g.1を参照）。

負債が公正価値ヘッジの原資産にあたる特定の場合、例外として、ヘッジ対象リスク部分は公正価値で測定される。

連結財政状態計算書における認識、及び注記17.1に記載する公正価値の開示を目的に、かかる負債の公正価値を算定するため、負債は固定金利の利息を伴う負債（固定利付債務）と変動金利の利息を伴う負債（変動利付債務）に分けられた。固定利付債務は、固定金利の表面利率が取引開始時に設定され、残存期間にわたり明示的又は黙示的に支払われる。変動利付債務は、変動金利（すなわち、基準金利に基づき各表面利率が各期首に定められる）で発行された債務である。これらのすべての負債は、支払通貨に関連する市場の金利カーブを用いて見積将来キャッシュ・フローを割引いて測定される。

エンデサは、数多くの金融事業体と確認取引契約を締結している。エンデサは、営業債務を含む当初の負債の認識を中止し、金融事業体に対する新たな負債を認識すべきかについて、注記3.g.7に示されている判断基準を適用している。金融事業体が支払いを管理する営業債務は、エンデサが支払を金融事業体に承諾した範囲のみが連結財政状態計算書上で「営業債務及びその他の流動負債」として認識され、借入金は営業債務に優先して支払われなければならない。

g.5. デリバティブ及びヘッジ会計

エンデサが保有するデリバティブは、主に金利リスク、為替リスク又は商品価格リスク（電力、燃料、CO₂排出権、CERs及びERUs）をヘッジするための取引に関するもので、その目的は、原資産であるヘッジ対象取引におけるこれらのリスクを消去又は著しく減少させることである。

デリバティブは、報告期間末現在の公正価値で測定される。公正価値が正の値の場合、金融デリバティブは満期までの期間及び当該デリバティブを満期まで保有する意図の有無に従って短期又は長期の金融資産として計上され、コモディティ・デリバティブは営業債権及びその他の債権に計上される。公正価値が負の値の場合、金融デリバティブは満期までの期間及び当該デリバティブを満期まで保有する意図の有無に従って短期又は長期の有利子ローン及び借入金として計上され、コモディティ・デリバティブは営業債務及びその他の債務に計上される。

デリバティブの公正価値変動から生じた損益は、連結損益計算書で認識されるが、デリバティブがヘッジ手段として指定され、IFRSに基づくすべてのヘッジ会計適用要件（ヘッジの有効性が高くなければならない等）が満たされている場合は、この限りではない。その場合の認識は、次のヘッジ種類によって異なる。

- 公正価値ヘッジ：リスクがヘッジされているヘッジ対象の部分及びヘッジ手段は公正価値で測定され、両項目の公正価値変動から生じた損益は、連結損益計算書で認識され、連結損益計算書の同じ科目に計上されている影響額と相殺される。
- キャッシュ・フロー・ヘッジ：デリバティブに係る損益のうち、（ヘッジ）有効部分は、連結包括利益計算書の「その他の包括利益」で認識される（注記14.1.6を参照）。ヘッジ対象項目が損益に影響を及ぼすと、この勘定で認識されていた累積損益は連結損益計算書に振替えられる。ヘッジの影響は、連結損益計算書の同一科目内で相殺される。ヘッジに係る損益のうち、（ヘッジ）非有効部分は、直接連結損益計算書で認識される。
- 外国事業の純投資ヘッジ：有効なヘッジとみなされたヘッジ手段に係る損益部分は、関連する税効果を考慮後の値で連結包括利益計算書の「その他の包括利益」の「為替換算差額」で認識され、ヘッジ対象投資の売却時に連結損益計算書に振り替えられる。

ヘッジ対象リスクに直接起因するヘッジ対象項目の公正価値又はキャッシュ・フローの変動が、ヘッジ手段の公正価値又はキャッシュ・フローの変動により、80%から125%の範囲での有効性で相殺される場合、ヘッジは非常に有効であるとみなされる。ヘッジ手段が期日を迎えた場合、売却された場合、解約された場合、若しくは執行された場合、又はヘッジがヘッジ会計適用基準を満たさなくなった場合、若しくは指定を取り消された場合、ヘッジ会計の適用は将来に向けて中止される。

エンデサは、主に電力及び燃料に関して、商品先渡取引の売買契約を締結している。通常、これらの契約は、報告日現在の市場価値で連結財政状態計算書に計上される。また、価値の変動は、以下に示すすべての条件が満たされた場合を除き、連結損益計算書において認識される。

- 契約の唯一の目的が、自社利用、すなわち燃料供給契約における発電のため及び電力・ガス売買契約における小売用に使用されること。
- エンデサの予測が、自社利用としてのこれらの契約目的を裏付けていること。
- 例外的な状況の結果、又は、物流管理にエンデサの支配若しくは予測が及ばないことが原因で、別の使用が必要になった稀な場合を除き、契約の過去の実績が、当該契約が自社利用のためであると示していること。
- 契約が差金決済を規定しておらず、類似契約を差金決済した過去の慣行もないこと。

エンデサは、デリバティブ契約全体が公正価値で認識されていない限り、その特性及びリスクが主契約のそれと密接に関連するか否かを判断するため、デリバティブが契約や金融商品に組み込まれているものかを評価している。特性及びリスクが密接に関連していない場合には、デリバティブは個別に取扱われ、価値の変動が連結損益計算書で認識される。

各種デリバティブ金融商品の公正価値は、以下のように算定される。

- 組織化された市場に上場しているデリバティブについては、年度末の相場価格。
- 組織化された市場に上場していないデリバティブの場合、エンデサは観察可能な市場変数を十分に考慮に入れ、各通貨に関して決算最終営業日現在のゼロ・クーポン債のイールドカーブを用いて割引将来キャッシュ・フローを見積り、さらに同日の実勢為替レートでユーロ建に換算することによって金融デリバティブの公正価値を計算する。これらの測定は、すべて内部ツールを用いて行われる。市場価値総額が算出された時点で、信用リスクに関連して「債務評価調整（DVA）」、又はカウンターパーティー・リスクに関連して「信用評価調整（CVA）」が行われる。CVAとDVAの測定は商品の潜在的な将来のエクスポージャー（債権者又は債務者のポジション）、カウンターパーティーのリスク特性及びエンデサのリスク特性に基づく。2015年及び2014年に、カウンターパーティー・リスクの信用評価調整（CVA）及び信用リスクの「債務評価調整（DVA）」により行われた調整は、重要な額ではなかった。

上記の手續に従い、エンデサは金融商品を注記3uに規定したレベルに従って分類している（注記18.6を参照）。

g.6. 金融保証契約

金融保証契約とは、エンデサが第三者に提供する保証金を指し、当初は公正価値で認識される。反対の証拠がある場合を除き、公正価値とは受け取ったプレミアムと将来受け取るキャッシュ・フローの現在価値の合計である。

それ以降、金融保証契約は次の差額として測定される。

- 注記3lに記載されている引当金に関する会計方針に準拠して算定される負債の金額。
- 当初認識された資産の値から、発生主義で連結損益計算書に計上された部分を差し引いた金額。

g.7. 金融資産及び金融負債の認識の中止

金融資産の認識は以下の場合に中止される。

- 金融資産のキャッシュ・フローに対する契約上の権利が失効した、若しくは譲渡された場合、又は、エンデサが受け取ったキャッシュ・フローを1名以上の第三者に支払う契約上の義務を引き受けた場合
- エンデサが資産のほぼすべてのリスクと経済価値を譲渡した場合、あるいはそれらを譲渡も留保もしていないものの、資産に対する支配権を譲渡した場合

エンデサは、譲渡対象金融資産の所有に伴うリスクと経済価値を譲渡したことから、償還請求権のないファクタリングとみなされる債権譲渡契約を、2015年度及び2014年度に締結した（注記12及び30を参照）。

エンデサが譲渡対象金融資産の所有に伴うほぼすべてのリスクと経済価値を留保する取引に関しては、受取対価が負債で認識される。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、消滅した場合（すなわち、負債から派生した債務が決済された場合、取り消された場合、又は失効した場合）に認識が中止される。

g.8. 金融資産と金融負債の相殺

金融資産と金融負債は、当社が認識されている金額を相殺する法的に強制可能な権利を有し、かつ資産の現金化と負債の決済を同時に純額ベースで行う意図を有している場合に、相殺される（注記18.5を参照）。

これらの権利は、当社の通常営業過程又はカウンターパーティーの債務不履行、破綻若しくは破産が発生した場合にのみ、法的に強制が可能となる。

h) 持分法適用投資

関連会社及びジョイント・ベンチャーへの投資は持分法を用いて会計処理される。

持分法では、関連会社への投資は、関連会社の純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するための調整を加え、同社取得時に支払われたのれんに関連する未実現利益を加算した額で、連結財政状態計算書に計上される。

その値が負の値の場合、エンデサが同社の株主持分への補填を求められていない限り（その場合は、対応する負債及び費用に関する引当金が認識される）、投資は連結財政状態計算書に評価額ゼロとして計上される（注記10.1を参照）。

これらの会社から受け取った配当金は投資の価値から控除されるが、所有持分に基づくこれらの会社の損益に対するエンデサの持分は、連結損益計算書の「持分法適用会社の損益」で認識される。

評価額に、当該会社の買収の際に支払ったのれんに関連する未実現利益が含まれる投資、又は減損の兆候を示している投資については、持分法適用後に、当該投資の回収可能価額が計算され、回収可能価額が帳簿価額を下回る場合には、当該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、減損が認識される（注記3g.3を参照）。

回収可能価額を計算するために、被投資会社に対するエンデサの持分の公正価値は、被投資会社が創出することが見込まれる将来キャッシュ・フローを割り引いた後、財務書類報告日の負債に対するエンデサの比例配分持分及び売却費用を控除して算出される。

ENEL Green Power España, S.L. (EGPE)に対する投資について、注記3e.2に記述された仮定と類似した仮定に基づいて、減損テストが実施された。

被投資会社の価額が減額された際に、法的又は潜在的な債務の結果として追加で損失が発生する場合、これらの損失は負債を認識することによって計上される。

当連結財務書類の付表 では、エンデサの関連会社及びジョイント・ベンチャーを列挙している。

i) 棚卸資産

通常、棚卸資産は、加重平均取得原価と正味実現可能価額のどちらか低い方の値で測定される。

i.1. 核燃料

核燃料の取得原価には、進行中の資金調達に係る借入費用も算入されている。これに関連して、2015年度には3百万ユーロ（2014年度には3百万ユーロ）の金融費用が資産計上され、その全額は継続事業によるものであった（注記29を参照）。仕掛品の核燃料は、原子炉に入れた時点で営業費用に振り替えられ、期中に消費された電力容量に応じて損益で認識される。

i.2. 二酸化炭素（CO₂）排出枠、CERs及びERUs

発電事業で二酸化炭素（CO₂）を排出するエンデサの欧州各社は、前年度初めの数ヵ月内に当期排出量相当の二酸化炭素（CO₂）排出権（枠）、認証排出削減量（CERs）又は排出削減ユニット（ERUs）を引き渡さなければならない。

2015年に、二酸化炭素（CO₂）排出枠に適用される会計方針の見直しが行われた。この分析に基づき、かつ2007年11月16日付政令第1514/2007号で承認されたスペインの一般財務諸表、2007年11月16日付政令第1515/2007号で承認された中小企業の一般財務諸表、及び2010年9月17日付政令第1159/2010号で施行された連結財務書類作成基準を改正する政令第1491/2011号で承認され、2015年12月22日付でスペイン会計士協会（ICAC）によって発行された、非営利企業の一般財務諸表を採択する規則を考慮し、二酸化炭素（CO₂）排出枠資産は長期間当社の純資産の一部を構成しない可能性があり、そのため体系的な償却が行われることは確かではないことから、二酸化炭素（CO₂）排出枠に適用される会計方針は変更された。

したがって、二酸化炭素（CO₂）排出権、認証排出削減量（CERs）及び排出削減単位（ERUs）を認識する基準では、これらを次のように棚卸資産とみなすことになる。

- 排出に係るヘッジとして保有する二酸化炭素（CO₂）排出権は、加重平均取得価格又は正味実現可能価額のいずれか低い額で評価される。
- トレーディング目的で保有される二酸化炭素（CO₂）排出権は、売却のための費用控除後の公正価値で評価され、評価額の変動は連結損益計算書に計上される。

j) 売却目的で保有する固定資産及び非継続事業

エンデサは、報告日現在、買い手を探すための積極的計画が既に着手され、即時売却が可能で、かつ報告日から1年以内に売却が完了する可能性が非常に高い有形固定資産、無形資産、金融資産、持分法適用投資、及び処分グループ（直接関連する負債と一緒に売却される予定の資産群）を「売却目的で保有する固定資産」として分類している。

これらの資産又は処分グループは、帳簿価額と公正価値（売却費用控除後）のいずれか低い方で測定され、「売却目的で保有する固定資産」として分類された時点から、減価償却は中止される。

エンデサは、売却目的保有への分類又は処分グループへの算入を中止した「売却目的で保有する固定資産」を、売却目的保有に分類される前の帳簿価額に、仮に当該資産が売却目的保有に分類されていなかったのであれば認識されていたはずの減価償却費、償却費、又は再評価について調整を加えた値と、同資産が固定資産に組み替えられた日時点の回収可能価額のどちらか低い方の値で測定している。

売却目的で保有する固定資産及び売却目的保有に分類された処分グループの構成要素は、連結財務書類では、「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」という個別科目の資産として、並びに「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業に関連する負債」という個別科目の負債として、開示されている。

非継続事業は、売却若しくはその他の方法で処分された、又は売却目的として分類された構成要素であり、

- 重要かつ他の部分からは独立しているとみなされる可能性のある事業種目又は地域を表す。
- 重要かつ他の部分からは独立しているとみなされる可能性のある事業種目又は事業地域を、売却又はその他の方法で処分する個別に調整された計画の一部を構成する。
- 転売のみを目的として取得された従属事業体である。

非継続事業の税引後損益は、処分事業から発生した税引後未実現損益の実現部分を含め、連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」に個別表示されている。

k) 繰延収益

エンデサは、一定の設備の建設又は取得のために支払った金額に関して、法律上定められた補償金を受け取る。また、現行の法律に準拠して、設備がエンデサに直接割当てられる場合もある。この科目には、基本的に以下が含まれる。

- 資産に関連する助成金：これらは、助成に付けられた条件を満たす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上の「繰延収益」で認識され、連結損益計算書では資産の耐用年数にわたり「その他の営業利益」に計上され、その結果、関連する減価償却費と相殺される。
- 譲渡された設備：資産と繰延収益の両方が、当該資産譲渡日現在の同資産の公正価値で認識され、連結損益計算書では資産の耐用年数にわたり「その他の営業利益」に損益計上され、その結果、関連する減価償却費と相殺される。

l) 引当金

過去の事象から生じエンデサの株主持分に負の影響をもたらす可能性があり、実現する可能性が高いとみなされ、かつ金額及び弁済日が不確定な連結財政状態計算書日現在に存在している債務は、エンデサが同債務を弁済するために支出する必要性が生じる可能性が最も高い金額の現在価値で、連結財政状態計算書に引当金として認識される。

また、エンデサは、係争中の訴訟、退職給付、保証金及び類似する保証から生じる負債、並びにリスクヘッジをするための負債に関しても、引当金を認識している。

引当金の金額は、引当金を要する事象が招く可能性が最も高い結果に関して、連結財務書類作成日現在入手可能な最善の情報に基づく値で、報告期間末ごとに再度見積りを行う。

連結財政状態計算書に計上される年金及び類似債務引当金並びにリストラクチャリング計画に関する引当金は、定年退職、恒久的な障害、死亡、退職又は当事者間の合意による雇用関係の終了の場合に公的社会保障制度の給付の補完を当社が引き受けるというエンデサの従業員との団体契約又は個別契約の結果、発生する。

1.1. 年金及び類似債務引当金

エンデサ各社の大部分は、各々の従業員に対する年金債務を有しており、その金額は会社ごとに異なる。これらの債務（確定給付及び確定拠出を含む）は、基本的に年金制度又は保険契約により手当てされている。ただし、一定の現物給付（主に電力供給債務）は、その性質上、外部資金で手当てされずに、関連する内部引当金によってカバーされている。

確定給付年金制度に関して、各社は、報告日に予測単位積増方式を使用してこれらの債務に関連する費用を従業員の勤務期間にわたり発生主義で認識する。確定給付年金制度の債務は、適格制度資産の公正価値控除後、未払給付の現在価値を表している。制度負債及び制度資産の双方の測定から生じた数理計算上の損益は、関連する税効果考慮後の値で、連結包括利益計算書の「その他の包括利益」で直接認識される（注記14.1.7を参照）。

各制度について、過去勤務に対する数理負債が制度資産を上回る正の値の差異は、連結財政状態計算書の負債側の「長期引当金」の「年金及び類似債務引当金」として認識され、負の値の差異は、通常、将来の拠出金の減額を通じてエンデサが回収できることを条件に、IAS第19号「従業員給付」第57（b）項及びIFRIC第14号「IAS第19号 - 確定給付資産の上限、最低積立要件及びそれらの相互関係」で定められている制限を考慮して、連結財政状態計算書の「固定資産」の「固定金融資産」で「金融資産 - 貸付金及び債権」として認識される。この制限の適用の影響額は、連結包括利益計算書の「その他の包括利益」で認識される（注記14.1.7及び16.1を参照）。

確定拠出制度に対する拠出は、従業員の役務提供時に、連結損益計算書で費用として認識される。

完全に保証され、したがってエンデサがすべてのリスクを譲渡している退職後制度は、確定拠出制度とみなされる。その結果、確定拠出制度の場合と同様、数理計算上の債務又は制度資産は考慮されない。

1.2. リストラクチャリング引当金

一方的に又は会社との相互の同意によって、従業員が退職給付と引き換えに当グループを退職する、若しくは雇用契約を一時的に中断することができるといった従業員との個別契約若しくは団体契約が存在する場合、又はかかる合意に達する明らかな見込みがある場合、エンデサは退職給付又は停職給付を認識する。相互の同意が必要な場合は、エンデサがかかる退職に同意し、その同意が当該従業員に個人的に又は従業員の代表に集合的に通知された場合に限り、引当金が計上される。これらの引当金が認識される場合はいずれも、従業員は、早期退職が実施されること及び会社から当該従業員又は従業員の代表に正式な通知があることを予期している。

エンデサでは、政府によって承認された関連する人員削減計画の一貫として発生した、又は従業員の代表と共同で作成した契約におけるリストラクチャリング計画が進められている。これらの計画では、補償金の支払い又は早期退職期間若しくは雇用契約の停止期間中の通常支払の維持を保証している。

エンデサは、これらの計画に係る支出の全額を、従業員又は従業員の代表との約定によって会社が支払を回避することが不可能となった時点と判断された、債務の発生時に認識している。これらの金額は、適宜、年度末時点の数理債務を算出するために実施された保険数理上の査定から算定された。各年度に開示される数理計算上の損益は、当該年度の連結損益計算書において認識されている。

1.3. 二酸化炭素（CO₂）排出枠費用引当金

発電事業で二酸化炭素（CO₂）を排出するエンデサの欧州各社は、前年度初めの数ヶ月内に当期排出量相当の二酸化炭素（CO₂）排出権（枠）、認証排出削減量（CERs）又は排出削減ユニット（ERUs）を引き渡さなければならない。

当期に排出された二酸化炭素（CO₂）に関して排出枠を引渡す義務は、連結財政状態計算書の「その他の短期引当金」の「短期引当金」として認識されている（注記23を参照）。関連費用は、連結損益計算書の「その他の変動仕入及びサービス」で認識される。この義務は、それに充当するために引渡される二酸化炭素（CO₂）排出枠、認証排出削減量（CERs）又は排出削減ユニット（ERUs）と同じ金額で、連結財政状態計算書の無形資産（注記3i.2を参照）で認識される。

連結財政状態計算書の報告日現在、エンデサが排出量に充当するために必要な二酸化炭素（CO₂）排出枠、CERs又はERUsの全量を保有していない場合、エンデサが排出枠取得の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、費用及び対応する引当金が認識される。より適切な見積りが存在しない場合、エンデサは、報告日現在の市場価格として、保有していない排出枠の取得価格を見積る。

1.4. 設備閉鎖費用引当金

エンデサは、一部の発電所及び特定の配電設備を廃棄するための予想費用に対する引当金を認識している（注記3a、3b及び3dを参照）。引当金の調整は、連結損益計算書の金融費用に費用計上して認識される（注記29を参照）。2015年に対応する調整に適用された利率は、関連する資産の残存耐用年数に従い、0.2%から1.5%の範囲であった（2014年は0.4%から1.6%の範囲）。

1.5. 不利な契約

契約債務を履行するための不可避的な費用が、契約に基づいて獲得できる見込み経済的便益を超過している契約（不利な契約）の場合、エンデサは契約の費用と予想される便益の差額の現在価値に関する引当金を認識する。

m) 外貨残高の換算

各社の機能通貨以外の通貨による取引は、取引日現在の為替レートの適用により、機能通貨で認識される。取引日現在の為替レートで換算された残高と回収又は支払日現在の為替レートで換算された残高との間で年度中に発生する差額は、連結損益計算書において金融収益又は金融費用（注記29を参照）として計上される。

また、各年度末現在の、連結会社の財務書類を表示する機能通貨以外の通貨建ての債権又は債務の残高は、年度末現在の為替レートでユーロに換算されている。その結果生じた評価差額は、連結損益計算書において金融損益として認識されている（注記29を参照）。

n) 流動 / 固定の分類

添付の連結財政状態計算書において、12ヵ月以内に決済される予定の残高は流動項目として分類され、12ヵ月を超えて決済される予定の残高は固定項目として分類される。

満期は12ヵ月以内であるが、エンデサの判断での長期的な借換えが既存の無条件の長期信用枠を通じて保証されている借入金は、固定負債に分類されている。2015年及び2014年12月31日現在、これらの残高はそれぞれ525百万ユーロ及び469百万ユーロであった（注記17を参照）。

o) 法人所得税

2014年度中に、ENEL Iberoamérica, S.L.U. が少なくとも70%の持分を保有し、企業グループの連結利益の課税についてスペインの法令に規定された要件を充足するエンデサ各社は、すべて1つの納税グループに統合され、ENEL Iberoamérica, S.L.U. がその親会社となった。

2015年に、ENEL, S.p.A. が少なくとも75%又は70%（被投資会社又は子会社が上場会社の場合）持分を保有し、企業グループの連結利益の課税についてスペインの法令に規定された要件を充足するENEL各社は、すべて1つの納税グループに統合され、ENEL Iberoamérica, S.L.U. がその親会社となった。

2015年12月31日現在、連結納税グループは次の32社（2014年：31社）で構成されている。ENEL Iberoamérica, S.L.U.、ENDESA, S.A.、Andorra Desarrollo, S.A.U.、Apamea 2000, S.L.U.、Aragonesa de Actividades Energéticas, S.A.U.、Bolonía Real Estate, S.L.U.、Carboex, S.A.U.、Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages, S.A.、Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U.、Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U.、ENDESA Capital, S.A.U.、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.、ENDESA Energía, S.A.U.、ENDESA Energía XXI, S.L.U.、ENDESA Financiación Filiales, S.A.U.、ENDESA Gas, S.A.U.、ENDESA Generación, S.A.U.、ENDESA Generación II, S.A.U.、ENDESA Generación Nuclear, S.A.U.、ENDESA Ingeniería, S.L.U.、ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.、ENDESA Red, S.A.U.、ENDESA Servicios, S.L.U.、ENEL Ingegneria e Ricerca, S.p.A.（在スペイン支店）、ENEL Latinoamérica, S.A.U.、Energías de Aragón I, S.L.U.、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.、Guadarranque Solar 4, S.L.U.、Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.U.、Minas Gargallo, S.L.、Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4, S.L.U. 及び Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.。

エンデサの他の子会社は、各国で施行されている税法に準拠して各々の申告書を提出している。

当期の法人所得税費用は、税務目的上認められている控除を考慮した後の当年度の課税所得（欠損金）に対して税率を適用することで生じる各会社の当期税金に、繰延税金資産及び負債の変動並びに税務上の繰越欠損金及びその他の税額控除を加算した合計額として算出されている。資産及び負債の帳簿価額とそれら課税所得上の金額との間の差異により、繰延税金資産又は負債が発生する。これは、資産を実現し又は負債を弁済する期間において適用されると予想される税率で測定されている。

法人所得税並びに企業結合以外から生じた繰延税金資産及び負債の変動は、それらが発生させる利益又は損失が認識された勘定科目に応じ、連結損益計算書又は連結財政状態計算書の株主持分勘定において認識される。

繰延税金資産及び税額控除は、連結会社が、関連する一時差異を解消し又は関連する税金資産を利用するのに十分な将来の課税対象利益を獲得する可能性が高いと判断される場合に限り、認識されている。

繰延税金負債は、のれんの当初認識から繰延税金負債が生じる場合、又は、子会社、関連会社及び共同で支配された企業への持分に対する投資に伴う将来加算一時差異であって、エンデサが解消時期をコントロール可能であり当面の間当該一時差異が解消されない可能性が高いものに関して生じる場合を除き、すべての一時差異に関して認識されている。当年度に生じた経済事象から発生した税額控除は、それが実現するか否かに関する疑念がない限り（疑念がある場合、税額控除は有効に実現するまで認識されない。）、法人所得税費用から控除されている。

認識された繰延税金資産及び負債は、各報告期間末に依然として存在するかを否か確認するための見直しを受け、適切な調整が行われる。

2014年11月28日、スペイン官報（以下、本第6において「BOE」という。）で2014年11月27日付の法人所得税に係る法律第27/2014号が公表され、従来の適用されていた税率30%から、2015年度についての移行時税率28%及び2016年度についての一般税率25%が定められた。この税率引下げの繰延税金資産及び繰延税金負債に対する影響は、2015年度の連結損益計算書にマイナス費用として認識された11百万ユーロ、及びその他の包括利益における株主持分としての4百万ユーロの増加であった（2014年：連結損益計算書に費用として認識された39百万ユーロ、及びその他の包括利益における株主持分控除としての28百万ユーロ）（注記31を参照）。

スペインのエンデサ各社は、法人所得税を除く2012年以降のすべての主要な適用税金について税務当局による調査の対象であり、法人所得税は、2006年以降（2007年、2008、2009年及び2010年を除く。）について調査の対象であり、一部のグループ会社については、個人所得税が2009年以降調査対象である。ポルトガルでは、税務調査の対象期間は2011年から2015年である。

特定の取引についての財政関連法令に潜在的に異なった解釈があることから、税務調査が入った場合に追加納税義務が生じることもあり得るが、現時点でこれを客観的に定量化することは不可能である。しかし、親会社取締役は、税務調査による追加納税義務が生じた場合にもエンデサの将来の業績に重大な影響が及ぶことはないと思している。

p) 収益及び費用の認識

収益及び費用は、以下の基準を用いて発生主義で認識されている。

- 電力及びガスの販売による収益は、未請求であっても期間中に提供された量に左右され、顧客にこれらの商品が提供された時に認識される。そのため、売上高には、顧客のメーターが検針される前に供給したエネルギーの見積りが含まれる（注記2.2を参照）。
- 配電事業からの収益に関連して、スペインの電力の規制上の枠組みは、省令を通じて年間報酬を定めている。スペイン市場競争委員会（以下、本第6において「CNMC」という。）は、この承認された報酬の配電企業への支払の手配を行う。
- ホールセール市場の電力収入は、配電量及び提供された付帯的サービスの最良見積に基づいて収益として認識される。
- 本土外のシステムにおける発電事業の報酬は規制されている。設定された報酬の水準を達成するため、本土の平均価格で販売されたエネルギーの評価額に加えて、規制上の報酬に達するための補償額が収益として認識される。

収益は、事業の実体に従って計算され、次の条件がすべて充足された際に認識される。

- 資産の所有によるすべてのリスクと報酬が、法的所有権が移転されたか否かとは無関係に、顧客に移転されている。
- 当該資産は管理下になく、実質的支配が維持されていない。
- 取引に係る経済的利益を受け取る可能性が高く、当該利益は、持分所有者からの拠出とは関連していない株主持分の増加をもたらす可能性が高い。
- 見込まれる利益と発生費用の信頼性の高い測定が可能である。

収益は、受領したか又は受領すべき対価の公正価値で測定される。

複数の構成部分から成る契約においては、認識の基準は、当該取引の商業上の実体を反映するために、各個別の識別可能な構成部分に適用される。だが、認識のための基準は、二つ以上の取引が、一連の取引のすべてを参照しなければその商業的影響を理解できないような形で関連している場合は、共同で適用される。

サービスの提供による収益は、報告日現在の取引の進捗度に照らして信頼性をもって見積可能な場合にのみ認識されている。サービスの提供が伴う取引の結果の信頼性の高い見積りが不可能な場合、収益は、認識された費用が回収可能とみなされる額に関連した金額について認識される。

エンデサは、第三者を代理して代理店又は委託売買人としての役割を果たす場合、受け取った経済的便益の総流入を収益に含めるのではなく、自己の活動からの収益のみを認識する。

物品又はサービスが、類似の性質の物品又はサービスと交換される場合、その交換は収益を発生させる取引とはみなされない。

エンデサは、現金又はその他の金融資産により正味金額が決済される非金融資産の購入又は売却を、その正味金額により認識する。これらの非金融資産を受領し又は引渡す目的で締結され維持される契約は、購入、販売の契約条件又は事業体が予想する使用要件に基づいて認識されている。

受取利息は、未決済の元本に適用される実効金利を参照して、関連する返済期間にわたり認識されている。

費用は発生主義に基づいて認識される。将来の経済的便益を発生させないか又は資産としての認識適格を満たさない支出は、即時に費用認識される。

q) 1株当たり利益（損失）

基本的1株当たり純利益は、親会社に帰属する当期純利益を当年度中の加重平均発行済普通株式数（エンデサが保有する親会社の平均株式数を除く）で割ることによって算定されている。

継続事業及び非継続事業の基本的1株当たり利益は、非支配持分に対応する部分を控除した継続事業及び非継続事業の各税引後利益を当年度中の加重平均発行済親会社普通株式数（エンデサが保有する親会社の平均株式数を除く）で割ることによって算定されている。

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、潜在的に希薄化効果のある取引を2015年度及び2014年度中に一切行わなかった。

r) 株式報酬

エンデサの従業員がENEL株価に連動する報酬スキームに参加し、ENELがスキームの費用を負担する場合、エンデサは、従業員に対するENELの債務の公正価値を連結損益計算書の人件費において費用として認識し、株主持分における同額の増加を持分所有者による拠出として計上する（注記14.1.13を参照）。

s) 配当金

配当金は、当該配当金を回収する権利が発生した際に認識される。

配当金は、権限を有する機関（通常は、中間配当の場合は取締役会、最終配当金又は準備金を取り崩しての配当金の場合は株主総会）によって承認された際に、株主持分の減少として認識される（注記14.1.9を参照）。

t) キャッシュ・フロー計算書

キャッシュ・フロー計算書は、間接法を使用して算定され、継続事業及び非継続事業の両方に関連して当年度に発生した現金の変動を反映している。キャッシュ・フロー計算書上、以下の用語が指定された意味で使用されている。

- キャッシュ・フロー：現金及び現金同等物（期間が3ヵ月未満で、流動性が高く、価値変動の重要なリスクにさらされない投資）の流入及び流出（注記3g.2を参照）。
- 営業活動：エンデサの主要な収益生成活動並びに投資活動及び財務活動以外のその他の活動。営業活動には、配当金の受取り並びに金利の受取り及び支払いも含まれる。

- 投資活動：固定資産並びに現金及び現金同等物に含まれないその他の投資の取得及び処分。投資活動からの正味流入・流出には、グループ会社に対する支配の喪失及び取得に対応する流入・流出も含まれる。
- 財務活動：資本及び金融負債の額及び構成の変化を生じさせる活動。財務活動による正味キャッシュ・フローには配当金の支払いも含まれる。

u) 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で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大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、当該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、当該資産又は負債の取引を遂行することが可能で、取引を遂行する動機を有しているが、いかなる形でも取引を遂行する義務はなく強制もされない。

公正価値で測定される資産及び負債は、次のレベルに分類される（注記18.6を参照）。

- 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、当該資産もしくは負債について直接的もしく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。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では、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り引き、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、すべ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。

エンデサは、資産及び負債の公正価値を測定するために、環境に適し、公正価値評価のために十分なデータが利用可能であり、主要な観察可能変数の利用を最大化し、観察不能変数の使用を最小化する評価ツールを使用する。

注記4. セクター別規制

2012年7月に政府が開始したエネルギー改革を受けて、2013年12月27日に電力セクターに係る2013年12月26日付法律第24/2013号が官報で発表され、1997年11月27日付法律第54/1997号を廃止して置き換えられ、電力セクターに関する新しい一般的な運用の枠組みが設定された。この結果として、2013年12月26日付法律第24/2013号は、電力セクターに加えて、その活動及び代理人に関する新しい枠組みを確立したが、その重要な点は次のとおりである。

- 新しい法律は、収益でシステムの全費用が十分に賄えるような方法で、電気システムの経済的、金融的な持続可能性に関する基本原則を導入した。システム費用は、送電及び配電網のアクセス料金（両事業の報酬をカバーするため）、その他の費用の支払いのために設定される費用、一般国家予算からのパッケージ、その他の収益又は設立される金融メカニズムによって資金供給されることになる。また、
 - 費用が増加又は収益が低下した場合は、その他の費用を同額だけ削減するか、収益を増加させなければならない。同時に、過年度からの債務の支払いに用いられている費用項目がある限り、料金の引下げはできない。
 - 2014年以降、生じる可能性がある一時的な収支の不均衡は、見積りシステム収益に対し年間で最大2%（累積年度では5%）に制限される。一時的な収支の不均衡が生じた場合は、決済システムに参加する全事業者が、それぞれの報酬の比率に応じて資金を供給することになる。かかる制限を超過した場合、アクセス手数料又はアクセス料金は同じ金額分見直される。かかる制限内において収支の不均衡が生じた場合、資金を提供する事業者は、市場金利相当でその後5年間でかかる資金を回収する権限を有する。
 - 2013年に関しては、生じる可能性のあるタイミングの不一致に影響を与えることなく、3,600百万ユーロの最大債務が認識されている。この欠損により、その後15年間にわたる回収権が市場金利相当で発生する。こうした権利は、規則の中で定められている手続きに従って譲渡が可能である。
 - 毎年、一般国家予算で、その年度の本土外の電力システムに関する報酬の50%を賄うことになる。
- 業務に関する報酬を考慮して、法律では本土外の配電、送電及び発電、並びに再生可能エネルギー源、高効率のコジェネレーション及び廃棄物による発電に関する報酬は、効率的で経営のしっかりした会社の費用を考慮すると規定している。報酬のパラメータは、経済の循環状況、電力需要、6年間の規制期間にわたるかかる業務の適正な採算を十分に考慮して設定される。法律では、最初の規制期間（2019年12月31日に終了）に関する資産の報酬を、2013年7月12日付政令第9/2013号が施行される3ヵ月前の流通市場での10年物財務省証券の平均利回りに、本土外システムの送配電及び発電については200ベース・ポイントを加えた利率、また再生可能エネルギー源、高効率のコジェネレーション、廃棄物による発電については300ベース・ポイントを加えた利率として設定している。

- 一部の技術についての特別な考慮に影響を与えることなく、通常制度と特別制度の間での発電の区別は撤廃された。
- ほとんどの国内消費者に適用される政府が認可する料金（LRT）は少額消費者任意価格に名称が変更され、政府が認可する料金は脆弱な消費者及び少額消費者任意価格料金として適格な要件を満たさず、自由競争提供者との現在の契約を一時的に持っていない人々のために維持されることになる。

この基本法とともに、エネルギー改革プロセスに関連して、規制対象業務の欠損を減少させ、システムの財務的安定を保证するために、2012年以降いくつかの規定が承認された。これらの施策には、電力システムの財政的安定を保证するための緊急対策を採用し、とりわけ再生可能エネルギー、コジェネレーション及び廃棄物を使用する発電設備、並びに送電及び配電業務に対する報酬システムを修正した2013年7月12日付法律第9/2013号が含まれている。

加えて、エネルギーの持続性についての財政措置に係る2012年12月27日付の法律第15/2012号は、2013年1月1日より発効し、発電設備に影響を及ぼす新税（又は既存の税金の改訂）を導入した。以下の税金が導入された。

- 総収益の7%に相当する通常制度及び特別制度への一般課税
- 使用済み核燃料及び放射性廃棄物、及び集中化された施設における保存に対する税
- 収益の22%に相当する水力発電量への課税。この課税は、発電量が50メガワットかそれ以下の発電所、及び50メガワット以上の揚水式水力発電所については90%減額される。これは、一般エネルギー政策を実行するために支持されなければならない規則で定義された生産量又は施設に対しても適用される。
- 天然ガス、石炭、重油又は軽油を用いて発電された電力の消費に対する「グリーン・セント」税。

この法律の条項は、徴収された税金が温暖化ガス排出枠の競売からの収入と共に、電力システムのコストの資金補填に使用されることを規定している。

さらに、2013年7月に政府は、本土外システムでの送電、配電及び発電、再生可能エネルギー、自家消費、生産能力支払並びに販売と供給の面に関係してその他の規制の策定に着手し、その一部は後述のように、依然として進行中である。

配電業務の報酬

2013年12月27日付政令第1048/2013号が2013年12月30日に公表され、配電業務の報酬の算出方法を設定し、2013年7月12日付法律第9/2013号および2013年12月26日付法律第24/2013号から拡大している。これらの目的は、全国的な均等の要件に基づき、システムに対して可能な最低の費用で適切なリターンを保证するための安定した予測可能な方法を提供することである。この方法の主要な側面は次のとおりである。

- 使用中の非償却資産への投資は、当該資産の運用維持に加え、資産の正味価値を十分に考慮して、10年物財務省証券に基づく金融報酬率に200ベース・ポイントを加算して、報酬が支払われる。
- 配電業務を実施するために必要な費用に関する報酬がある。それには、検針、供給契約のプロセス、請求書アクセス料金、滞納者の管理、顧客への電話サービス、公共の場所を占有するための料金、構造的な費用が含まれる。
- 供給の品質の改善、配電網の損失の削減、新しい詐欺減少インセンティブに関してインセンティブと罰金がある。
- 地域又は地方当局が導入した特別規則による超過費用は電力料金によって負担されない。
- n年に運転開始された施設に関する報酬支払の回収は、n+2年の1月1日から開始され、金融費用が認識される。
- 投資を管理するための仕組みが設立されている。セクター全体について、承認された投資の最大額は合計して国内総生産（GDP）の0.13%に制限されている。配電業者は、年間計画及び複数年度の計画を産業・エネルギー・観光省に提出して承認を受け、また関連地域当局から満足のいく報告書を要求される。標準からの乖離に対して制限が設定されており、超過コストの一部のみが認識されるが、それは正式に正当化され監査されなければならない。設定された計画に従わない場合には、投資額は減額される。またすでに設備計画が出来上がっており、システムがその費用を負担しないことを条件に、設備の建設が延期される可能性もある。

政令によって定められた様式は、最初の規制対象期間が開始される際に適用され、その時点までは、2013年7月12日付の法律第9/2013号で定められた一過性のシステムが適用される。

2015年11月28日、2015年11月27日付政令第1073/2015号が官報で公布されたが、これは上記の電力網の報酬に係る政令の規定の一部を改正するものであった。とりわけ、この政令は消費者物価指数に基づいた統一価格の毎年の更新を、計算を物価スライド制の対象から外した2015年3月30日付法第2/2015号に従って廃止している。

また、2015年12月11日、省令第IET/2660/2015号が公布され、配電報酬の計算で考慮される設備の種類および統一価格が定められた。この省令は、当該規制の対象期間の開始日を2016年1月1日と定めた。加えて、2016年のアクセス料金に係る2015年12月17日付省令IET/2735/2015の第3暫定規定に従って、スペイン市場競争委員会（CNMC）は、配電報酬を2013年12月17日付政令第1048/2013号で想定した方法を用いて計算する提案を、産業・エネルギー・観光省に提出することを要請される可能性がある。最終料金が承認されるまでは、2015年の報酬が支払われる。

本土外の電力システム

本土外の地域における給電業務は、その具体的な地理的特性に合わせた特別な規制の対象となる。この特別規制は、2003年12月19日付政令第1747/2003号及び同政令を施行する2006年3月30日付省令により制定された。

本土外の規制システムの主な要素は、固定価格買取制度に基づいて発電の報酬が支払われることであり、これらのシステムの具体的特徴により、スペイン本土と異なる。

2012年に採用された調整措置のうち、政府はとりわけ本土外の配電業務の報酬に影響する一連の措置を導入した。特に、2012年3月30日付法律第13/2012号は、本土外発電に関する報酬システムをレビューする提案を規定している。その後、安定した予算を保証し競争を促進するための措置である2012年7月13日付法律第20/2012号が、本土外電力システムについて通常制度で認識された費用の具体的側面を修正し、2012年3月30日付法律第13/2012号に規定された見直しがいずれも2012年1月1日から適用されることを定めている。

2013年10月30日、2013年10月29日付法律第17/2013号が官報で発表された。当法は、本土外システムにおける供給のより良い保証を提供し、競争を促進することを目的としており、その主要な特徴は以下のとおりである。

- 安全性又は技術的、経済的効率性のために、たとえ需要を満たすために必要な発電量を超過したとしても、本土の直物相場価格に対する追加報酬が、本土外の電力システムの次世代設備に与えられるかもしれない。
- 新制度は、システムにおける発電量の40%以上を保有する会社又は事業グループが保有する島嶼部及び本土外の電力システム（通常制度又はCHP / 再生可能制度のいずれかに基づく）の新設備には適用されない。設備が行政の許可を得た再生可能エネルギー源の配備に関する生産量の提供を通じて付与したか、又は設備がCHP / 再生可能制度に関する事前割当登録簿に登録されている場合は例外となる。もう一つの例外は、すでに稼働中の発電所の効率の向上又は改善への投資（増産につながらないか、施設の開発に興味を示す他の代理人がいない場合）である。
- システム・オペレーターは、電力供給の安全性を保証するための揚水式水力発電所又は再生可能エネルギー源の統合プラントの所有者である。他のすべての場合、裁定手続きが実施される。上記に関わらず、2013年3月1日より前に付与された水力発電委譲契約を保有する会社、又は行政の許可を付与されたが発電所を稼働させる承認を得ていない会社は、所有権を留保するが総投資額の10%を保証する義務があり、またスケジュール通りの実施を守らなければならない。
- 再ガス化プラントはテクニカル・システム・オペレーター認定事業者のみが所有し、関連する設備は6ヵ月以内に市場価値で譲渡されなければならない。設備が行政の許可を得ていない場合、価格は2013年3月1日までにかかった実際の費用の合計に制限される。
- 燃料費に伴う報酬は、競争、透明性、客観性、無差別原則を考慮した仕組みによって設定される。
- 施設がシステム・オペレーターが規定する技術要件及び経済的コスト削減要件に対応していることを確認するために、エネルギー政策及び鉱山局による適合性判断が新しいグループの承認に必要である。
- 発電施設の利用可能性、電力供給の保証、供給の品質指数が大幅に低下した場合、島嶼部及び本土外電力システムの設備で報酬を削減する可能性がある。政府が、リスク状況下で電力供給を保証するために電力セクターに対して行動を取る可能性もある。

さらに、2013年7月12日に閣僚会議によって承認されたエネルギー・セクターの改革措置の枠の中で、政府は、とりわけ本土外システムにおける発電に関連したいくつかの規制の策定プロセスを開始した。

2015年8月1日、本土以外の地域（以下、本第6において「TNP」という。）における発電について、2015年7月31日付政令第738/2015号が官報で公布された。この政令では、現在の制度と類似して、固定資産投資並びに固定の運転費用及び保守費用を含む固定費、並びに燃料並びに変動の運転費用及び保守費用を含む変動費についての報酬で構成される制度を定め、持続可能エネルギーについての財政措置に係る2012年12月27日付の法律第15/2012号から発生する税金もこれらのシステムのコスト内とみなされる。方法論における一定の面は、システムの効率を改善するために変更されている。この政令はまた、供給を保証し、これらのシステム内での競争を促進するために、2013年10月29日付法律第17/2013号にすでに含まれている事項を施行した。

この政令は2015年9月1日より効力を発し、特定の措置について、2012年1月1日からの移行期間を含んでいる。追加された第11款に従い、全面的かつ最終的な発効は、共同体法との適合性に関連して欧州委員会が異議を申し立てないことを条件としている。

2013年12月26日付電力セクター法第24/2013号に従い、認識された純投資の財務報酬率は、流通市場における10年物財務省証券のリターンに適当なスプレッドを上乗せした率に連動する。最初の規制対象期間は2019年12月31日までであるが、この期間にはこの率は、10年物財務省証券の2013年4月、5月及び6月における流通市場での価格の平均リターンに200ベースポイントを上乗せした率に対応する。

前述の法律の適用により、エンデサは2015年12月31日現在、本土外発電に係る固定価格買取補償金を反映した137百万ユーロの債権残高（2014年12月31日現在は707百万ユーロ）を有しており、連結財政状態計算書の流動金融資産にて認識している（注記18.1.1を参照）。

スペインの石炭を使用する発電

2010年2月12日付政令第134/2010号（2010年10月1日付政令第1221/2010号によって改正された。）は、供給保証を理由に、報酬に関する規制価格の設定によって、スペインの石炭を使用する特定の発電所からの発電量を保証する仕組みを定めている。この政令は2011年2月末に最初に適用され、この適用は2014年12月31日に終了した。

2015年5月、産業・エネルギー・観光省は、国産石炭を使用する電力生産の継続を確実にし、それによって環境規則の遵守を保証し、供給の確保を保証するための燃料の多様化を奨励する仕組みの法制化を目的とした省令案の策定を開始した。

この省令案の下では、国産石炭を燃料とする設備で、酸化窒素の排出を削減する（産業排出指令2010/75/EUを遵守して）ための環境上の改善に投資した施設は、MW当たり90,000ユーロを受け取る資格がある。この支払を受ける資格を得るためには、こうした設備を所有する企業は、一連の要件を満たさなければならず、その要件には、2018年12月31日まで年間最低6,000,000サーム「PCS」/MW相当の国産石炭を購入する、又は暫定国家計画に含められる義務が含まれる。この支払いの申請は、2016年12月31日までに行政による承認申請とともに提出されなければならない。

2015年9月30日、CNMCは上記省令案についての報告書を発行し、その中で効率的な経済規制及び競争の観点から、当該将来の規制の様々な側面の問題を取り上げ、また、当該提案には国家補助とみなされるおそれがある要素が含まれているため、当該提案を承認前にEU本部に照会することを示唆した。

産業・エネルギー・観光省が公表した情報によると、同省は、EUの法制に適合していると同時に、供給保証をリスクにさらさないことを目的として、発電所における石炭の燃料使用を保証するために、これらの期間における何らかの種類の補助メカニズムの可能性の調査において欧州委員会との作業を継続している。

再生可能エネルギー源、コジェネレーション及び廃棄物からの電力生産

2014年6月6日付政令第413/2014号は、電力システムの財政的安定を保証するための緊急対策を採用した2013年7月12日付法律第9/2013号及び2013年12月26日付電力セクター法第24/2013号を受けて、再生可能エネルギー源、熱電供給及び廃棄物から電力を生産する設備についての新たな報酬の枠組みを承認した。

この新たな方法は、従来の規制上の料金体系を、10年物財務省証券の平均利回りに300ベースポイントを上乗せした率に基づいた税引前利益を生み出す、合理的なリターンの概念を適用する新たな枠組みに置き換えるものである。この新たな枠組みの下で、市場価格で評価された電力販売の報酬に加えて、設備も、市場における電力販売を通じて回収することができない標準的な設備のための投資コストを適宜賄う、設備発電能力の単位ごとの、投資利益と言われる条項、及び運転コストとこの標準設備についての発電市場に係る投資からの利益の差額を適宜賄う、運転利益と言われる運転上の条項で構成される特定の報酬を受けるために適格となる。

この新報酬システムは、すでに稼働している設備と新たに設置される設備とで、同一に適用される。新規設備については、特定の報酬制度の遵守が、一連の競争上の手続きを通じて定められる。

本土外地域においては、投資について、発電コストが削減された際のインセンティブが定められている。

規制ではまた、報酬パラメータの見直しが行われる条件が定められている。これらは、6年ごと、3年ごと又は毎年、適宜修正される。当初投資の標準的価額及び当該資産の規制上の耐用年数は、各標準設備について認識された後は、変更されない。

2014年6月16日付省令 IET/1045/2014号は、再生可能エネルギー源、熱電供給及び廃棄物からの発電を行う特定の設備に適用される標準設備についての報酬パラメータを承認し、所定の各標準設備についての標準コストに対して具体的な額を定め、2014年6月20日の官報で公表された。

最後に、省令 IET/1459/2014号は、報酬パラメータを承認し、本土外電力システムの電力システムにおける新規の風力及び太陽光発電設備についての報酬を配分するメカニズムを定め、2014年8月5日の官報で公表された。

自家消費

2015年10月10日、官報で2015年10月9日付政令第900/2015号が公布されたが、この政令は自家消費のための電力の供給及び発電のための管理上、技術上及び経済上の要件を規定し、システムの経済的な持続可能性及びシステムコストの適切な配分を保証する規制上の枠組みを確立している。

この政令はまた、自家消費について支払うべき料金を2013年12月26日付電力セクター法第24/2013号に従って規定している。同法はすでに、システムのコストとサービスの資金手当てに対して、自家消費が他の消費者と同額の貢献しなければならない旨を定めていた。この規則には、消費者がコストに対する支払いから免除される2つの例外がある。

- 島嶼部の消費者及び
- 契約容量が10kW以下の少額消費者。

したがって、システム事業者及び配電業者がネットワーク内発電設備を認識し、その結果電力システムの安全な状態での正確な運営を確保するために、自家消費設備の記録が作成されている。

最後に、この政令は消費者、インストーラー及びその他の代理人に対して、その規定に適應するために6ヵ月間を与えている。

社会的補助

2013年12月26日付法律第24/2013号は、社会的補助の費用は公的サービス義務として、発電、配電及び電力販売活動を遂行する企業群の親会社又は垂直統合されたグループが肩代わりして、補助された電力料金のコストを、配電網への供給数及び供給顧客数の両方の比率に応じて引き受けることを要求している。産業・エネルギー・観光省の命令による承認に影響を及ぼすことなく、CNMCはこの比率を毎年計算する。

社会的要件、消費要件及び規則で定められている購買力に関しての要件を充足する顧客も、「社会的補助」を受ける資格を有することになる。1人当たり世帯収入の指標を参照して基準値が設定され、いずれの場合においても、これが定住地において個人に適用される。

後述される2014年3月28日付政令第216/2014号は、社会的補助がSCVP価格について25%の割引に相当する旨を定めている。

2015年10月15日付省令IET/2182/2015に従い、エンデサ・エセ・アーが資金を拠出する2015年の社会的補助の比率は41.26%である。したがって、エンデサ・エセ・アーの2015年度中の資金拠出額は78百万ユーロであった。

規制対象業務からの収益の不足額

2009年4月30日付法律第6/2009号及び2010年4月9日付法律第6/2010号は、2013年以降について設定される送電網アクセス料金が、すべての電力システム経費を補填するのに十分な、事前から見て赤字が出ないものでなければならないと規定している。2009年から2012年の期間については、2009年4月30日付法律第6/2009号は、各年度における最大の欠損を定め、各年度について設定されるアクセス料金はそれらの上限を超過することを防止するのに十分でなければならないと規定している。これらの限度額は、2010年12月23日付法律第14/2010号及び2012年12月28日付法律第29/2012号の下で変更された。

次に、上記の法律は、2001年から2008年までの期間の本土外発電において回収できなかったコストの未回収部分に対する補償金を含め、欠損の資金手当てに基づいて電力会社が累積した回収権の証券化を規制している。

さらに、この法律は、規制対象業務の決済のタイミングに差異が生じる場合に、上記の法律に規定された電力会社が一定の割合の資金を手当しなければならないこと（44.16%がエンデサに対応する。）、及び、これらの会社が、規制対象業務の決済に当たって支払った額をそれらが認識された年度について回収する権利を有することも命じている。

2010年4月9日付政令第437/2010号は、電力システムで2012年12月31日までに発生した欠損の証券化プロセスに係る規則を定めて、2014年12月12日付政令第1054/2014号は2013年に発生した欠損の証券化について定めている。最後に2014年12月15日に合意されたこれらの譲渡により、2013年までの料金不足補償金に関して認識されたすべての権利が譲渡された。

2014年度以降の事業年度については、電力セクターに係る2013年12月26日付法律第24/2013号は、発生するあらゆるタイミングの不一致は、決済システムのすべての当事者が、それぞれに割り当てられた報酬の比率に従って、見積システム収益の2%を年間金額の上限（又は累積で5%）として資金提供する旨を定めている。かかる制限を超過した場合、アクセス手数料又はアクセス料金は同じ金額分見直される。かかる制限内において収支の不一致が生じた場合、資金を提供する事業者は、市場金利相当でその後5年間でかかる資金を回収する権限を有する。

2015年11月にCNMVによって承認された2014年度分の最終的な決済に基づき、2014年度は550百万ユーロの剰余に終わった。

2015の最新の電力システム決済に従い、155百万ユーロの累積回収不足額に関連して、エンデサは連結財政状態計算書の流動金融資産にて回収権を認識した（2014年：466百万ユーロ）（注記18.1.1を参照）。

少額消費者任意価格料金（SCVP）の電力料金を計算するための方法論及び契約体系を定めている2014年3月28日付政令第216/2014号

2014年3月29日にこの政令は公布され、2014年4月1日時点で少額消費者任意価格料金（SCVP）を算出するための方法論を定めている。この政令の主要な特徴は以下のとおりである。

- SCVPの計算に使用されるエネルギーのコストは、請求対象期間における日次及び日中の1時間当たりのエネルギー価格に、修正サービス、容量に対する支払並びにシステム運営者及び市場運営者の資金提供支払を上乗せしたものである。
- システムに統合されている遠隔検針メーターを据え付けている消費者については、1時間当たりの価格が実際の1時間当たりの消費量に適用され、その他の場合は、システム運営者によって公表されているデータが使用される。
- この新たなメカニズムは、2014年4月1日付で適用される。2014年7月1日より前までは、参照サプライヤーはこの新たな制度の下で消費者に請求書を作成するためにITシステムを順応させなければならない。一方、SCVPに適用されるエネルギーのコストは、2014年第1四半期向けに設定された暫定価格となる。その後、サプライヤーITシステムがこの新SCVPに正式に適応された後の最初の請求期間において、このコストは2014年4月1日付で消費部分について請求書上で修正される。
- 加えて、2013年12月27日付法律第17/2013号に従って、2014年第1四半期に消費された電力は、ITシステムの適合後の最初の請求書上で、当該期間の市場価格と少額消費者任意価格料金（SCVP）に含められているエネルギー購入コスト・スプレッドを考慮して修正されなければならない。
- この政令はまた、公表から2ヵ月以内にスペイン市場競争委員会がエネルギー大臣に、時間単位の計測のために遠隔検針システムに接続されている検針機器から取得したデータの検証、有効化及び確定のための具体的な手続きを提案する旨を定めている。これらの提案された手続きには、すべての設置された遠隔検針メーターの遠隔検針を完了するための最長期間が含まれている。
- 代替措置として、参照サプライヤーは、SCVP適格の顧客に固定価格の形態での割引価格を1年間供与することが義務付けられ、この価格は、修正可能なアクセス料金及び残りの項目についての1年間の固定価格（ユーロ/KWについて）で構成される。この割引価格は1ヵ月間有効で、スペイン全土で共通である。各参照サプライヤーは、当該期間中ただ1つの有効な割引価格を提供することができる。
- この政令はまた、補助付の電力料金がSCVPについて25%の割引に相当する旨を定めている。

少額消費者任意価格料金（SCVP）についての時間当たりの請求手続きは、2015年6月4日に公表された。これらの手続きの下で、2015年7月1日現在で、統合されている遠隔検針メーターを据え付けている消費者は、消費に関するデータではなく、実際の時間当たりの消費量に従って請求される。上記にもかかわらず、電力会社は2015年10月1日までITシステムを適合させる猶予期間を与えられている。

エネルギー効率

エネルギー効率に関連して、成長性、競争力及び効率を向上させるための緊急措置を承認している2014年10月15日付の法律第18/2014号は、エネルギー節減の達成を目的としたエネルギー効率国家基金を創設した。また、2015年2月20日付省令IET/289/2015は、節減義務を割り当てるために使用される方法論、並びにこれらの義務の対象となる当事者、それぞれの割合及び2015年の適用期間の経済的同等額を定めた。

この省令はまた、エンデサのエネルギー効率国家基金への2015年の拠出額を30.2百万ユーロと定め、2014年に関する対応する調整額を1.9百万ユーロとした。

2015年末で、産業・エネルギー・観光省は、エネルギー効率国家基金への2016年の資金拠出義務を定めた省令案の策定を開始し、2016年のエンデサの拠出額25.3百万ユーロ及び対応する2015年の調整額0.8百万ユーロ（マイナス）を提案している。

2015年電気料金

2014年12月19日付省令第 IET/2444/2014号は、2015年のアクセス料金を承認し、現行料金を変更せず、2014年12月12日付政令第1054/2014号でスペインの法律に導入された新たな電圧区分である1kVから36kVについて新たにアクセス料金を追加した。

7月10日、スペインの個人所得税で納税者が負っている税負担を軽減する緊急措置及びその他の経済的手段を概説した法律第9/2015号が承認された。この法律は、電力セクターに係る措置を導入した。これらの措置のうち、2010年2月12日付政令第134/2010号で規制されていた供給保証の制約に係るメカニズムの2014年における終結後、当社は設備容量資金を賄うため顧客単価の17%引下げは行わない。この率は2015年8月1日から12月31日の間、暫定的に40%に引き上げられる。政府は、この措置により2013年12月26日付法律第24/2013号で義務付けられている電力システムの経済的及び資金的な持続可能性が変更されるとは考えていない。

2016年電気料金

2015年12月18日、2013年1月1日よりアクセス料金を設定する2015年12月17日付の省令第IET/2735/2015号が公布された。この省令に従って、高電圧アクセス料金6.1B（30kV超36kV以下）を除き、料金に据え置かれた。しかし、設備容量資金を賄うために顧客が支払う単価は、2015年12月31日現在の単価から21.5%引き下げられた。

ガスシステム

2015年5月22日、炭化水素セクターに係る2015年5月21日付法律第8/2015号が公布されたが、この法律は、1998年10月7日付法律第34/1998号を修正して、炭化水素の探査、調査及び使用に関連する特定の租税措置及び非租税措置を定め、炭化水素セクターの競争を促進し透明性を向上させ、不正行為を低減させ、消費者保護を強化し、消費者向け価格を引き下げ、法律違反および罰則に係る規則を適応させるために、従来の炭化水素法を改正して同法を現状により即したものとしている。

天然ガスに関して、この法律は、競争があり、透明性の高い価格を提供し、競争を促進するために新規供給者の参入を可能にする組織化された天然ガス市場の創生に努めている。組織化されたガス市場の運営業者の指名も行われ、いずれの承認を受けた天然ガス・インストーラーも検査を実施することができ（これは以前卸売業者の責任であった）、新規供給業者の参入は、現行契約が存在する場合に他のEU加盟国に天然ガスを供給する免許の相互認識を通じて奨励され、供給保証を損なうことなく、供給業者に低コストで柔軟性を提供するために最低安全在庫に関する特定的手段が採択され、戦略炭化水素備蓄当局が戦略的天然ガス在庫を維持することを可能にする。

2015年10月31日、2015年10月30日付政令第984/2015号が公布され、組織化されたガス市場及び天然ガスシステムの設置への第三者によるアクセスに対する規制が行われた。この政令には、このガス市場の運営に関する基本的な規則が、ガス設置の検査手続き等の他の措置とともに含まれている。

2015年の天然ガス料金

2014年12月19日付省令第 IET/2445/2014号は、2014年のアクセス料金を概して維持し、原材料コストの低下について変動部分を3-4%引き下げて政府が認可する料金を更新した。原材料コストの低下の結果、政府が認可する料金は7月より平均3%低下し、10月から平均1.1%低下する。

2016年の天然ガス料金

2015年12月17日付省令第 IET/2736/2015号は、2015年のアクセス料金を概して維持し、原材料コストの低下の結果、政府が認可する料金を平均3%引き下げて更新した。

[次へ](#)

注記5. 企業結合

2015年

2015年11月1日、エンデサ・エセ・アーは Galp Energía España, S.A.及びPetrogal Sucursal en Españaと、後の ENDESA Energía, S.A.U.及びENDESA Energía XXI, S.L.U.による、それぞれMadrileña Suministro de Gas, S.L.U.及びMadrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U. の株式の100%の買収を通じて、スペインにおける天然ガス供給事業の住宅部門を買収する契約を交わした（注記2.3.1を参照）。

この取引による支出は35百万ユーロであった。2015年11月1日現在の、Madrileña Suministro de Gas, S.L.U.及びMadrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U. の資産及び負債の公正価値及び帳簿価額は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	帳簿価額	公正価値
固定資産		2	26
有形固定資産		-	-
無形資産	8	-	26
固定金融資産		-	-
繰延税金資産		2	-
流動資産		28	43
棚卸資産		-	-
営業債権及びその他の債権		11	26
流動金融資産		-	-
現金及び現金同等物		17	17
資産合計		30	69
固定負債		-	10
長期引当金		-	-
長期有利子ローン及び借入金		-	-
その他の固定負債		-	-
繰延税金負債		-	10
流動負債		20	24
短期有利子ローン及び借入金		-	-
短期引当金		-	-
営業債務及びその他の流動負債		20	24
負債合計		20	34

Madrileña Suministro de Gas, S.L.U.及びMadrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U.の買収による現金の正味流出は次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

被買収会社の現金及び現金同等物	17
現金支払額	(35)
連結損益計算書に費用として認識された取得費用	-
合計	(18)

Madrileña Suministro de Gas, S.L.U.及びMadrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U.の支配権の取得以来、これらの会社は1百万ユーロ未満の利益を計上したこの買収が2015年1月1日に行われていたと仮定すると、これらの会社の2015年12月31日までの税引後利益は1百万ユーロとなっていた。

Madrileña Suministro de Gas, S.L.U.及びMadrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U.から取得した顧客ポートフォリオの公正価値測定は、当該セクターのキャッシュ・フローと同等の将来キャッシュ・フローの割引、及び企業結合が行われた時点での、ポートフォリオの推移の見通しに基づいて行われた。

2014年

2014年4月22日、Empresa Nacional de Electricidad, S.A.とSouthern Cross Latin American Private Equity Fund III, L.P.は、後者が自ら又は関連会社を通じて保有するInversiones GasAtacama Holding Ltdaの50%に相当するすべての株式持分を、Pacific Energy Sub Co.が保有する貸付金の譲渡を含め、前者が直接的に取得する関連書類と契約書に署名した。

この取引価額の総額は309百万米ドル（約227百万ユーロで、うち206百万ユーロが買収価格に関連し、21百万ユーロが貸付金の譲渡に関連する）であり、全額が同日に決済された。両当事者は、2007年8月1日に締結した株主間契約を解約した。

この取引の結果、Empresa Nacional de Electricidad, S.A.はInversiones GasAtacama Holding Ltda.における100%所有を確保し、従来は他の当事者との共同で支配していた同社の完全支配を担った。

2014年4月22日時点の当該企業結合のコストの詳細、取得した純資産の公正価値及びのれんは以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	注記	
企業結合のコスト		206
結合前公正価値		206
取得した純資産の公正価値		(411)
のれん	9	1

Inversiones GasAtacama Holding Ltda. より取得した資産及び引き受けた負債の公正価値は、以下の評価の視点で測定された。

- 類似項目の市場相場価格との比較による市場の視点。
- 資産の物理的劣化、並びに機能的及び経済的な陳腐化に関連した調整を反映したコストの視点。
- 企業結合が行われた時点での市場の期待に基づいて、予想将来キャッシュ・フロー（収益及び費用）を現在価値に更新するツールを用いた、収益の視点。

2014年4月22日現在の、Inversiones GasAtacama Holding Ltda. の資産及び負債の公正価値及び帳簿価額の詳細は以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)	
	帳簿価額	公正価値
固定資産	235	294
有形固定資産	232	266
無形資産	-	-
固定金融資産	-	-
繰延税金資産	3	28
流動資産	257	257
棚卸資産	-	-
営業債権及びその他の債権	61	61
流動金融資産	37	37
現金及び現金同等物	159	159
資産合計	492	551
固定負債	49	48
長期引当金	2	2
長期有利子ローン及び借入金	-	-
その他の固定負債	6	6
繰延税金負債	41	40
流動負債	91	91
短期有利子ローン及び借入金	43	43
短期引当金	-	-
営業債務及びその他の流動負債	48	48
負債合計	140	139
純資産		412
非支配持分		(1)
取得した純資産の公正価値		411

本注記の上記の資産は、注記32.1で説明されるラテンアメリカ事業の売却の一部を構成していた。

2014年度中に、エンデサが追加の50%の支配を取得した時点からラテンアメリカ事業の売却（注記32.1を参照）まで、Inversiones GasAtacama Holding Ltda.及びその子会社は11百万ユーロの非継続事業の税引後利益を生み出し、このうち5百万ユーロは非支配持分として会計処理された。この買収が2014年1月1日に行われていたと仮定すると、この会社はラテンアメリカ事業の売却（注記32.1を参照）までに19百万ユーロの税引後利益を生み出し、このうち12百万ユーロは非支配持分として会計処理されていた。

以前より保有していたInversiones GasAtacama Holding Ltda. の50%の取得日時点の公正価値による測定からの利益は28百万ユーロであり、連結損益計算書上で「非継続事業の税引後利益」として認識された。Inversiones GasAtacama Holding Ltda. の取得による正味キャッシュ・アウトフローの計算は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

被買収会社の現金及び現金同等物	159
現金支払額	(227)
連結損益計算書に費用として認識された取得費用	-
合計	(68)

注記6. 有形固定資産

2015年及び2014年12月31日現在の有形固定資産並びにそれぞれの日に終了した各年度中の変動の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の有形固定資産	2015年12月31日			
	取得原価	減価償却累計額	減損損失	有形固定資産 合計
土地及び建物	663	(321)	(78)	264
発電設備	24,444	(16,146)	(20)	8,278
水力発電所	3,242	(2,403)	(10)	829
石炭火力/燃料油発電所	7,853	(5,857)	(10)	1,986
原子力発電所	9,573	(6,761)	-	2,812
複合サイクル発電所	3,759	(1,119)	-	2,640
再生可能エネルギー発電所	17	(6)	-	11
送電及び配電設備	19,936	(8,655)	-	11,281
低・中電圧、計測・遠隔制御機器及びその他の設備	19,936	(8,655)	-	11,281
その他の有形固定資産	644	(418)	(72)	154
建設中の有形固定資産	901	-	(63)	838
合計	46,588	(25,540)	(233)	20,815

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の有形固定資産	2014年12月31日			
	取得原価	減価償却累計額	減損損失	有形固定資産 合計
土地及び建物	728	(367)	(88)	273
発電設備	24,580	(15,967)	(11)	8,602
水力発電所	3,171	(2,318)	(10)	843
石炭火力/燃料油発電所	8,126	(5,971)	(1)	2,154
原子力発電所	9,510	(6,647)	-	2,863
複合サイクル発電所	3,756	(1,026)	-	2,730
再生可能エネルギー発電所	17	(5)	-	12
送電及び配電設備	19,460	(8,230)	-	11,230
高電圧	-	-	-	-
低・中電圧、計測・遠隔制御機器及びその他の設備	19,460	(8,230)	-	11,230
その他の有形固定資産	698	(478)	(65)	155
建設中の有形固定資産	868	-	(24)	844
合計	46,334	(25,042)	(188)	21,104

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の 有形固定資産	2014年 12月31日 現在残高	会社の 取得/除外	投資	処分	振替及び その他(*)	為替換算 差額	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替	2015年 12月31日 現在残高
土地及び建物	728	-	-	(52)	(13)	-	-	663
発電設備	24,580	-	58	(383)	189	-	-	24,444
水力発電所	3,171	-	-	(1)	72	-	-	3,242
石炭火力/燃料油発電所	8,126	-	21	(345)	51	-	-	7,853
原子力発電所	9,510	-	35	(36)	64	-	-	9,573
複合サイクル発電所	3,756	-	2	(1)	2	-	-	3,759
再生可能エネルギー発電所	17	-	-	-	-	-	-	17
送電及び配電設備	19,460	-	1	(172)	647	-	-	19,936
低・中電圧、計測・遠隔制御機器及びその他の設備	19,460	-	1	(172)	647	-	-	19,936
その他の有形固定資産	698	-	18	(81)	9	-	-	644
建設中の有形固定資産	868	-	838	-	(805)	-	-	901
合計	46,334	-	915	(688)	27	-	-	46,588

(*) 設備の解体コストの見積りの変更の有形固定資産への適用を含む（注記16.3を参照）。

(単位：百万ユーロ)

償却費及び減損損失	2014年 12月31日 現在残高	会社の 取得/除外	損失 計上(*)	処分	振替及び その他	為替換算 差額	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替	2015年 12月31日 現在残高
土地及び建物	(455)	-	(8)	50	14	-	-	(399)
発電設備	(15,978)	-	(552)	383	(19)	-	-	(16,166)
水力発電所	(2,328)	-	(66)	1	(20)	-	-	(2,413)
石炭火力/燃料油発電所	(5,972)	-	(240)	345	-	-	-	(5,867)
原子力発電所	(6,647)	-	(151)	36	1	-	-	(6,761)
複合サイクル発電所	(1,026)	-	(94)	1	-	-	-	(1,119)
再生可能エネルギー発電所	(5)	-	(1)	-	-	-	-	(6)
送電及び配電設備	(8,230)	-	(586)	171	(10)	-	-	(8,655)
低・中電圧、計測・遠隔制 御機器及びその他の設備	(8,230)	-	(586)	171	(10)	-	-	(8,655)
その他の建設中有形固定資産	(567)	-	(67)	81	-	-	-	(553)
合計	(25,230)	-	(1,213)	685	(15)	-	-	(25,773)

(*) 減損損失53百万ユーロが含まれる（注記28を参照）。2015年の減価償却費計上額は1,160百万ユーロであった（注記28を参照）。

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の 有形固定資産	2013年 12月31日 現在残高 (修正再 表示後)	会社の 取得/除外	投資	処分	振替 及び その他(*)	為替換算 差額	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替 (注記32.1)	2014年 12月31日 現在残高
土地及び建物	1,126	4	1	(67)	49	3	(388)	728
発電設備	34,322	291	51	(44)	446	(131)	(10,355)	24,580
水力発電所	10,088	-	-	(2)	57	(24)	(6,948)	3,171
石炭火力/燃料油発電所	9,360	-	20	(22)	243	(50)	(1,425)	8,126
原子力発電所	9,395	-	31	(17)	101	-	-	9,510
複合サイクル発電所	5,304	291	-	(3)	45	(51)	(1,830)	3,756
再生可能エネルギー発電所	175	-	-	-	-	(6)	(152)	17
送電及び配電設備	24,618	6	1	(186)	637	(32)	(5,584)	19,460
高電圧	1,141	6	-	-	20	33	(1,200)	-
低・中電圧、計測・遠隔制 御機器及びその他の設備	23,477	-	1	(186)	617	(65)	(4,384)	19,460
その他の有形固定資産	954	152	143	(74)	18	1	(496)	698
建設中の有形固定資産	2,567	14	1,251	(5)	(909)	(25)	(2,025)	868
合計	63,587	467	1,447	(376)	241	(184)	(18,848)	46,334

(*) 設備の解体コストの見積りの変更の有形固定資産への適用を含む（注記16.3を参照）。

(単位：百万ユーロ)

償却費及び減損損失	2013年 12月31日 現在残高 (修正再 表示後)	会社の 取得/除外	損失 計上 ^(*)	処分	振替及び その他	為替換算 差額	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替 (注記32.1)	2014年 12月31日 現在残高
土地及び建物	(583)	-	(48)	64	1	(4)	115	(455)
発電設備	(20,164)	(107)	(809)	44	1	112	4,945	(15,978)
水力発電所	(5,724)	-	(131)	2	-	47	3,478	(2,328)
石炭火力/燃料油発電所	(6,320)	-	(264)	22	-	27	563	(5,972)
原子力発電所	(6,440)	-	(224)	17	-	-	-	(6,647)
複合サイクル発電所	(1,641)	(107)	(185)	3	1	37	866	(1,026)
再生可能エネルギー発電所	(39)	-	(5)	-	-	1	38	(5)
送電及び配電設備	(10,516)	(6)	(673)	186	(3)	37	2,745	(8,230)
高電圧	(596)	(6)	(20)	-	(1)	(13)	636	-
低・中電圧、計測・遠隔制 御機器及びその他の設備	(9,920)	-	(653)	186	(2)	50	2,109	(8,230)
その他の建設中有形固定資産	(733)	(88)	(125)	74	1	2	302	(567)
合計	(31,996)	(201)	(1,655)	368	-	147	8,107	(25,230)

(*) 減損損失122百万ユーロが含まれ、全額が継続事業によるものであった（注記28を参照）。継続事業及び非継続事業に関連した2014年の減価償却費計上額は、それぞれ1,261百万ユーロ及び272百万ユーロ（注記28及び32.1を参照）であった。

有形固定資産には、以下の共有資産が含まれる。

(単位：百万ユーロ)

	持分割合（％）	2015年12月31日	2014年12月31日
Central Nuclear Vandellós II, C.B.	72%	884	897
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85%	682	685
Central Nuclear de Almaraz, C.B.	36%	374	368
Central Térmica de Anllares, C.B.	33%	-	-
Salto del Navia, C.B.	50%	15	17

6.1. 有形固定資産に関する追加情報

主要な投資

2015年度及び2014年度における有形固定資産投資の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年
発電及び給電	328
配電	585
その他	2
合計	915

(単位：百万ユーロ)

	2014年			
	発電及び給電	配電及び送電	その他	合計
スペイン及びポルトガル	307	619	2	928
ラテンアメリカ(*)	317	202	-	519
合計	624	821	2	1,447

(*) 2014年のラテンアメリカへの投資は2014年7月31日まで会計処理され、その時点で売却された会社（注記32.1を参照）は財政状態計算書上で「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」に組み替えられた。2014年7月31日からラテンアメリカ事業の売却までの間に行われた投資は240百万ユーロに上った。

2015年の発電設備投資は、主に2014年12月31日時点ですでに稼働していた発電所、並びに産業排出指令に関連し、耐用年数を延長したリトラル石炭発電所への投資59百万ユーロ（2014年：52百万ユーロ）に関連している。

販売費は主に、付加価値商品及びサービスに関連した活動の展開に関連している。

配電における投資は、より高い効率性とサービスの質に向けたネットワークの最適化を目指すネットワークの拡張及び支出に係るものである。また、遠隔管理スマート・メーター及びそのオペレーティング・システムの設置の拡大に伴う投資も含まれていた。

ファイナンス・リース

2015年及び2014年12月31日現在、有形固定資産には、ファイナンス・リースに基づいて保有する資産の帳簿価額を反映したそれぞれ493百万ユーロ及び518百万ユーロが含まれていた。（注記17.1を参照）。予測される将来の支払額及びその現在価値は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

期間	将来の支払予測額		将来の支払予測額の現在価値	
	2015年12月31日	2014年12月31日	2015年12月31日	2014年12月31日
1年以内	52	58	22	27
1年超5年以内	193	195	87	84
5年超	597	641	408	428
合計	842	894	517	539
金利	(325)	(355)	N/A	N/A
将来の支払予測額の現在価値	517	539	N/A	N/A

原則として、購入オプションを伴うリースの価額は、最終分割払額に一致している。

ファイナンス・リースに基づく資産は、主にEndesa Generación, S.A.U.のElecgas, S.A.（ENDESA Generación, S.A.U. が50%の持分を有する）との間の、20年間を残す25年間のトーリング契約から発生し、Elecgas, S.A.はこの契約により、その発電所の能力全部をENDESA Generación, S.A.U. に提供すること、及び、9.62%の利息を発生する権利と引換えに、供給されるガスを電力に変換することを約束している。

オペレーティング・リース

リース賃借人

2015年度の連結損益計算書には有形固定資産のオペレーティング・リースに関連して発生した29百万ユーロが含まれている（2014年度は52百万ユーロであり、このうち33百万ドルが継続事業によるものであり、19百万ユーロが非継続事業によるものであった）（注記27を参照）。

エンデサは、本社をリースしている。2013年2月14日、過年度に再交渉された、現行リースを10年間延長する新たなリースの条件及び期間が発効した（2013年 - 2023年）。加えて、エンデサは、事務所を置いている一部の建物をリースしており、その残存リース期間は1年から12年である。

エンデサは、（電線及び発電機等の）特定の技術的設備もリースしている。これらのリースの期間は約2年であり、リースの満了時に更新の交渉が行われる。

これらのリース契約に基づく将来支払額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
期間	2015年12月31日	2014年12月31日
1年以内	25	34
1年超5年以内	78	74
5年超	66	55
合計	169	163

環境

エンデサの環境保護活動への投資は2015年には84百万ユーロに上った（2014年は113百万ユーロに上り、このうち60百万ドルが継続事業によるものであり、53百万ユーロが非継続事業によるものであった）。この結果2015年12月31日現在の累積投資は1,441百万ユーロ（2014年12月31日現在は1,369百万ユーロ）となった。

2015年度中の環境費用は99百万ユーロとなった（2014年度は118百万ユーロとなり、うち116百万ユーロが継続事業によるものであり、2百万ユーロが非継続事業によるものであった）。この費用合計のうち、41百万ユーロは上記投資の減価償却費の計上に対応し、その全額が継続事業によるものであった（2014年は50百万ユーロで全額が継続事業によるものであった）。

減損テスト

2015年に実施された減損テストの結果、土地について以下に対応する53百万ユーロの減損引当金が計上された（注記28を参照）。

- 発電資産の総額46百万ユーロ（注記33.2を参照）。
 - 承認済の産業計画に従って、実行されない一部の発電所（それぞれ3百万ユーロ）における進行中のプロジェクトに関連する調査から発生した7百万ユーロに上る減損。
 - 計画を断念する決定による、モラレッツ火力発電所の発電能力を増強するプロジェクト調査及び当該プロジェクトに関連するその他の資産の減損（21百万ユーロ）。
 - ヒラボロス水力発電所建設プロジェクトに関連する回収不能と見積もられる原価の減損（10百万ユーロ）（注記8.1及び27を参照）。
 - 本土システム外と推定される発電資産に対応する8百万ユーロ。

- 配電資産7百万ユーロ（注記33.2を参照）。
 - Josel, S.L. に有利な裁定（注記16.3を参照）の結果受領した土地に対応する、鑑定の結果発生した7百万ユーロの減損。

2015年12月31日現在、これらの資産の回収可能価額は次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	
	2015年
燃料及び水力発電所プロジェクト	-
モラレッツ水力発電所プロジェクト	-
ヒラボロス水力発電所	-
Josel, S.L.の土地	62
その他	-
合計	62

2014年度に継続事業で計上された引当金は122百万ユーロであり、主に以下に対応している。

- 発電資産48百万ユーロ（注記33.2を参照）。
 - 発電所建設予定であったが、最終的にはその目的では使用されなかった土地の外部鑑定に関連する減損25百万ユーロ。
 - 上記発電所の建設プロジェクトに関連した工学研究の減損15百万ユーロ。
 - ヒラボロス水力発電所建設プロジェクトに関連するプロジェクト調査及びその他の資産における、当該投資からの将来キャッシュ・フローの減少による減損（8百万ユーロ）（注記8.1を参照）。
- 配電資産71百万ユーロ（注記33.2を参照）。
 - 土地の減損には、計画上の指定が変更された特定の不動産の売却から発生したJosel, S.L.に有利な最高裁判所の裁定（注記16.3を参照）が含まれ、第三者独立鑑定人はこの減損を65百万ユーロと見積もった。
 - その他の土地の減損は変電所に関連しており、その目的が変更されたことにより、外部鑑定を実施した結果、6百万ユーロの減損が認識された。

2014年12月31日現在のこれらの資産の回収可能価額は次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	
	2014年
発電所に関連した土地及びその他の資産	3
ヒラボロス水力発電所	8
Josel, S.L.の土地	62
その他の土地	3
合計	76

その他の情報

2014年5月28日、エンデサはバルセロナ県のクベジェスに所在するフォイックス火力発電所の閉鎖のための、産業省（Minetur）のエネルギー政策及び鉱山局の承認を申請した。2015年3月10日、スペイン市場競争委員会（CNMC）は ENDESA Generación, S.A.U. にこの火力発電所の閉鎖の承認を与え、その結果、2015年度にこの発電所の認識は中止された。この発電所は全額が減価償却済であり、取得原価及び減価償却累計額は、それぞれ272百万ユーロであった。2015年12月31日現在、連結財政状態計算書上で「長期引当金」に取壊し引当金が14百万ユーロ認識されている（注記16.3を参照）。

2015年11月12日、産業・エネルギー・観光省のエネルギー政策及び鉱山局長はクビージョス・デル・シル（レオン）に所在するコンポステージャ火力発電所のグループ2の最終的な閉鎖を承認した。この設備の2015年度における取得原価及び償却累計額は、それぞれ58百万ユーロであった。同日時点で、取壊し引当金が設定され、連結財政状態計算書の長期引当金に10百万ユーロが計上された（注記16.3を参照）。

エンデサが事業を行っている主要な地理的地域別の有形固定資産の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日	2014年12月31日
スペイン	20,363	20,621
ポルトガル	452	483
合計	20,815	21,104

2015年12月31日現在、エンデサ各社は606百万ユーロ（2014年12月31日現在は787百万ユーロ）に上る有形固定資産を購入する契約債務を有しており、これは主に、その大部分が2016年と2017年に実行されるエンデサの生産基盤における発電及び配電設備への投資、ネットワークの拡張又は改善に焦点を当てた配電設備投資、並びに2024年まで予測されている遠隔管理スマート・メーターへの投資に関連している。

2015年及び2014年12月31日現在、ジョイント・ベンチャーから有形固定資産を購入する契約債務はなかった。

2015年12月31日現在の完全に償却済みだが引き続き使用中の有形固定資産の金額は、242百万ユーロで重要ではなかった。

2015年及び2014年12月31日現在、第三者への資金供与のために保証として差し入れている有形固定資産はない。

エンデサ及び子会社は、各々の有形固定資産の毀損及び事業活動に当たって提起される可能性のある請求のリスクをカバーするために付保を行ってきている。当社は、これらの保険による補償が十分であると考えている。発電所の停止の結果発生する可能性がある利益の喪失も付保されている。2015年度中の主要な損害に対して認識された保険による補償は29百万ユーロ（2014年度は59百万ユーロであり、うち9百万ユーロが継続事業によるものであり、50百万ユーロが非継続事業によるもの）であった。

スペインの現行法及び2013年12月26日付の電力セクターに係る法律第24/2013号に従い、エンデサは、発電所で発生し得る原発事故の第三者責任を追及する賠償請求に備えて最大700百万ユーロの保険を掛けている。この金額を超える損害もしくは損害賠償は、スペイン政府が締結する国際協定に基づき決定されることとなる。またエンデサは、原子力発電所に関して、設備（貯蔵核燃料を含む）及び機械の故障による損害に備えて各発電所につき最大1,500百万米ドル（約1,380百万ユーロ）の保険を掛けている。

2011年5月28日、スペイン政府は、原子力による被害又は放射性物質による被害に対する民事責任を規定する2011年5月27日付法律第12/2011号を公布した。同法では、事業者の責任を1,200百万ユーロに引き上げつつも、この責任を複数の方法で付保することを事業者に認めている。同法の効力発生は、原子力の分野における第三者責任に関する条約（パリ条約）を改正する2004年2月12日付議定書及びパリ条約を補足する条約（ブリュッセル条約）を改正する2004年2月12日付議定書の効力発生によるが、両議定書は本連結財務書類の作成時点で一部のEU加盟国で批准されていない。

注記7. 投資不動産

2015年度及び2014年度における投資不動産及びその変動の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年 12月31日 現在残高	会社の 取得/ 除外	投資	不動産の 振替	売却に よる処分	為替換算 差額	その他	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替	2015年 12月31日 現在残高
スペイン、ポルトガルにおける投資不動産	22	-	-	(1)	-	-	-	-	21
合計	22	-	-	(1)	-	-	-	-	21

(単位：百万ユーロ)

	2013年 12月31日 現在残高 (修正再 表示後)	会社の 取得/ 除外 (*)	投資	不動産の 振替	売却に よる処分	為替換算 差額	その他 (**)	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替 (注記32.1)	2014年 12月31日 現在残高
スペイン、ポルトガルにおける投資不動産	15	11	-	-	-	-	(4)	-	22
ラテンアメリカにおける投資不動産	62		1	-	(2)	(3)	-	(58)	-
合計	77	11	1	-	(2)	(3)	(4)	(58)	22

(*) Nueva Marina Real Estate, S.L. の連結範囲からの除外に関連するものである（注記2.3.1を参照）。

(**) 減損損失2百万ユーロが含まれ、全額が継続事業によるものであった（注記28を参照）。

7.1. 不動産投資に関する追加情報

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサのすべての投資不動産はスペインに所在している。

2014年に実施された減損テストの結果、土地に関して継続事業に対応して2百万ユーロの減損引当金が計上された（注記28を参照）。2014年12月31日現在、減損が発生している資産の回収可能価額は5百万ユーロであった。

2015年12月31日現在の投資不動産の市場価値は、58百万ユーロ（2014年12月31日現在は61百万ユーロ）であった（注記3b及び18.6.2を参照）。

2015年及び2014年12月31日現在、全額減価償却済みの投資不動産はなく、売却に関する制限を伴うものもなかった。2015年度及び2014年度の連結損益計算書において認識された投資不動産に対する直接費用は、重要ではなかった。2015年及び2014年12月31日現在、マラガ市との間で締結した市街地開発契約に係るNueva Marina Real Estate, S.L.契約債務を除き、エンデサには投資不動産を購入、建設又は開発する契約債務も、修理、保守及び改良に関する債務もなかった。

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサは投資不動産を購入、建設又は開発する契約債務も、修理、保守及び改良する契約債務もない。

エンデサは、投資不動産の毀損及び事業活動に当たって提起される可能性のある請求のリスクをカバーするために付保を行ってきている。当グループは、これらの保険が提供する補償が十分であると考えている。

注記8. 無形資産

2015年及び2014年12月31日現在における無形資産の残高は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日			
	取得原価	償却累計額	減損損失	純額
コンピュータ・ソフトウェア	1,230	(870)	-	360
委譲契約	101	(22)	(65)	14
その他	107	(53)	-	54
合計	1,438	(945)	(65)	428

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日			
	取得原価	償却累計額	減損損失	純額
コンピュータ・ソフトウェア	1,209	(853)	-	356
委譲契約	101	(21)	(67)	13
その他	66	(47)	-	19
合計	1,376	(921)	(67)	388

2015年度及び2014年度における無形資産及びその変動の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年 12月31日 現在残高	連結 範囲への 会社組入/ 除外(注記 5)	投資	減価 償却費、 償却費 及び減損 損失(*)	処分	振替及び その他	為替換算 差額	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替	2015年 12月31日 現在残高
コンピュータ・ソフトウェア	356	-	107	(88)	-	(15)	-	-	360
委譲契約	13	-	-	-	-	1	-	-	14
その他	19	26	3	(8)	-	14	-	-	54
合計	388	26	110	(96)	-	-	-	-	428

(*) 減損損失の戻し1百万ユーロが含まれる(注記28を参照)。

(単位：百万ユーロ)

	2013年 12月31日 現在残高 (修正再 表示後)	連結 範囲への 会社組入/ 除外	投資	減価 償却費、 償却費 及び減損 損失(*)	処分	振替及び その他	為替換算 差額	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替 (注記32.1)	2014年 12月31日 現在残高
二酸化炭素 (CO ₂)排出枠、 CERs及びERUs	193	-	-	49	(261)	19(**)	-	-	-
コンピュータ・ソフトウェア	402	-	92	(82)	-	3	-	(59)	356
委譲契約	1,502	-	138	(154)	-	32	141	(1,646)	13
その他	128	-	15	(11)	-	(15)	2	(100)	19
合計	2,225	-	245	(198)	(261)	39	143	(1,805)	388

(*) 32百万ユーロの減損の戻しを含み、うち17百万ユーロは継続事業によるものであり(注記28を参照)、15百万ユーロは非継続事業によるものであった(注記32.1を参照)。継続事業及び非継続事業に関連した2014年の減価償却計上額は、それぞれ89百万ユーロ(注記28を参照)及び77百万ユーロ(注記32.1を参照)であった。

(**) 注記3i.2を参照。

8.1. 無形資産に関する追加情報

連結範囲への会社組入/除外

2015年度に、Madrileña Suministro de Gas, S.L.U.及びMadrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U.の100%持分を取得し、両社は後にそれぞれENDESA Energía, S.A.U.及びENDESA Energía XXI, S.L.U.により買収された(注記5を参照)。この取引の結果、2015年12月31日現在で、無形資産には取得した顧客のポートフォリオに対応する26百万ユーロが含まれている。

主要な投資

2015年度及び2014年度における無形資産に対する投資の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年
発電及び給電	47
配電	37
その他	26
合計	110

(単位：百万ユーロ)

	2014年			
	発電及び給電	配電及び送電	その他	合計
スペイン及びポルトガル	39	27	33	99
ラテンアメリカ(*)	5	141	-	146
合計	44	168	33	245

(*) ラテンアメリカへの投資は2014年7月31日までの無形資産投資に対応し、その時点で売却された会社は財政状態計算書上で「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」に組み替えられた（注記32.1を参照）。2014年7月31日からラテンアメリカ事業の売却までの間に行われた投資は51百万ユーロに上った。

2015年度及び2014年度のスペイン及びポルトガル事業への投資は、主にコンピューター・ソフトウェアに関連している。2014年のラテンアメリカ事業における投資には、主に委譲契約の性質を考慮し、関連する資産の一部を無形資産として及び一部をIFRIC第12号に基づく金融資産として認識しているため、ブラジル国内の配電事業における投資が含まれている。

減損テスト

2015年度に3百万ユーロの減損の戻しが認識された（注記28を参照）が、これは主に過年度にDistribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U.の譲与について計上された1百万ユーロが、予想キャッシュ・フローの増加により戻されたことに対応するものであった。2015年12月31日現在、減損が発生している資産の回収可能価額は18百万ユーロであった。

2014年度に継続事業で計上された引当金は17百万ユーロ（注記28を参照）であり、以下に対応している。

ヒラボロス中央水力発電所（ポルトガル）建設プロジェクトの委譲に対応して回収可能と見積もられた発電資産35百万ユーロ（注記6.1、27及び33.2を参照）。

Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U. の委譲に対応する配電資産31百万ユーロで、報酬が予想を下回ったことに伴う将来キャッシュ・フローの減少の結果発生した（注記33.2）を参照。

2014年12月31日現在、これらの資産の回収可能価額は次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年
ヒラボロス水力発電所	-
Distribuidora Eléctrica Puerto de la Cruz, S.A.U.の委譲	17
合計	17

2014年に、減損損失の戻し49百万ユーロが認識された（注記33.2を参照）。

その他の情報

エンデサが事業を行っている主要な地理的地域別の無形資産の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日	2014年12月31日
スペイン	428	388
ポルトガル	-	-
合計	428	388

2015年12月31日現在、エンデサの無形資産の購入約定債務は2百万ユーロ（2014年12月31日現在は3百万ユーロ）であった。ジョイント・ベンチャーは2015年度及び2014年度において無形資産を取得する約定債務を有していなかった。

2015年12月31日現在の、全額償却済みで依然として使用中の無形資産の金額は、163百万ユーロであった。

注記9. のれん

2014年度に、エンデサはInversiones GasAtacama Holding Ltda.の50%部分の支配を追加で確保した。この取得の結果、1百万ユーロに上るのれんが発生した（注記5を参照）。

また、2,240百万ユーロののれん全額が、注記32.1に記載されている売却に含まれる会社に対応するため、2014年7月31日に「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」に振り替えられた。したがって2015年度及び2014年度には、のれんはなかった。

2014年度における、のれんが配分された資金生成単位（CGU）又はCGUのグループ別ののれん及び変動の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2013年 12月31日 現在残高 (修正再 表示後)	企業結合	処分	減損損失	振替及び その他	為替換算 差額	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替 (注記32.1)	2014年 12月31日 現在残高
チリの子会社(チリ)	1,905	-	-	-	-	(86)	(1,819)	-
Companhia Energética do Ceará, S.A.(ブラジル)	131	-	-	-	-	11	(142)	-
Ampla Energia e Serviços, S.A. (ブラジル)	92	-	-	-	-	7	(99)	-
Edegel, S.A.A.(ペルー)	100	-	-	-	-	3	(103)	-
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. (ペルー)	49	-	-	-	-	2	(51)	-
Hidroeléctrica El Chocón, S.A. (アルゼンチン)	9	-	-	-	-	(2)	(7)	-
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.(チリ)	-	1	-	-	-	1	(2)	-
その他	16	-	-	-	-	1	(17)	-
合計	2,302	1	-	-	-	(63)	(2,240)	-

注記10. 持分法適用投資及び共同支配事業

10.1. 持分法適用投資

2015年度及び2014年度の持分法適用投資の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日	2014年12月31日現在
関連会社	903	888
ジョイント・ベンチャー	184	216
合計	1,087	1,104

2015年度及び2014年度に関連会社及びジョイント・ベンチャーに供与された貸付金及び関連する取引の詳細は注記18.1.1及び34.2で開示されている。

2015年度及び2014年度中のエンデサの主な持分法適用投資対象の関連会社又はジョイント・ベンチャー及びその変動は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年 12月31日 現在残高	連結 範囲への 会社組入/ 除外)	投資又は 増加	処分又は 減少	持分法 適用対象 の利益/ (損失)の 持分	配当金	為替換算 差額	振替及び その他	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替 (注記32.2 を 参照)	2015年 12月31日 現在残高
関連会社	888	-	-	-	12	-	-	8	(5)	903
ENEL Green Power España, S.L. (EGPE)	852	-	-	-	10	-	-	8	-	870
Tecnatom, S.A.	31	-	-	-	2	-	-	-	-	33
Elcogas, S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他	5	-	-	-	-	-	-	-	(5)	-
ジョイント・ベンチャー	216	-	24	-	(27)	(16)	-	28	(41)	184
ENEL Insurance, N.V.	99	-	-	-	5	-	-	-	(41)	63
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	60	-	-	-	8	(6)	-	-	-	62
Nuclenor, S.A.	-	-	24	-	(58)	-	-	34	-	-
その他	57	-	-	-	18	(10)	-	(6)	-	59
合計	1,104	-	24	-	(15)	(16)	-	36	(46)	1,087

(単位：百万ユーロ)

	2013年 12月31日 現在残高 (修正再 表示後)	連結 範囲への 会社組入/ 除外	投資又は 増加	処分又は 減少	持分法 適用対象 の利益/ (損失)の 持分(*)	配当金	為替換算 差額	振替及び その他	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替 (注記32.1)	2014年 12月31日 現在残高
関連会社	880	-	-	-	(11)	(12)	-	47	(16)	888
ENEL Green Power España, S.L. (EGPE)	825	-	-	-	30	-	-	(3)	-	852
Tecnatom, S.A.	30	-	-	-	1	-	-	-	-	31
Elcogas, S.A.	-	-	-	-	(51)	-	-	51	-	-
その他	25	-	-	-	9	(12)	-	(1)	(16)	5
ジョイント・ベンチャー	528	(179)	38	-	(20)	(16)	1	17	(153)	216
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	171	(179)	-	-	4	-	4	-	-	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.	96	-	4	-	(1)	-	(5)	-	(94)	-
ENEL Insurance, N.V.	90	-	-	-	9	-	-	-	-	99
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A.	58	-	-	-	6	(4)	-	-	-	60
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A.E.S.P.	45	-	-	-	2	-	3	-	(50)	-
Nuclenor, S.A.	12	-	34	-	(56)	-	-	10	-	-
その他	56	-	-	-	16	(12)	(1)	7	(9)	57
合計	1,408	(179)	38	-	(31)	(28)	1	64	(169)	1,104

(*) 持分法適用投資対象の利益/(損失)の持分のうち、44百万ユーロの損失は継続事業に対応し、13百万ユーロの利益は非継続事業（注記32.1を参照）に対応する。

関連会社

次の表は添付の連結財務書類の作成に使用された、主要な関連会社の財務書類から引用された2015年及び2014年12月31日現在の情報を反映している。

(単位：百万ユーロ)

	関連会社					
	ENEL Green Power España, S.L.		Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.	
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
固定資産	2,257	3,087	77	72	3	9
流動資産	933	215	69	63	53	101
現金及び現金同等物	47	74	5	2	19	21
その他の流動資産	886	141	64	61	34	80
資産合計	3,190	3,302	146	135	56	110
株主持分	1,924	1,662	72	67	(101)	(34)
固定負債	1,008	1,373	28	26	129	2
長期金融債務	717	1,028	26	23	129	-
その他の固定負債	291	345	2	3	-	2
流動負債	258	267	46	42	28	142
短期金融債務	100	63	8	8	-	129
その他の流動負債	158	204	38	34	28	13
株主持分及び負債合計	3,190	3,302	146	135	56	110

(単位：百万ユーロ)

	関連会社					
	ENEL Green Power España, S.L.		Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.	
	2015年	2014年	2015年	2014年	2015年	2014年
売上高	607	335	104	97	58	124
減価償却費、償却費及び減損損失	(166)	(160)	(8)	(7)	-	(42)
金融収益	17	23	1	-	-	-
金融費用	(81)	(65)	1	(1)	-	(2)
税引前利益/(損失)	264	43	6	2	(65)	(24)
法人所得税	2	44	(1)	-	-	-
継続事業の利益/(損失)	266	87	5	2	(65)	(24)
非継続事業の税引後利益/(損失)	-	-	-	-	-	-
その他の包括利益	21	(7)	-	-	-	-
包括利益合計	287	80	5	2	(65)	(24)

2015年度及び2014年度のこれらの会社の株主持分の詳細は、ENEL Green Power España, S.L.及びTecnatom, S.A.を除き、個別会社の情報に対応しているが、上記2社については、これらの会社の連結財務書類に対応している。

ENEL Green Power España, S.L.(EGPE)

エンデサは、スペイン及びポルトガルにおける再生可能エネルギー源による発電会社であるENEL Green Power España, S.L. の40%持分を保有している。

2015年及び2014年12月31日現在の、ENEL Green Power España, S.L.の持分の帳簿価額の調整計算及び同社に関する財務情報は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日	2014年12月31日
会社の株主持分	1,816	1,540
所有比率による持分(40%)	726	616
のれん	144	236
投資の帳簿価額	870	852

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年
会社の利益/(損失)	254	75
会社の利益/(損失) (40%)	102	30
のれん	(92)	-
持分法適用会社の利益/(損失) (40%)	10	30

2015年度に、ENEL Green Power España, S.L.(EGPE)によるポルトガルにおける事業の処分は、Finerge Gestão de Projectos Energéticos, S.A.(Portugal)の株主資本への投資のFirst State Wind Energy Investments, S.A.への売却を通じて実現され、この投資の帳簿価額の一部として認識されたのれんを92百万ユーロ減少させた。

エンデサの取締役が入手可能な見積り及び予測に基づく、ENEL Green Power España, S.L.の予測キャッシュ・フローは、この持分に関して認識されたのれんが回収されることを示している。ENEL Green Power España, S.L.の回収可能価値の計算に使用された仮定は、注記3e.2に記載された仮定と同様である。

Elcogas, S.A.

供給保証上の制約を解決する手続きを定めた政令に示された施策の適用の終結を受けての経済的な存続不可能性を考慮し、石炭ガス化を通じて発電を行い、エンデサが40.99%を保有するElcogas, S.A.は、2014年12月31日時点で業務を停止することを決定した。このため、同社は2014年7月1日に産業・エネルギー・観光省に操業停止の認可申請を提出した。だが、スペイン産石炭に関する具体的な計画の承認に近い旨の発表を考慮して、Elcogas, S.A.の取締役会は、この新計画の下での同社の存続可能性を評価することを可能にするために、2015年1月13日に操業停止申請の一時的な停止を申請した。この決定は、2015年2月4日の株主総会で承認された。

2015年9月18日、スペインの官報（以下、本第6において「BOE」という。）は、プエルトリャノ自治体（シウダ・レアル県）に所在する320MW総合複合サイクル・ガス化火力発電所を閉鎖する承認をElcogas, S.A.に与えた、エネルギー政策及び鉱山局長による2015年7月31日付決定事項を公布した。この閉鎖はこの決定事項の日付から3ヵ月以内に実行されなければならない。Elcogas, S.A.はまた、この決定事項の日付から4年以内にこの火力発電所を部分的に解体しなければならない。2015年10月30日、産業・エネルギー・観光省は、同社が実行可能な計画を提示した、2016年1月31日までの閉鎖の3ヵ月間の、特別かつ一度限りの延期を認める決定事項を承認した。

2015年12月21日、Elcogas, S.A.の取締役会は産業・エネルギー・観光省に提出するための、同社を存続可能にするための最低条件を含んだ実行計画を承認した。2016年1月18日、同省は計画案を却下し、その結果、実行計画不在の中で、2016年1月21日にElcogas, S.A.の取締役会は設定された最長期間内に当該発電所の退役及び閉鎖を進めることに同意した。

Elcogas, S.A.の債務超過部分は、2015年12月31日現在の連結財政状態計算書の負債の部の長期引当金として認識されている55百万ユーロによってカバーされている（2014年12月31日現在は55百万ユーロ）（注記16.3を参照）。

ジョイント・ベンチャー

下の表は、添付の連結財務書類の作成に使用された、主要なジョイント・ベンチャーの財務書類から引用された2015年及び2014年12月31日現在の情報を示している。

(単位：百万ユーロ)

	ジョイント・ベンチャー					
	ENEL Insurance, N.V.		Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Nucenor, S.A.	
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
固定資産	111	199	326	378	69	74
流動資産	516	364	140	140	79	99
現金及び現金同等物	327	155	102	96	1	1
その他の流動資産	189	209	38	44	78	98
資産合計	627	563	466	518	148	173
株主持分	207	197	162	156	(19)	(21)
固定負債	293	243	214	261	98	108
長期有利子ローン及び借入金	-	-	198	242	-	-
その他の固定負債	293	243	16	19	98	108
流動負債	127	123	90	101	69	86
短期有利子ローン及び借入金	-	-	44	51	-	-
その他の流動負債	127	123	46	50	69	86
株主持分及び負債合計	627	563	466	518	148	173

	ジョイント・ベンチャー					
	ENEL Insurance, N.V.		Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Nucenor, S.A.	
	2015年	2014年	2015年	2014年	2015年	2014年
売上高	131	131	221	195	8	25
減価償却費、償却費及び減損損失	-	-	(53)	(53)	(3)	(3)
金融収益	22	24	-	-	-	5
金融費用	(1)	-	(2)	(3)	(2)	(2)
税引前利益/(損失)	13	24	29	22	(42)	(112)
法人所得税	(3)	(6)	(8)	(6)	(4)	-
継続事業の利益/(損失)	10	18	21	16	(46)	(112)
非継続事業の税引後利益/(損失)	-	-	-	-	-	-
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-
包括利益合計	10	18	21	16	(46)	(112)

2015年度及び2014年度のこれらの会社の株主持分（ジョイント・ベンチャー）の詳細は、ENEL Insurance, N.V. を除き、個別会社の情報に対応しているが、同社については、連結財務書類に対応している。

Nuclenor, S.A.

Nuclenor, S.A.の主要な事業は、同社がサンタ・マリア・デ・ガローニャに所有する原子力発電所の運営であるが、運転認可は2013年7月6日に失効した。したがって、Nuclenor, S.A.の主要資産であるサンタ・マリア・デ・ガローニャ原子力発電所は、2014年及び2015年には運転されておらず、会社は操業を停止中で解体前の段階に到達しており、約3年で解体が完了すると見込まれている。

使用済核燃料及び放射性廃棄物の責任と安全管理についての2014年2月21日付政令第102/2014号により、Nuclenor, S.A.はサンタ・マリア・デ・ガローニャ原子力発電所の運転認可を無期限に延長する申請を2014年7月6日より前に提出する資格を得て、同社はこの政令に従って、新たな運転許可を取得するために必要な措置を取っている。この目的を達成するために、Nuclenor, S.A.は2014年5月27日に、運転認可を2031年まで更新するために必要な資料を産業・エネルギー・観光省に提出し、同省は2014年6月2日に、原子力安全諮問委員会（CSN）に更新の承認のために必須の報告書の依頼を行い、同委員会は2014年7月30日に、更新のための追加資料及び要件を要求した捕捉技術指示書ITC/14/01号をNuclenor, S.A.に送付した。当連結財務書類作成日現在、同委員会は運転認可の交付のために設定される条件を評価することを可能にするために提供される書類に関連して、応答していなかった。

2015年度上半期の連結損益計算書上の持分法適用会社の利益/(損失)には、Nuclenor, S.A.における50%持分に関連し、前パラグラフで説明した要請に係る原子力安全諮問委員会（CSN）の法定報告書の発行に要している期間が超過している事態を考慮して、同社で発生するコストの上昇の見積りをカバーするための引当金の認識から発生した58百万ユーロの損失影響（2014年度は56百万ユーロ）が含まれている。2015年度における損失影響には、2015年度に拠出した資金の額に対応する24百万ユーロが含まれ、残りの34百万ユーロは、Nuclenor, S.A.の債務超過部分のエンデサの投資に対応する部分を賄うために、2015年12月31日時点の連結財政状態計算書の負債の部の長期引当金として認識された（注記16.3を参照）。

残りの会社

エンデサが重要な影響力を有する、個別には重要性が低い又は比較的重要とみなされる関連会社又はジョイント・ベンチャーそれぞれの財務書類の合算ベースでの2015年及び2014年12月31日現在の情報は次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	関連会社		ジョイント・ベンチャー	
	2015年(*)	2014年	2015年	2014年
継続事業の利益/(損失)	(3)	-	45	40
非継続事業の税引後利益/(損失)	-	-	-	-
その他の包括利益	-	-	14	(53)
包括利益合計	(3)	-	59	(13)

エンデサが重要な影響力を有する投資対象の完全な一覧は、当連結財務書類の付表 に記載されている。これらの会社には、上場された株式の価格はない。

2015年又は2014年12月31日現在、関連会社又はジョイント・ベンチャーに関してエンデサが負う重要な偶発債務はなかった。

10.2. 共同支配事業

下の表は、添付の連結財務書類の作成に使用された、主要な共同支配事業の財務書類から引用された2015年及び2014年12月31日現在の情報を示している。

(単位：百万ユーロ)

	共同支配事業	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	
	2015年12月31日	2014年12月31日
固定資産	88	75
流動資産	122	203
現金及び現金同等物	-	-
その他の流動資産	122	203
資産合計	210	278
株主持分	14	10
固定負債	104	143
長期有利子ローン及び借入金	-	-
その他の固定負債	104	143
流動負債	92	125
短期有利子ローン及び借入金	-	-
その他の流動負債	92	125
株主持分及び負債合計	210	278

(単位：百万ユーロ)

	共同支配事業	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	
	2015年	2014年
売上高	234	305
減価償却費、償却費及び減損損失	-	-
金融収益	-	-
金融費用	(3)	(2)
税引前利益/(損失)	(30)	48
法人所得税	-	-
継続事業の利益/(損失)	(30)	48
非継続事業の税引後利益/(損失)	-	-
その他の包括利益	34	-
包括利益合計	4	48

2015年及び2014年12月31日に終了した事業年度において共同支配事業により生成されたキャッシュ・フローの内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年
営業活動による正味キャッシュ・フロー	25	14
投資活動による正味キャッシュ・フロー	(25)	(9)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	-	(5)

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサが負う重要な偶発債務はなかった。

注記11. 棚卸資産

2015年及び2014年12月31日現在のこの項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日	2014年12月31日
燃料在庫	762	876
石炭	278	340
核燃料	336	334
燃料油	71	92
ガス	77	110
その他の棚卸資産	125	139
二酸化炭素（CO ₂ ）排出枠（*）	379	239
評価差額金	(4)	(7)
合計	1,262	1,247

（*） 注記3i.2を参照。

11.1. 二酸化炭素（CO₂）排出枠、認証排出削減量（CERs）及び排出削減ユニット（ERUs）

2015年度及び2014年度に二酸化炭素（CO₂）排出枠が取り消され、その結果、197百万ユーロ及び149百万ユーロ（それぞれ31.3百万トン及び28.4百万トン）の認識が中止された。

2015年12月31日現在、これらの二酸化炭素（CO₂）の排出を賄うために引き渡される枠に係る連結財政状態計算書の流動負債上の引当金は、240百万ユーロとなった（2014年12月31日現在は197百万ユーロ）（注記23を参照）。

2015年12月31日現在の、将来の二酸化炭素（CO₂）排出権、CERs及びERUsの購入に関する契約債務は、すべてのプロジェクトが順調に完成した場合の合意価格によると、67百万ユーロ（2014年12月31日現在は92百万ユーロ）となった。

2015年度中、エンデサはEU規則第389/2013の第58条から第61条に規定されている交換プロセスを利用して、25百万トンの排出削減ユニット（ERUs）及び認証排出削減量（CERs）を同量の欧州連合排出枠（EUAs）と交換した。この交換の後、2015年12月17日に排出削減ユニット（ERUs）及び認証排出削減量（CERs）との交換で取得した欧州連合排出枠（EUAs）に関連する先渡売却取引で184百万ユーロの利益が発生し、2015年度の連結損益計算書上のその他の営業利益（注記24.2を参照）として認識された。

11.2. 棚卸資産購入約定債務

2015年12月31日現在の燃料在庫の購入約定債務は26,411百万ユーロ（2014年12月31日現在は27,870百万ユーロ）であり、このうち一部は「テイク・オア・ペイ」条項を有する契約に対応している。

2015年の購入約定債務の内訳は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	将来の電力購入確約額				
	核燃料	燃料油	ガス	その他	合計
2016年～2020年	503	345	9,222	238	10,308
2021年～2025年	43	-	9,423	-	9,466
2026年～2030年	-	-	6,636	1	6,637
2031年以降他	-	-	-	-	-
合計	546	345	25,281	239	26,411

2015年及び2014年12月31日現在、ジョイント・ベンチャーに関連している金額はなかった。

2014年度中にエンデサはCorpus Christi Liquefaction, LLCとの間で、液化天然ガス（LNG）を2019年度より年間総量30億立方メートル購入する2件の契約を締結した。この契約は一定の停止条件の遵守を条件としているが、年度末現在でこの停止条件は実現していた。エンデサ・エセ・アーはENEL Trade, S.p.A.との間で契約を締結し、ENDESA Energía, S.A.U.は、当該契約に基づいてCorpus Christi Liquefaction, LLCとの契約に従って取得したそれぞれ年間10億立方メートル及び20億立方メートルのガスをCorpus Christi Liquefaction, LLCとの間で合意した条件と同一の条件でENEL Trade, S.p.A.に譲渡する。ENEL, S.p.A.は、エンデサ・エセ・アーに対してこの契約を遵守するために137百万米ドル（約126百万ユーロ）の保証を差し入れた（注記34.1.2を参照）。2015年及び2014年12月31日現在の棚卸資産を取得する契約債務として認識されている金額には、これらの契約に関連してガスを購入する契約債務が含まれている。

当社の取締役は、エンデサがこれらの義務を履行できると考えているため、本件に関連する偶発債務の発生を見込んでいない。

11.3. その他の情報

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサが債務返済の担保として差し入れた重要な金額の棚卸資産はなかった。

エンデサは、棚卸資産の毀損のリスクを補償する保険を付保してある。エンデサは、これらの保険が提供する補償が十分であると考えている。

注記12. 営業債権及びその他の債権

2015年及び2014年12月31日現在のこの項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
金融商品	18	2,671	2,726
営業債権		2,662	2,574
電力取引債権		2,000	1,868
ガス取引債権		248	287
その他の取引による債権		386	391
グループ会社及び関連会社に対する債権	34.1.3 及び34.2	28	28
非金融デリバティブ	18.3	177	292
第三者取引に関連する非金融デリバティブ		38	141
グループ会社及び関連会社との間の非金融 デリバティブ	34.1.3	139	151
その他の債権		243	203
第三者に対するその他の債権		199	164
グループ会社及び関連会社に対するその他 の債権	34.1.3	44	39
評価差額金		(411)	(343)
営業債権		(407)	(338)
その他の債権		(4)	(5)
税金資産		306	345
未収法人所得税		210	291
未収還付付加価値税(VAT) (2)		33	39
その他の税金		63	15
合計		2,977	3,071

本項に含まれる残高からは、利息は通常発生しない。

営業債権の平均回収期間は、2015年度が31日で2014年度が29日であった。したがって、公正価値は帳簿価額と著しくは異なっていない。

2015年度及び2014年度においては、ファクタリング取引が行われた。2015年及び2014年12月31日現在の期限未到来残高は、それぞれ503百万ユーロ及び648百万ユーロであり、これは連結財政状態計算書における認識が中止されている。これらの取引で認識された費用は、それぞれ23百万ユーロ及び31百万ユーロであり、連結損益計算書の非金融デリバティブの下で計上されている（注記30を参照）。

この性質の回収権の購入可能性については、重大な制約はない。

エンデサの収益合計又は売掛金に対比して重要なエンデサに対する未払残高のある顧客はない。

2015年度及び2014年度の評価差額の変動は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年	2014年
期首残高		343	560
損失計上(*)	18.4.1、28 及び33.2	134	151
償却充当額		(99)	(137)
売却目的で保有する固定資産及び非継続事業 への振替	32.1	-	(240)
振替及びその他		33	9
期末残高		411	343

(*) 2014年の継続事業及び非継続事業に関連した評価差額繰入額は、それぞれ127百万ユーロ及び24百万ユーロ（注記28及び32.1を参照）であった。

評価差額は、実質的にすべて電力販売に係る営業債権に関連している。

注記13. 現金及び現金同等物

2015年及び2014年12月31日現在のこの項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
手許現金及び銀行預金		344	390
現金同等物		2	258
合計	18	346	648

2015年及び2014年12月31日現在の通貨別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

通貨	2015年12月31日	2014年12月31日
ユーロ	341	613
米ドル(USD)	3	34
その他の通貨	2	1
合計	346	648

短期現金投資は契約から3ヵ月以内に満期を迎えるものであり、この種の預金に関する市場利子率の利息を発生する。手許現金の利用に対する制限で重要な金額に係るものはない。

2015年及び2014年12月31日現在の現金同等物に含まれた資金のうちソブリン債務に投資されていたものの詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

国	2015年12月31日	2014年12月31日
スペイン	-	135
合計	-	135

注記14. 株主持分

2015年及び2014年12月31日現在のエンデサの株主持分の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
親会社株主持分合計	14.1	9,036	8,576
資本金	14.1.1	1,271	1,271
資本剰余金	14.1.2	89	89
法定準備金	14.1.3	254	254
再評価剰余金	14.1.4	404	404
その他の準備金	14.1.5	106	106
評価差額金		(120)	(74)
未実現の評価差額	14.1.6	(120)	(74)
数理計算差異準備金	14.1.7	(584)	(830)
利益剰余金	14.1.8	8,040	14,111
中間配当	14.1.9	(424)	(6,755)
非支配持分	14.2	3	(1)
株主持分合計		9,039	8,575

14.1. 株主持分：親会社

14.1.1. 資本金

2015年12月31日現在、エンデサの資本金は1,270,502,540.40ユーロであり、各額面1.2ユーロの全額引受・払込済みの無記名株式1,058,752,117株で表され、その全株式がスペインの証券取引所に上場されている。2015年度及び2014年度中の資本金の変動はなかった。

エンデサ・エセ・アーの取締役会は、2014年12月15日の会議において、エンデサ・エセ・アーの株式のチリの株式市場における上場を廃止することに決定した。この結果、2014年12月24日に、エンデサ・エセ・アーの株式のチリのサンチアゴの「オフショア」証券取引所における取引は停止された。

ENEL Iberoamérica, S.L.U.はエンデサ・エセ・アーの株式の公募を開始し、この公募は2014年11月6日にスペイン証券市場委員会（CNMV）の登記所に登記され、2014年11月25日まで実施された。売り出された株数は232,070,000株で、エンデサ・エセ・アーの資本金の21.92%に相当し、売却価格は1株当たり13.50ユーロであった。

公募で取得された40株につき、当該株式を公募の払込日から最低12ヵ月間保有していることを条件に、1株の新株引受権が付与される公募のリテール部分のためのオプションに基づき、ENELグループがENEL Iberoamérica, S.L.U.を通じて保有しているエンデサ・エセ・アーにおける持分比率は、2014年12月31日現在の70.144%から2015年12月31日現在は70.101%へと低下した。同日時点で、エンデサ・エセ・アーの資本金の10%超を保有する株主は他にはない。

14.1.2. 資本剰余金

資本剰余金は、当社の企業再編から発生する。法人企業法の統合法文の第303条は、資本の増加のために資本剰余金を使用することを明示的に認めており、その使用について具体的な制限を規定していない。

だが、2015年12月31日現在、55百万ユーロ（2014年12月31日現在は60百万ユーロ）の資本剰余金は、過年度に資産計上された税務上の資産の対象である範囲で制約を受ける。

2014年に、エンデサ・エセ・アーの資本剰余金の分配によって、1,287.3百万ユーロの特別配当金が支払われた（注記14.1.9を参照）。

14.1.3. 法定準備金

法人企業法の統合法文の第274条に従い、法定準備金が少なくとも資本金の20%になるまで、事業年度の利益の10%に相当する金額を法定準備金に積み立てなければならない。

法定準備金は、資本金を増加させるために使用することができるが、資本金繰入後の法定準備金残高は、増加後の資本金総額の名目額の10%を下回ってはならない。前記の目的を除き、法定準備金が資本金の20%を超過しており、かつそのために利用できる十分な準備金がない場合に限り、欠損の相殺のために法定準備金を使用することができる。

2014年10月21日、エンデサ・エセ・アーの株主総会で、30.9百万ユーロを利益剰余金に振り替えることが承認された（注記14.1.8を参照）。

2015年及び2014年12月31日現在、親会社は法定準備金について法で規定されている最小額を保有している。

14.1.4. 再評価剰余金

再評価剰余金は、1996年6月7日付法律第7/1996号に準拠して行われた資産の再評価の結果である。

2000年1月1日、エンデサによって実施された企業再編を受けて、対応する企業に再評価後の資産が拠出された。

この残高は、免税ベースで、当年度の会計上の損失、過年度からの累積損失又は将来に発生するおそれがある損失と相殺するため、及び資本金又制約のない準備金を増加させるために使用することができるが、制約のない準備金の増加の場合は、金銭的利益が実現済である。利益は、再評価された関連する資産が減価償却済みとなり、譲渡され又はその認識が中止された場合に実現したものとみなされる。

この残高は、1996年6月7日付法律第7/1996号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。

2014年10月21日、エンデサ・エセ・アーの株主総会で、1,310百万ユーロを利益剰余金に振り替えることが承認された（注記14.1.8を参照）。

14.1.5. その他の準備金

2015年度及び2014年度においては、これらは主にスペイン法人企業法第335条に従って買い戻された資本準備金102百万ユーロで構成され、同条は、会社が無償で取得した株式を買い戻すことによってこの額面金額の減額が制約を受けない利益又は準備金の減少として会計処理された際に、会社に、買い戻された株式の額面金額と同額又は額面金額の減少額と同額を計上することを義務付けている。この準備金の減少は、減資についての規定と同一の要件の適用を受ける。

14.1.6. 未実現の評価差額

持分法を適用して評価された事業体並びにキャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブ及び金融取引により生じたこの評価差額の変動及び利益に配分された金額の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年 12月31日	市場価値の 変動	利益に計上 された金額	株主及び 所有者との その他の 取引	2015年 12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ	18.3	21	64	(147)	-	(62)
金利デリバティブ		(29)	-	-	-	(29)
為替レート・デリバティブ		34	51	(81)	-	4
コモディティ・デリバティブ		16	13	(66)	-	(37)
持分法を適用して評価された事業体		(67)	1	15	-	(51)
その他の評価差額金		1	-	-	-	1
税効果		(29)	(20)	41	-	(8)
合計		(74)	45	(91)	-	(120)

(単位：百万ユーロ)

	注記	2013年 12月31日 (修正再 表示後)	市場価値の 変動	利益に計上 された金額	株主及び 所有者との その他の 取引	2014年 12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ	18.3	(34)	46	9	-	21
金利デリバティブ		(39)	(14)	24	-	(29)
為替レート・デリバティブ		(7)	24	17	-	34
コモディティ・デリバティブ		12	36	(32)	-	16
持分法を適用して評価された事業体		(34)	(27)	(6)	-	(67)
その他の評価差額金		-	-	-	1	1
税効果		(16)	(12)	(1)	-	(29)
合計		(84)	7	2	1	(74)

14.1.7. 数理計算差異準備金

この準備金は、株主持分で認識された数理計算損益から発生する（注記16.1を参照）。

14.1.8. 利益剰余金

2015年及び2014年12月31日現在のエンデサの準備金の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日	2014年12月31日
任意積立金	703	703
合併に係る準備金	667	667
その他の使途無制限準備金	36	36
その他の利益剰余金	7,337	13,408
合計	8,040	14,111

合併に係る準備金は会社の再編から発生し、2015年12月31日現在の残高は667百万ユーロ（2014年12月31日現在は667百万ユーロ）であり、このうち117百万ユーロ（2014年12月31日現在は125百万ユーロ）は特定の税務上の恩典の対象であるため、制限付準備金である。

2014年10月21日、エンデサ・エセ・アーの株主総会で、30.9百万ユーロを法定準備金から（注記14.1.3を参照）、そして1,310ユーロを再評価剰余金から（注記14.1.4を参照）、それぞれ利益剰余金に振り替えることが承認された。

2014年に、エンデサ・エセ・アーの資本剰余金の分配によって、8,252.9百万ユーロの特別配当金が支払われた（注記14.1.9を参照）。

14.1.9. 配当金

2015年

2015年12月21日に開催された会議において、エンデサの取締役会は、2015年度の利益から税込で1株当たり0.40ユーロの中間配当金を株主に支払うことを承認し、その結果、2016年1月4日に424百万ユーロの配当金支払いが発生することとなった。この中間配当金は、2015年12月31日現在の親会社の株主持分から控除された。

2014年

2014年10月21日に開催されたエンデサ・エセ・アーの臨時株主総会で、ラテンアメリカ事業の売却について承認された価格と同額の準備金を取り崩しての特別配当金の支払が承認された（注記32.1を参照）。1株当たりの税込配当金7.795ユーロ、総額8,252.9百万ユーロが2014年10月29日に支払われ、エンデサ・エセ・アーの以下の準備金を取り崩された。

(単位：百万ユーロ)

	注記	
資本剰余金	14.1.2	1,287.3
資本金及び資本剰余金より発生		612.3
使途無制限準備金より発生		675.0
任意積立金		6,965.6
利益剰余金		3,154.3
合併に係る準備金		1,383.4
資本金及び資本剰余金より発生		516.1
使途無制限準備金より発生		867.3
その他の使途無制限準備金		2,427.9
任意積立金		2,227.0
2007年11月16日付政令第1514/2007号に規定された準備金		200.9
合計		8,252.9

また、2014年10月7日及び2014年12月15日に開催された会議でエンデサ・エセ・アーの取締役会は、株主に2014年の利益から1株当たり税込6ユーロ及び0.38ユーロの2回の中間配当金で、総額6,754.8百万ユーロを支払い、2014年12月31日現在の親会社の株主持分から控除することを決議した。これらの配当金は、それぞれ2014年10月29日及び2015年1月2日に支払われた。

2015年4月27日に開催されたエンデサ・エセ・アーの株主総会で、2014年の利益から合計で、1株当たり税込6.76ユーロに相当する総額7,157百万ユーロの配当金を支払うことが承認された。株主総会で株主によって承認された配当金合計と上記のすでに支払われた中間配当金総額6,754.8百万ユーロ（1株当たり税込6.38ユーロ）の差額である402百万ユーロは、2015年7月1日に支払われた。

14.1.10. 連結包括利益計算書において認識される損益

2015年及び2014年12月31日現在の構成並びに2015年度及び2014年度の連結包括利益計算書において認識される損益に関連する変動は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年12月31日			2015年の変動						2015年12月31日	
		合計	親会社持分	非支配持分	株主持分に直接認識される収益及び費用	損益計算書又は投資への振替額	税効果	連結の範囲の変更	株主及び所有者とのその他の取引	合計	親会社持分	非支配持分
損益に振り替えられる項目：		(75)	(75)	-	65	(132)	21	-	-	(120)	(120)	-
金融商品の測定		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
金融資産売却可能資産		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	14.1.6	(8)	(8)	-	64	(147)	21	-	-	(70)	(70)	-
為替換算差額		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
持分法適用会社	14.1.6	(67)	(67)	-	1	15	-	-	-	(50)	(50)	-
株主持分に直接認識されるその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その後の期間において損益に振り替えられない項目：		(830)	(830)	-	319	-	(73)	-	-	(584)	(584)	-
年金制度に係る数理計算上の差異	16.1	(830)	(830)	-	319	-	(73)	-	-	(584)	(584)	-
合計		(905)	(905)	-	384	(132)	(52)	-	-	(704)	(704)	-

(単位：百万ユーロ)

	注記	2013年12月31日 (修正再表示後)			2014年の変動						2014年12月31日	
		合計	親会社持分	非支配持分	株主持分に直接認識される収益及び費用	損益計算書又は投資への振替額	税効果	連結の範囲の変更	株主及び所有者とのその他の取引	合計	親会社持分	非支配持分
損益に振り替えられる項目：		(651)	(294)	(357)	64	232	9	-	271	(75)	(75)	-
金融商品の測定		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
金融資産売却可能資産		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	14.1.6	263	(50)	313	(44)	(1)	9	-	(235)	(8)	(8)	-
為替換算差額		(880)	(210)	(670)	121	239	-	-	520	-	-	-
持分法適用会社	14.1.6	(34)	(34)	-	(13)	(6)	-	-	(14)	(67)	(67)	-
株主持分に直接認識されるその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その後の期間において損益に振り替えられない項目：		(554)	(507)	(47)	(409)	-	78	-	55	(830)	(830)	-
年金制度に係る数理計算上の差異	16.1	(554)	(507)	(47)	(409)	-	78	-	55	(830)	(830)	-
合計		(1,205)	(801)	(404)	(345)	232	87	-	326	(905)	(905)	-

14.1.11. 資本管理

エンデサの資本管理は、事業の継続性を長期にわたって保証するために、資本コスト及び金融資源の利用可能性を最適化する確固とした財務構造を維持することを中心としている。この慎重な財務方針は、エンデサの流動性及び支払能力を保証する一方で十分な水準の株主価値創造を維持することを可能にするものである。

親会社取締役は、その持続的な財政状態の指標を、連結レバレッジ・レシオとみなしている。2015年及び2014年12月31日現在のこの比率の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	レバレッジ・レシオ	
		2015年12月31日	2014年12月31日
金融債務純額		4,323	5,420
長期有利子ローン及び借入金	17.1	4,680	6,083
短期有利子ローン及び借入金	17.1	-	1
現金及び現金同等物	13	(346)	(648)
金融資産として認識されたデリバティブ	18.3	(11)	(16)
株主持分	14	9,039	8,575
親会社持分		9,036	8,576
非支配持分		3	(1)
レバレッジ・レシオ(%)		47.83	63.21

(*) 金融債務純額 / 株主持分

エンデサは、現在まで類似した慎重性の原則を財務構造に適用し、事業計画で予測されるキャッシュ・フロー生成能力に合わせて満期予定を調整することが可能な長期資金調達を行っている。当社はまた、運転資金需要管理を最適化し、借入コストを改善することに役立つ短期の資金調達も行っている。

最近、経済が上向きとなったこと及び電力規制の安定化に加えて産業計画が利益重視となったことにより、当社は持続可能性及び長期的成長の潜在性を損ねることなく、株主が投資に対して最大限可能なリターンを実現することを目的とした配当政策を提案することが可能となった。

当社の取締役は、当社のレバレッジ・レシオにより、資本コストを最適化すると同時に高水準の支払能力比率を維持することが可能となるとみなしている。したがって、損益予測及び投資計画を十分に考慮し、将来の配当方針では上記の資本管理目標を達成するためのレバレッジ・レシオを維持する。

2014年度に、ラテンアメリカ事業の売却から発生した資金を使用して剰余金から、8,253百万ユーロに上る特別配当金が支払われた（注記32.1を参照）。また、2014年度中に、6,353百万ユーロの特別配当（注記14.1.9を参照）が行われ、ENEL Finance International, N.V. との間の資金調達取引5,500百万ユーロ（注記17.2を参照）による資金及び当社の流動性資産からの資金を使用して支払われた。2015年に、その他の補完的配当金及び2014年の決算からの配当金805百万ユーロが支払われたが、当社の株主持分の金融債務純額に対する比率には悪影響を及ぼさなかった（注記14.1.9を参照）。

2015年及び2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の公表日現在の信用格付機関によるエンデサの長期信用格付けは、次のとおり投資適格の水準を反映するものとなっている。

	2015年12月31日			2014年12月31日		
	長期	短期	アウトルック	長期	短期	アウトルック
スタンダード&プアーズ	BBB	A-2	ポジティブ	BBB	A-2	安定的
ムーディーズ	Baa2	P-2	安定的	Baa2	P-2	ネガティブ
フィッチ・レーティングス	BBB+	F2	安定的	BBB+	F2	安定的

親会社取締役は、格付機関によって付与された格付けは、親会社が必要に応じて合理的な条件で金融市場にアクセスすることを可能にするものであると考えている。

14.1.12. 資金の利用可能性に対する制限及び子会社株式に対する担保権

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサの資金調達契約には、株主に利益を分配する前に準拠しなければならない条項は定められておらず、また、債務履行の遵守の保証の手段として、エンデサの子会社の株式が担保に供されていることもない。

14.1.13. その他の情報

ENEL出身のエンデサ上級経営者の特定メンバーは、2014年12月31日現在、ENELの株価に基づくいくつかのENELの報酬制度の恩恵を受けた。これらの制度の費用はENELが負担しており、エンデサに転嫁される金額はなかった。

ENELの株価に基づく報酬制度に関連して2014年度に株主持分で認識された費用は、53,942ユーロであった。

14.2. 株主持分：非支配持分

注記32.1に記載されたラテンアメリカ事業の売却の結果、「非支配持分」の実務的にすべての残高は、解消された。当該売却までの2014年度の非支配持分に関連する主要な取引は以下のとおりである。

- Companhia Energética do Ceará, S.A.への任意の株式公開買付け。2014年5月16日、Enersis, S.A. は242百万米ドル（約181百万ユーロ）でCompanhia Energética do Ceará, S.A.の15.18%を取得し、ラテンアメリカ事業の売却日現在の同社における直接及び間接持分の合計を74.05%とした。この結果、親会社の持分が62百万ユーロ減少し、非支配持分が118百万ユーロ減少した。

- Generandes Perúの39%追加持分の取得。2014年9月3日、Enersis Américas, S.A. (旧Enersis, S.A.) はInkia Americas Holding LimitedのGenerandes Perú, S.A.における39.001%間接保有持分を421百万米ドル(約333百万ユーロ)で取得した。この取得により、Enersis Américas, S.A. (旧Enersis, S.A.) は、Edegel, S.A.A.の54.2%持分を所有しているGenerandes Perú, S.A.の100%持分を確保した。これは、Enersis Américas, S.A. (旧Enersis, S.A.) がすでにEdegel, S.A.A.において間接保有していた17.6%持分に追加する取得であった。この取引により、エンデサのEdegel, S.A.A.における実質的な所有持分は増加し、22.7%からラテンアメリカ事業の売却日時点では35.5%へと増加した。この結果、親会社の持分が112百万ユーロ減少し、非支配持分が221百万ユーロ減少した。
- ラテンアメリカ事業の売却。2014年10月23日、エンデサのラテンアメリカにおける事業の8,253百万ユーロでの売却(注記32.1を参照)により、6,134百万ユーロの非支配持分の認識が停止された。

注記15. 繰延収益

2015年度及び2014年度の連結財政状態計算書におけるこの科目の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	資産に関連する 助成金	顧客より 譲渡された施設	合計
2013年12月31日現在残高(修正再表示後)		363	4,210	4,573
増加		11	230	241
利益に計上された金額		(19)	(150)	(169)
売却目的保有固定資産に関連する資産への振替	32.1	(2)	(27)	(29)
その他		-	(4)	(4)
2014年12月31日現在残高		353	4,259	4,612
増加		2	231	233
利益に計上された金額		(19)	(148)	(167)
その他		1	-	1
2015年12月31日現在残高		337	4,342	4,679

資産に関連する助成金は、具体的には配電網における供給品質を改善するために締結されたパートナーシップ協定の下で受領した助成金であり、このようなパートナーシップ協定は、とりわけ、産業・エネルギー・観光省及び地域政府との間で配電設備の建設に関連して締結された。

顧客より譲渡された施設には、主に顧客から譲渡された配電設備の評価額、公的機関以外の第三者から受領した収益、並びに、新規供給要請の処理又は既存サービスの拡張に必要な拡張権及び接続権からの収益が含まれる。顧客より譲渡された施設にはまた、配電業者が法律で定められた限度の範囲内で要求された電圧及び電力に従って行わなければならない、新規供給及び既存配電網への接続を可能にするために必要な新規設置の拡張に関連した接続及び拡張権が含まれる。これは2000年まで1982年10月15日付政令第2949/1982号で規制され、2001年からは2000年9月1日付政令第1955/2000号、2013年からは2013年12月27日付政令第1048/2013号で規制されている。

[前へ](#)

[次へ](#)

注記16. 長期引当金

2015年及び2014年12月31日現在の連結財政状態計算書に計上されている長期引当金の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)			
	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
年金及び類似債務引当金	16.1	839	1,140
リストラクチャリング引当金		876	720
人員削減計画	16.2.1	204	386
希望退職制度	16.2.2	672	334
その他の長期引当金	16.3	1,690	1,731
合計		3,405	3,591

16.1. 年金及び類似債務引当金

エンデサ・エセ・アー・グループ会社の全従業員は、明示的に不参加を選択しない限り、年金制度に加入する。

2000年10月25日に最初の枠組み契約が締結されたことにより、退職に対する確定拠出制度、並びに死亡及び就労不能に対する確定給付制度が設置された。

会社及び従業員による共同拠出を伴った制度が確立され、年金算定対象給与の最大6%を会社が負担し、同給与の3%を従業員が負担する。

また、従業員の一部は枠組み契約より前から存在する複数の原契約でカバーされている。

- 退職に対する確定拠出制度、並びに死亡及び就労不能に対する確定給付制度は、上記の給付及び拠出制度とは異なっており、状況は原契約によって異なる。
- 2つの主要な制度についての退職、死亡及び就労不能に対する確定給付は以下のとおりである。
 - 旧エンデサの電力部門従業員。この制度の新規の給付の発生は停止しており、退職給付が予め決定されているという性格、及び給付は全額が付保されている事実から、この制度についてはリスクが存在しない。
 - Fecsa/Enher/HidroEmpordáの従業員。この制度の新規の給付の発生は停止しているが、給付は消費者物価指数に連動しており、付保はされていない。ただし、2011年12月31日までに発生した給付については、同日付でこれらの給付をカバーするために保険契約が購入され、これによってこの制度に関する将来の債務は解消されている。

2015年度の通常費用は、年金制度の剰余金と相殺された。

この制度については、債務全体に対応する制度資産とともに、引当金としての内部資金が存在する。

また、定年退職した従業員に対する、主に電力供給に関連した一定の社会的給付債務がある。これらの債務は外部に手当てされておらず、関連する内部引当金により賄われる。

2014年度及びラテンアメリカ事業売却（注記32.1を参照）の日まで、スペイン国外では、アルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビア及びペルーで別々の確定給付債務を有しており、これらも関連する内部引当金で賄われていた。ブラジルでは、エンデサの従業員は子会社が推進する特定の年金制度の加入者であった。

エンデサの年金制度は、スペインにおいて適用されるそれぞれの法律における管理及びリスクに関する仮定に対する一般的な制約に従って管理されている。

現在、エンデサ・グループ会社が運営している年金基金は、投資対象資産に固有なリスクを引き受けており、その主要なリスクは次のとおりである。

- 固定利付資産に対する投資のリスクは、金利の変動とポートフォリオの証券の信用リスクから発生する。
- 株式投資のリスクは、関連資産の価格のボラティリティ（変動）の潜在的な影響から発生し、これは固定利付債券のリスクよりも大きい。
- デリバティブ金融商品への投資のリスクは、関連するレバレッジの程度に従って発生し、これによりデリバティブ金融商品は原資産（基準資産）の価格の変動の影響を特に受けやすくなる。
- ユーロ以外の通貨建ての資産に対する投資は、為替レートの変動に関連した追加的なリスクを負担する。
- 効率が低く流動性が乏しい市場で行われた、売買が可能ではない資産に対する投資は、使用されたアプローチ及び比較する市場価格の欠如から発生する測定リスクをもたらす。

2015年及び2014年12月31日現在の無保険の確定給付債務に関する数理計算上の負債を算定する際に使用された基礎率は、以下のとおりである。

	2015年12月31日		
	年金	エネルギー	医療保険
金利	2.54%	2.56%	2.53%
死亡生存表	PERM / F2000	PERM / F2000	PERM / F2000
制度資産の期待運用収益率	2.54%	該当なし	該当なし
昇給率(*)	2.00%	2.00%	該当なし
医療費の増加	該当なし	該当なし	3.20%

(*) 見積昇給率に係る指標の変化率

	2014年12月31日		
	スペイン		
	年金	エネルギー	医療保険
金利	2.06%	2.11%	2.06%
死亡生存表	PERM / F2000	PERM / F2000	PERM / F2000
制度資産の期待運用収益率	2.06%	該当なし	該当なし
昇給率(*)	2.30%	2.30%	該当なし
医療費の増加	該当なし	該当なし	3.50%

(*) 見積昇給率に係る指標の変化率

	2014年12月31日				
	チリ	ブラジル	コロンビア	アルゼンチン(*)	ペルー
金利	5.00%	11.83%	7.13%	5.50%	6.55%
死亡生存表	RV / 2004	AT / 2000	RV / 2008	RV / 2004	RV / 2004
制度資産の期待運用収益率	該当なし	11.83%	該当なし	該当なし	該当なし
昇給率	3.0%	7.61%	4.0%	-	3.0%

(*) データは実質の率で見積もられている。

スペイン国内の債務の割引に適用した金利は、「AA」の信用格付けを有する会社が発行した社債の利回りを用いて構成されたカーブから導いたものであり、それぞれの債務から発生する義務が決済される期間の見積りに基づいている。ラテンアメリカ諸国については、主にソブリン債の銘柄の利回りを使用して作成したカーブが使用され、それぞれの約定から発生する債務が決済される見積期間に基づいていた。

確定給付債務に関連する数理計算上の負債と制度資産の市場価値との差額の結果、添付の連結財政状態計算書に含まれた残高の詳細は、以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)	
	2015年12月31日	2014年12月31日
数理計算上の負債	1,563	1,875
制度資産	(724)	(735)
差額	839	1,140
数理計算上の負債に関連して認識された不足額	839	1,140

2015年12月31日現在の確定給付債務に関連した数理計算上の純負債の内訳は、以下のとおりである。

	注記	2015年			
		年金	エネルギー	医療保険	合計
期首数理計算上の純負債		220	906	14	1,140
正味利息	29	4	19	1	24
当期勤務費用		11	6	-	17
当期支払給付		-	-	-	-
当期の拠出		(8)	(23)	(1)	(32)
その他の変動		6	3	-	9
人口統計上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失(利益)		-	-	-	-
財務上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失(利益)		(69)	(65)	(1)	(135)
実績を反映した調整から発生した数理計算上の(利益)損失		(29)	(151)	-	(180)
利息を除外した、制度資産に係る実際運用益		(4)	-	-	(4)
資産上限額の変動		-	-	-	-
期末数理計算上の純負債		131	695	13	839

(単位：百万ユーロ)

	2015年			
	年金	エネルギー	医療保険	合計
期首数理計算上の負債	955	906	14	1,875
金融費用	19	19	1	39
当期勤務費用	11	6	-	17
当期支払給付	(38)	(23)	(1)	(62)
その他の変動	6	3	-	9
人口統計上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失（利益）	-	-	-	-
財務上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失（利益）	(69)	(65)	(1)	(135)
実績を反映した調整から発生した数理計算上の(利益)損失	(29)	(151)	-	(180)
期末数理計算上の負債	855	695	13	1,563

(単位：百万ユーロ)

	2015年			
	年金	エネルギー	医療保険	合計
期首の市場価値	735	-	-	735
期待運用収益	15	-	-	15
当期の拠出	8	23	1	32
当期支払給付	(38)	(23)	(1)	(62)
数理計算上の(損失)利益	4	-	-	4
期末の市場価値	724	-	-	724

2014年12月31日現在の数理計算上の純負債の内訳及び2014年度の制度資産の変動の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年					
		スペイン			チリ		
		年金	エネルギー	医療保険	年金	エネルギー	医療保険
期首数理計算上の純負債		39	729	12	53	3	3
正味利息	29	1	27	-	2	-	-
当期勤務費用		10	6	-	1	-	-
当期支払給付			-	-	-	-	-
当期の拠出		(13)	(24)	(1)	(4)	-	-
その他の変動		5	(32)	-	1	-	-
人口統計上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失(利益)		-	-	-	-	-	-
財務上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失(利益)		204	195	3	-	-	-
実績を反映した調整から発生した数理計算上の(利益)損失		(17)	8	-	-	-	-
利息費用を除外した、制度資産に係る実際運用益利息の除外		(9)	-	-	-	-	-
資産上限額の変動		-	-	-	-	-	-
為替換算差額		-	-	-	(4)	-	-
売却目的で保有する固定資産に関連する負債への振替	32.1	-	(3)	-	(49)	(3)	(3)
期末数理計算上の純負債		220	906	14	-	-	-

	2014年						合計
	ブラジル		コロンビア			アルゼンチン	
	年金	医療保険	年金	エネルギー	医療保険他	年金	
期首数理計算上の純負債	102	48	89	5	11	10	1,104
正味利息	2	2	4	-	-	1	39
当期勤務費用	-	-	-	-	-	-	17
当期支払給付	-	-	-	-	-	-	-
当期の拠出	(7)	(2)	(6)	-	(1)	(1)	(59)
その他の変動	1	-	4	-	-	(2)	(23)
人口統計上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失(利益)	-	-	-	-	-	-	-
財務上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失(利益)	-	-	-	-	-	-	402
実績を反映した調整から発生した数理計算上の(利益)損失	-	-	-	-	-	-	(9)
利息費用を除外した、制度資産に係る実際運用益利息の除外	-	-	-	-	-	-	(9)
資産上限額の変動	2	-	-	-	-	-	2
為替換算差額	6	8	3	-	-	(2)	11
売却目的で保有する固定資産に関連する負債への振替	(106)	(56)	(94)	(5)	(10)	(6)	(335)
期末数理計算上の純負債	-	-	-	-	-	-	1,140

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年					
		スペイン			チリ		
		年金	エネルギー	医療保険	年金	エネルギー	医療保険
期首数理計算上の負債		765	729	12	53	3	3
金融費用		27	27	-	2	-	-
当期勤務費用		10	6	-	1	-	-
当期支払給付		(38)	(24)	(1)	(4)	-	-
その他の変動		5	(32)	-	1	-	-
人口統計上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失(利益)		-	-	-	-	-	-
財務上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失(利益)		204	195	3	-	-	-
実績を反映した調整から発生した数理計算上の(利益)損失		(17)	8	-	-	-	-
為替換算差額		-	-	-	(4)	-	-
売却目的で保有する固定資産に関連する負債への振替	32.1	(1)	(3)	-	(49)	(3)	(3)
期末数理計算上の負債		955	906	14	-	-	-

	2014年						
	ブラジル		コロンビア			アルゼンチン	合計
	年金	医療保険	年金	エネルギー	医療保険他	年金	
期首数理計算上の負債	489	48	89	5	11	10	2,217
金融費用	29	2	4	-	-	1	92
当期勤務費用	-	-	-	-	-	-	17
当期支払給付	(22)	(2)	(6)	-	(1)	(1)	(99)
その他の変動	1	-	4	-	-	(2)	(23)
人口統計上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失(利益)	-	-	-	-	-	-	-
財務上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失(利益)	-	-	-	-	-	-	402
実績を反映した調整から発生した数理計算上の(利益)損失	-	-	-	-	-	-	(9)
為替換算差額	73	8	3	-	-	(2)	78
売却目的で保有する固定資産に関連する負債への振替	(570)	(56)	(94)	(5)	(10)	(6)	(800)
期末数理計算上の負債	-	-	-	-	-	-	1,875

(単位：百万ユーロ)

	2014年					
	スペイン			チリ		
	年金	エネルギー	医療保険	年金	エネルギー	医療保険
期首の市場価値	726	-	-	-	-	-
期待運用収益	26	-	-	-	-	-
当期の抛却	13	24	1	4	-	-
当期支払給付	(38)	(24)	(1)	(4)	-	-
数理計算上の(損失)利益	9	-	-	-	-	-
為替換算差額	-	-	-	-	-	-
売却目的で保有する固定資産に関連する負債への振替	(1)	-	-	-	-	-
期末の市場価値	735	-	-	-	-	-

	2014年						
	ブラジル		コロンビア			アルゼンチン	合計
	年金	医療保険	年金	エネルギー	医療保険他	年金	
期首の市場価値	445	-	-	-	-	-	1,171
期待運用収益	27	-	-	-	-	-	53
当期の抛却	7	2	6	-	1	1	59
当期支払給付	(22)	(2)	(6)	-	(1)	(1)	(99)
数理計算上の(損失)利益	-	-	-	-	-	-	9
為替換算差額	67	-	-	-	-	-	67
売却目的で保有する固定資産に関連する負債への振替	(524)	-	-	-	-	-	(525)
期末の市場価値	-	-	-	-	-	-	735

2015年及び2014年12月31日現在の確定給付型制度資産の主なクラスの資産合計に対する割合は、以下のとおりであった。

	割合（％）	
	2015年12月31日	2014年12月31日
固定利付資産	68	63
株式	25	29
投資不動産及びその他	7	8
合計	100	100

固定利付資産の公正価値の地域別の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

国	2015年12月31日	2014年12月31日
スペイン	220	230
イタリア	82	77
フランス	36	23
英国	22	17
米国	19	17
ドイツ	16	14
オランダ	14	9
ブラジル	3	5
ルクセンブルグ	4	5
ベルギー	4	3
その他	72	63
合計	492	463

2015年及び2014年12月31日現在、ソブリン債務商品に投資されていた確定給付制度資産の価値は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

国	2015年12月31日	2014年12月31日
スペイン	161	158
イタリア	46	43
フランス	7	3
ドイツ	5	7
ベルギー	1	2
オランダ	1	1
ブラジル	-	-
その他	15	22
合計	236	236

2015年12月31日現在の確定給付年金制度資産には、ENELグループ会社の株式と債券は22百万ユーロ（2014年12月31日現在では22百万ユーロ）が含まれている。

株式及び債券には活発な市場における相場価格が存在する。制度資産の期待収益率は、主要な債券及び株式市場に関する予測を考慮に入れ、様々な資産クラスが前年のものと同様なウェイトを有することを仮定して見積もられた。2015年の最新の平均収益率はプラス3.48%（2014年はスペインがプラス7.1%、他の国がプラス7.8%）であった。

現在、投資戦略及びリスク管理はすべての制度加入者について同一であり、資産と負債の間の相関戦略はない。

2015年12月31日現在、予測債務フローに基づいて計算された加重平均デュレーションは16.9年（2014年12月31日現在は17.6年）であり、確定給付債務の支払予定は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日	2014年12月31日
1年目	40	50
2年目	45	57
3年目	51	64
4年目	55	68
5年目	59	66
6年目以降	1,870	2,130
合計	2,120	2,435

2015年及び2014年12月31日現在、公正価値で計上されている金融資産を公正価値ヒエラルキーのレベル別に分類した内訳は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
確定給付制度資産	724	696	20	8

	2014年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
確定給付制度資産	735	707	18	10

レベル3に分類された資産の評価額は、対応する運用会社が作成した評価報告書に基づいて算定されている。

確定給付年金債務について、連結損益計算書で認識された金額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年	2014年
当期費用 (*)	26	(17)	(18)
金融費用純額 (**)	29	(24)	(45)
合計		(41)	(63)

(*) 2014年度の当期費用には継続事業についての16百万ユーロ（注記26を参照）及び非継続事業についての2百万ユーロが含まれる。

(**) 2014年度の金融費用純額には継続事業についての28百万ユーロ（注記29を参照）及び非継続事業についての17百万ユーロが含まれる。

連結損益計算書に費用計上された2015年度の当期費用には、早期退職を選択した従業員に関連した当期費用6百万ユーロ（2014年度は7百万ユーロで全額が継続事業によるものであった）（注記26を参照）は含まれていない。これらは、以前にリストラクチャリング引当金で認識されたが、当年度中に年金債務に振り替えられた。

確定給付年金債務について、連結包括利益計算書で認識された金額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年
制度資産の期待運用収益率	(4)	(45)
数理計算上の(利益)損失	(315)	448
IFRIC第14号及びIAS第19号57(b)項の採用による積立超過の制限の変動	-	6
合計(*)	(319)	409

(*) 2014年度の継続事業に対応する確定年金制度コミットメントの金額は、384百万ユーロであった。

確定拠出制度に対する拠出は、連結損益計算書の従業員給付費用において認識されている。これに関連して、2015年度及び2014年度にそれぞれ31百万ユーロ及び52百万ユーロが認識され、その全額が継続事業によるものであった（注記26を参照）。加えて、2015年度及び2014年度にそれぞれ31百万ユーロ及び33百万ユーロが拠出されたが、これは以前に、リストラクチャリング費用に関する引当金に含まれていたものであり、2014年度は全額が継続事業によるものであった。

入手可能な最善の見積りに基づく2016年度の確定給付制度へ拠出金の予測は、約15.8百万ユーロとなっている。

2015年及び2014年12月31日現在、主な数理計算上の基礎率を50ペーシス・ポイント変動させ、他の変数を一定に据え置いた場合の年金数理計算上の債務の価額の感応度は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

仮定	2015年12月31日			2014年12月31日		
	年金	エネルギー	医療保険	年金	エネルギー	医療保険
利率の50 b.p.低下	70	59	1	75	66	1
利率の50 b.p.上昇	(63)	(52)	(1)	(67)	(69)	(1)
消費者物価指数（CPI）の50 b.p.低下(*)	(14)	(52)	(1)	(19)	(66)	(1)
消費者物価指数（CPI）の50 b.p.上昇(*)	15	58	1	19	66	1
医療費の1%増加	該当なし	該当なし	(2)	該当なし	該当なし	(2)
勤続中及び退職後従業員の平均余命の1年延長	20	25	1	21	29	1

(*) 見積昇給率に係る指標の変化率

16.2. リストラクチャリング引当金

連結財政状態計算書に含まれる、各種のリストラクチャリング計画に関する引当金は、エンデサの従業員との団体協約又は個別契約の結果であり、当社はこれにより、両当事者間の合意によって雇用が終了する又は雇用の取決めが中断する場合に、将来の対価を給付することを約束している。

16.2.1. 人員削減計画

2015年12月31日現在、基本的に3種類の計画が実施中であった。

- 1999年の会社再構築以前に旧会社により承認された職員リストラクチャリング計画。これらのリストラクチャリング計画を従業員が利用するための期限は経過しており、したがって、この義務のほぼ全部が当社を退職した従業員に係るものである。この制度の評価に当たっては、合計607人の従業員が考慮に入れられた（2014年12月31日現在は888人）。
- 2000年に承認された希望退職制度。当制度は、2005年12月31日現在で関係するグループ会社に最低10年間勤続していた従業員に適用される。2005年12月31日現在で50歳以上の従業員には、60歳で早期退職する権利が付与された。かかる従業員は、該当する会社との間に合意があることを条件に、50歳から60歳までに制度に申込することができる。当制度の評価に当たっては合計1,122人の従業員が考慮され、その大半が早期退職を選択した（2014年12月31日現在は1,714人が考慮され、1,582人が選択）。当制度が2005年12月31日現在で50歳未満の従業員に適用されるためには、従業員からの書面による申込及びそれに対する会社の承諾が必要となる。希望退職制度に申込をした50歳未満の従業員は、勤続1年当たり給料45日分の雇用終了給付に加えて、2005年12月31日現在の当該従業員の年齢に応じて1年又は2年分の年間給与支払額の加算金を受け取る。
- 2006年から2012年の鉱山労働者の制度。従業員は、2006年から2012年の間に52歳（物理的に又は同等な年齢）に達した時に、同日現在で最低3年間勤続しており、かつ、削減係数が適用される職務に8年間就いていたことを条件に、当制度に申込をする権利が付与される。従業員及び会社の相互の合意によって、従業員は当制度に申込できる。当制度の評価に当たっては合計877人の従業員が考慮され、その大半が早期退職を選択した（2014年12月31日現在は895人が考慮され、866人が選択）。これらの早期退職制度に申し込んだ従業員に適用される経済的条件は、以下のとおりである。
- 当社は、雇用契約終了日から失業給付のための拠出が終了した後の退職が可能となる最初の日まで、かつ最大で定年到達に基づく従業員の権利が確定するまで、最終年度の給与に基づきかつ消費者物価指数（CPI）に合わせて見直される雇用終了給付を従業員に支給する。
- 退職前に受領した失業給付金及びその他の公的早期退職給付は、上記の結果生じた金額から控除される。

2015年度及び2014年度の人員削減計画引当金の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年	2014年
期首残高		386	578
損益計算書に費用計上された金額		(30)	7
人件費	26	(35)	(46)
純金融利益/(損失)	29	5	53
短期への振替及びその他		(152)	(198)
売却目的で保有する固定資産に関連する負債への振替	32.1	-	(1)
期末残高		204	386

2015年12月31日現在の連結財政状態計算書における短期引当金には、2016年に支払われると予想される人員削減に関する引当金194百万ユーロ（2014年12月31日現在は253百万ユーロ）も含まれている（注記23を参照）。

これらの集团的雇用人員削減手続に基づき発生する債務の数理計算に使用された基礎率は、以下のとおりである。

	2015年12月31日	2014年12月31日
金利	1.17%	0.87%
消費者物価指数(CPI)	2.00%	2.30%
死亡生存表	PERM/F 2000	PERM/F 2000

2015年及び2014年12月31日現在、主な数理計算上の基礎率を50ベース・ポイント変動させ、他の変数を一定に据え置いた場合のリストラクチャリング計画に係る数理計算上の債務の価額の感応度は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

仮定	2015年12月31日		2014年12月31日	
	50 b.p.の上昇	50 b.p.の低下	50 b.p.の上昇	50 b.p.の低下
金利	(12)	13	(18)	20
消費者物価指数(CPI) ^(*)	4	(4)	6	(6)

(*) 見積昇給率に係る指標の変化率

16.2.2. 2013年 - 2018年希望停職又は希望退職契約

2013年12月3日、エンデサ及び従業員の代表は「エンデサ・エセ・アー及びその電力子会社のための保証の包括協定に基づく2013年 - 2018年における希望停職又は希望退職契約」を締結し、同契約は2013年12月29日の雇用省による決定事項の中で登録され、2014年1月24日付の官報（BOE）で公表された。この契約はこの期間に実施される組織再編成プロセスによって影響を受ける従業員に適用される。

この契約は2つのグループに焦点を当てたものであり、それぞれについて次の施策を想定しており、適用には会社と従業員の相互合意が必要不可欠となる。

- 50歳未満の従業員に対しては、この契約は従業員が雇用契約を解消し、退職金の支払いを会社が認める可能性を想定している。
- 50歳以上の従業員に対しては、この契約は従業員が1年間雇用契約を停止し、この停止期間に通常の賃金を支払うことを会社が認める可能性を想定している。この停止は、従業員と会社のいずれも当該従業員の復帰を要求しないことを条件に、従業員の通常の退職の日まで、1年ごとに更新することができる。

エンデサが着手したリストラクチャリング及び事業再編計画の結果、2014年12月30日、当社は従業員労働組合代表との間で、2014年に関して締結した222名の雇用を停止する契約及び計画に規定され2015年に効力を発する251名の追加契約について、当該契約の今後の年次更新において会社への復帰を要求する権利を行使しないことを保証する契約を締結した。加えて、2015年12月31日、当社は従業員労働組合代表との間で、2015年に締結した215名の雇用を停止する契約及び計画に規定されている397名の追加契約について、当該契約の今後の年次更新において会社への復帰を要求する権利を行使しないことを保証する契約を締結した。

2015年12月31日現在、この契約に従って雇用契約を停止している688名の従業員がいるが、当社はさらに397名の従業員に雇用契約の停止を申し出ることを確約しており、このうち92名がすでに当連結財務書類の日現在で停止契約に署名していた。

この項目の債務を賄うために2015年12月31日現在で認識されている引当金は710百万ユーロであり、このうち672百万ユーロは職員リストラクチャリング計画に係る長期引当金、38百万ユーロは職員リストラクチャリング計画に係る短期引当金として認識されており（注記23を参照）（2014年は、それぞれ334百万ユーロ及び11百万ユーロ）、これらの引当金は2015年12月31日より前に従業員との間で締結した、又は従業員代表に保証したすべての雇用契約停止契約を対象としている。これらの引当金は、2015年12月31日まで保証した約定に従って雇用契約が停止されることを会社が阻むことができない期間中に、会社が保証する総コストを賄う。

2015年度のこれらの長期引当金の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

		2015年	2014年
期首残高		334	-
損益計算書に費用計上された金額		393	349
人件費	26	391	349
純金融利益/(損失)	29	2	-
目的取崩額		(55)	(15)
振替及びその他		(55)	(15)
期末残高		672	334

雇用契約停止契約から発生する債務の数理計算に使用された基礎率は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年
金利	1.17%	1.01%
保証の将来の増加	2.00%	1.8%
その他の項目の増加	2.00%	2.3%
死亡生存表	PERM / F2000	PERM / F2000

2015年12月31日現在、主な数理計算上の基礎率を50ベース・ポイント変動させ、他の変数を一定に据え置いた場合の退職契約の数理計算上の債務の価額の感応度は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

仮定	2015年12月31日	
	50 b.p.の上昇	50 b.p.の低下
金利	(19)	20
保証およびその他の項目	18	(17)

16.3. その他の引当金

2015年度及び2014年度の連結財政状態計算書におけるこの科目の変動及び構成は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	訴訟、雇用終了 給付及び法律上 又は契約上の その他の義務に 関する引当金	設備閉鎖費用 引当金	合計
2014年12月31日現在残高		735	996	1,731
当年度に費用計上された引当金の純額		45	(13)	32
営業費用		41	(24)	17
金融損益	29	4	11	15
有形固定資産に損失計上された引当金純額	6	-	(11)	(11)
支払		(53)	(17)	(70)
為替換算差額		-	-	-
振替及びその他		28	(20)	8
2015年12月31日現在残高		755	935	1,690

(単位：百万ユーロ)

	注記	訴訟、雇用終了 給付及び法律上 又は契約上の その他の義務に 関する引当金	設備閉鎖費用 引当金	合計
2013年12月31日現在残高(修正再表示後)		1,056	742	1,798
当年度に費用計上された引当金の純額		(52)	37	(15)
営業費用		(85)	25	(60)
金融損益(*)		33	12	45
有形固定資産に損失計上された引当金純額	6	9	250	259
支払		(82)	(7)	(89)
為替換算差額		13	(1)	12
振替及びその他		52	8	60
売却目的で保有する固定資産に関連する負債への振替	32.1	(261)	(33)	(294)
2014年12月31日現在残高		735	996	1,731

(*) 継続事業についての32百万ユーロ（注記29を参照）及び非継続事業についての13百万ユーロが含まれる。

従来の産業計画では新規発電所の建設のために用地を使用することが想定されていたのに対して、現在の産業計画にはこの可能性が含まれていないために解体費用が大幅に増加したことから、2014年度には多数の発電所の解体引当金が増額された。

発電所の種類別の廃止費用に関する引当金の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
原子力発電所	3a及び6	529	561
その他の発電所		254	266
計器の廃棄		73	77
鉱山の廃棄		79	92
合計		935	996

訴訟及び仲裁

当連結財務書類の公表承認日現在、エンデサ各社が関与していた主な訴訟及び仲裁手続は、以下のとおりである。

- カタルーニャにおける森林火災に関連して、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.を被告とする3件の訴訟が進行中である。これらの訴訟により、合算して24百万ユーロを超える様々な損害賠償請求に対する支払義務が発生する可能性がある。

- 2008年5月8日、スペインの最高裁判所は、Iberdrola, S.A.が提出した司法審査の申立て第825/2002号に対して下した、2001年中の競争移行費用（CTC）を規制した2002年10月29日付命令を無効としたスペインの高等裁判所の判決を無効とするエンデサの申立てについて裁定を下した。最高裁判所は、高等裁判所の判決の取消しを求めるエンデサ・エセ・アーの申立てを棄却した。この決定の実施がエンデサ・エセ・アーに重大な経済的影響を及ぼすことは予想されていない。他の理由もある中でも特に、この決定は可能性のある競争移行費用の金額に言及しておらず、エンデサ・エセ・アーがElectra de Viesgo, S.L.の売却によって得た帳簿上のキャピタル・ゲインの総額に照らして、競争移行費用に関連する一定のキャピタル・ゲインが存在すると認められる旨を明記するのに止まっており、この決定及び最高裁判所への上告に関する決定はいずれも、エンデサ・エセ・アーに対する潜在的影響の計算の基礎とすることが可能な金額を明記していないからである。
- Josel, S.L.社は、2009年1月に、計画状況が変更された特定の不動産の、売却の破棄を求めてENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.を訴えた。原告は、85百万ユーロに利息を加えた補償を求めた。2011年5月9日には、第一審裁判所が売買契約を破棄し、支払われた代金の補償を付随的に認めた。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、売却代金に利息、費用及び税を加えた返金を命じられた。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は、2011年5月20日に「Audiencia Provincial de Palma de Mallorca」（パルマ・デ・マリョルカ県控訴裁判所）への控訴を行い、同裁判所は、2012年に下した判決において控訴の主張を容認した。しかし、原告は最高裁判所に司法上の審査を求める上告を申し立てた。この上告は2014年6月13日の決定において容認され、2014年7月16日に通知された。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、決定の発令を受け、決定の経済的影響の予備的評価を行うための当該土地の鑑定を独立の第三者に委託した。しかし、計画の実施後に原不動産の所有権が地方政府に移転しているため、決定の影響の評価が現在も続けられている。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、憲法裁判所への上訴申立て前に、請求棄却の申立てを提出し受理されたが、2014年12月9日に下された裁定により棄却された。裁判所は公的証書の署名日を2015年5月13日に設定した。文書案にはアプローチの変更から発生した土地計画上の問題に関する、執行の遅延はENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に帰することができない旨の議論に基づくENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.の提案はJosel, S.L.からの異議申立てがあり全く反映されていなかったが、この証書は署名され、資金はJosel, S.L.に渡り、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は手続き違反に基づいて上訴を行う権利を留保し、この権利は当該案件を決定した裁定の後に裁判所によって支持された。だが、支払金額については、追加の金利に関して依然として差異が残っている。裁判所は2015年12月9日にENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. の請求を棄却する裁定を下し、そのため、2016年1月18日に預託された資金の制限を解くための対応する反訴が提出された。

- 2009年5月11日に、産業・エネルギー・観光省は2007年12月の放射性粒子の漏出に関連して、アスコーI原子力発電所の運営者としてのENDESA Generación, S.A.U. が1964年4月29日付1964年原子力エネルギー法（法律第25/1964号）に対する4件の重大な違反を犯したことに基づき、合算して15百万ユーロの4件別々の罰金を同社に課す命令を下した。司法審査を求めるスペインの高等裁判所への申立てが行われた。加えて、エネルギー政策及び鉱山局長は、同一の事故に関連する軽微な違反に対し合算して合計90千ユーロの2件の罰金を課した。これらの罰金については、行政手続において及びその後司法審査において争われた。スペインの高等裁判所は、2009年12月1日にENDESA Generación, S.A.U.の申立てを容認し、争われた決定の執行を停止した。ENDESA Generación, S.A.U.は、罰金の価額15百万ユーロを賄う銀行保証の裁判所への差入れを行った。抗告の対象となった主な争点に関する決定は、まだ下されていない。裁判所は、2010年9月14日以降、判決を言い渡す手続を進めている。2011年4月6日、スペインの高等裁判所は、同一の刑事手続（111/2011号）がガンデーザ（タラゴナ県）の裁判所に係属している間、抗告手続を停止することを決定した。ガンデーザ（タラゴナ県）の裁判所は一部不服申立てを支持し、一部訴訟の棄却を命じる判決を下した。上記の判決は検察当局とその他の原告によって上訴された。2015年11月4日、高等裁判所は判決を言い渡し、経過した時間を考慮して、上訴はガンデーザ（タラゴナ県）の裁判所に差し戻された。2012年7月16日、マドリッド地方控訴裁判所はガンデーザ（タラゴナ県）の裁判所の予備手続から発生した刑事訴訟の手続きを停止した。12月16日の判決を通じて、予備手続第111/2011号が進行中であり、審理中の布告に関する調査が進行中である旨を伝えるガンデーザ（タラゴナ県）の裁判所からの令状が伝達された。刑事手続きは依然として進行中であり、したがって、係争中の行政事件訴訟は停止されている。
- 2010年7月1日、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、その送電網（主に本土外の地域（以下、本第6において「TNP」という。））をRed Eléctrica de España, S.A.U.（REE）に売却することを法的に強制された。価格は1,412百万ユーロであったが、CNMCが2013年12月31日より前に報酬を減少させる決定を行った場合における価格調整が含まれていた。Red Eléctrica de España, S.A.U. は、（2013年12月28日に政府官報で公告された）命令ITC/2442/2013号が、契約で想定されたものよりも少ない最終的な報酬を島嶼部の送電網について定めており、したがって調整が正当化されると考えたため、2014年7月21日に、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. を被申立人とする仲裁を民事・商事仲裁裁判所（CIMA）に申し立てた。2015年11月18日、この係争を解決するRed Eléctrica de España, S.A.U.（REE）との和解契約が締結され、最高裁判所は2016年1月18日にENDESA Electrical Distribution, S.L.U.が提訴した上訴を支持し、ITC/2442/2013命令によって定められた補償を無効化した2016年1月21日、仲裁裁判所は両当事者の要請により仲裁の停止の決定を発行した。

- CNMCは、2010年11月4日に、独占禁止法第3条違反、すなわち、政府が認可する最終供給保障の料金の適用を受ける権利を有しない顧客に、2009年4月3日付政令第485/2009号に基づき要求されるもの以外の契約条件を適用したことに関して、配電会社であるENDESA Energía XXIに対する違反手続を開始した。2012年6月12日、CNMCは独占禁止法第3条の違反の主張を理由とする5百万ユーロの罰金をENDESA Energía XXI, S.L.U. に課す決定を発行した。2012年7月、ENDESA Energía XXI, S.L.U. はこの決定に対する抗告をスペインの高等裁判所に申し立てるとともに罰金の執行の一時停止を求め、当該執行は実際に停止された。高等裁判所は、ENDESA Energía XXI, S.L.U.が提出した抗告を棄却した。この件は最高裁判所に上訴され、受理された。この件については、判決がまだ下されていない。
- CNMCは、2012年2月22日に、入札者にその申込の技術的及び経済的条件を知らせる一方で予約されていない施設に関する入札を行うという、電力施設市場での違法な行動の主張を理由とする、23百万ユーロの罰金を課す決定をENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. に通知した（エンデサ / Fenie事件）。2012年4月26日、CNMCはマヨルカに関する事件について1百万ユーロの罰金を科した（エンデサ / Asinem事件）。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、両方の罰金に対する抗告をスペインの高等裁判所に申し立て、同裁判所は、2012年5月21日及び7月3日に言い渡された決定を通じてこの罰金の執行を停止した。一番目の事件（エンデサ/Fenie）については、スペインの高等裁判所は、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.から徴収された23百万ユーロの罰金に対する司法審査を求めた申立てを棄却した。この判決に対する司法審査の申立てが、最高裁判所にも提出された。最高裁判所はこの申立てを受理し、事件は判決を待っている段階である。二番目の事件（エンデサ/Asinem）については、高等裁判所はENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.の申立てを一部認め、独占禁止法当局に罰金の減額を命令した。同当局はこの決定に対する上訴を申し立てた。最高裁判所は2015年2月27日に判決を言い渡し、当局が提出した申立てを一部認めたが、罰金は「法的根拠を持たない計算方法に基づいて」設定されたとして、罰金の決定の無効化を確認した。したがって、最高裁判所はCNMCに対して、独占禁止法の係争に係る2007年7月3日付の法律第15/2007号第63条及び第64条の解釈に従った罰金の再計算を命じた。

- 2013年5月23日、エネルギー政策及び鉱山局局長は、アスコー I及びアスコー II原子力発電所の運営企業としてのENDESA Generación, S.A.U.及びIberdrola Generación, S.A.U.に対し、発電所からの未使用放射性源の管理における履歴管理の紛失に関して、関連情報の紛失における怠慢により、原子力エネルギーに関する1964年4月29日付の法第25/1964号第86条b).3の重大な違反、放射性廃棄物及び使用済燃料管理計画（スペイン語で「PGRR」）の「発電所管理のアプローチ」に係る第3.1.2項の不遵守、並びに放射能源に関する放射能安全管理マニュアル（MPR）第10.5項違反として違反手続を開始することに同意した。この件は原子力発電所が関与しているため、原子力エネルギーに関する1964年4月29日付の法律第25/1964号第89.1条に従って、重大とされる違反は0.3百万ユーロ以上9百万ユーロ以下の罰金に至る可能性がある。2013年6月10日、ENDESA Generación, S.A.U.は答弁書を提出し、この件を放射能源の履歴管理の回復を理由に棄却すること、又はこれが却下される場合は代替的に、放射能源の履歴管理の回復が認定された後に違反のカテゴリーを原子力エネルギーに関する1964年4月29日付の法第25/1964号（LEN）第86.c).3条に従った軽度引き下げることを求めた。この場合には、罰金は0.015百万ユーロ以上0.3百万ユーロ以下となる。2014年1月29日の産業・エネルギー・観光省の決定によって、放射性源の管理における履歴管理の紛失に関する1百万ユーロの連帯の罰金がENDESA Generación, S.A.U. 及び Iberdrola Generación, S.A.U. に課された。ENDESA Generación, S.A.U. は、割り当てられた金額である1百万ユーロを罰金の一部として支払った。この決定に対する異議申立てが、2014年4月4日に高等裁判所に提出された。2015年3月27日に言い渡された裁定は上訴に対する審議が終了し、当該訴訟は現在判決の期日を待っている旨を宣言した。
- 2013年、アルヘシラス（カディス県）の第4第一審裁判所は、Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L. が、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. との間で2006年1月16日に締結した契約の違反に関する61百万ユーロの補償金のObras y Construcciones Alcalá Sur, S.L. への支払いを求めて申し立てたENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. を被告とする訴訟を受理した。具体的には、この訴訟は、原告が所有する450戸超の住宅ユニット向け電力供給のための変電所の建設の ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. による不履行を巡るものであり、そのために、完成した開発の使用許可を得ることが妨げられたとしている。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、契約違反がなく、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. の作為若しくは不作為と変電所の建設に使用することが可能な土地がないこととの間、又は、建設の遅延と住民のための使用許可の取得遅延との間の因果関係もないことから、請求には根拠がないと考えている。2015年6月22日に設定された公聴会は中止され、2016年3月29日に再設定された。

- 2014年1月22日、エプロ水路連盟（以下、本第6において「CHE」という。）会長は、ノゲラ・リバゴルサナ盆地の水力発電所並びにエプロ川沿いのメキネンサ発電所及びリバロハ発電所で産出される電力の25%を引き渡すことをENDESA Generación, S.A.U. に要求するとともに、2012年1月1日から2013年9月30日までの間の現物による義務の強制が不可能であることに基づく同等な賠償金としての28百万ユーロの決済を承認する旨の、2012年1月1日を発効日とする決定を発行した。2014年6月6日、CHEは、2013年10月1日から2013年12月17日までの期間に係る代替的賠償として追加の2百万ユーロの支払も要求した。CHEの決定は、リバゴルサナ保護地を国立産業研究所に付与した1946年布告第10条と、後に同布告を支持した上でEscatrón発電所とFlix発電所の間のエプロ中流域の保護地をEmpresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana S.A. に付与した布告に基づいている。ENDESA Generación, S.A.U. は、司法審査を求める申立てをアラゴン控訴裁判所第2部に提出した。

- 原子力損害又は放射性物質によって引き起こされた損害に対する民事責任を規定した2011年5月27日付法律第12/2011号の第3追加規定は、原子力エネルギーに係る1964年4月29日付原子力エネルギー法第25/1964号の改正を取り入れている。この改正は、原子力発電所の運転免許の所有権の変更を検討し、原子力発電所の免許保有者または運転事業者は、施設全体の責任を負う単一の企業でなければならない旨を定めている。2011年9月28日にENDESA Generación, S.A.U.は規制された期日内に要求された計画の提示を適切に行ったが、エネルギー政策及び鉱山局は、同社が要求する要件を充足しなかったと判断した。共同所有者は、両社によって署名された各発電所について適応計画の作成を要請された。2012年6月25日、産業・エネルギー・観光省は、アスコー 、アスコー 、バンデリョス 、並びにアルマラス及び 原子力発電所を所有する企業に対して、重大な違反に基づき、0.3百万ユーロから9百万ユーロにわたる罰金が科せられる可能性がある懲戒手続きを開始した。これらの企業は答弁書を提出したが、2013年3月14日、これらの企業が適応要件を遵守せずに重大な違反を犯し、原子炉1基について0.9百万ユーロの罰金を科す旨を宣言した省令が発行された。ENDESA Generación, S.A.U. は高等裁判所が設定した罰金に対して上訴し、この上訴が検討中の間、3.6百万ユーロの預託金を差し入れたことにより、この罰金の執行は一時的に停止された。2014年6月25日、高等裁判所は上訴に反する裁定を下し、その結果2014年7月8日に最高裁判所への上告が行われたが、受理されるかは未定である。2014年4月15日及び16日、エネルギー政策及び鉱山局長によるいずれも2014年4月10日付の4件の決定を受領した。これらの決定によって、アルマラスI及びアルマラスII、アスコーI及びアスコーII、並びにバンデリョス原子力発電所の所有者又は共有者としてのENDESA Generación, S.A.U. に対し、原子力に関する1964年4月29日付法律第25/1964号の唯一の経過規定の継続的違反及び重大な違反に伴う、未決案件1件について0.3百万ユーロから9百万ユーロの罰金の主張、具体的には、提出された適応化計画書が1964年4月29日付法律第25/1964号の唯一の経過規定に定められた「適切な適応化計画」ではなく、かつ、同規定に定められた期限までに実行されなかったとみなす主張に基づく違反手続が発動された。2014年9月25日、それぞれに3百万ユーロを科す懲戒手続きを決定した省令が発行された。ENDESA Generación, S.A.U.は、共同違反手続において申し渡された4件の決定事項に対する異議を高等裁判所に申し立てた。裁判所は、一時的な執行停止の要請を受け、9百万ユーロの保証金の差入れにより、2015年7月9日に異議申立てを受理した。

- 2014年7月17日、送電網の拡張施設の施工に関して当該送電網拡張に対する規制外の価格を受領するという違法行為をもたらした優越的地位の濫用が、CNMCの解釈によれば等級に従って告発されるべきものであるという主張に関して、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. に対する1百万ユーロの罰金を提案する旨のCNMCの決定が受領された。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、これとは逆に、同社が手続の過程で存在した従来の多数の判例に従って業界規制を正確に適用したと考えている。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、同決定が違法であることを根拠とする抗告を高等裁判所に申し立て、罰金の執行の一時停止を求めた。高等裁判所は罰金の執行を一時停止し、手続は現在も続けられている。
- 2015年4月13日、Endesa Generación, S.A.U. は、グアダルキビール水路連盟（CHG）が発行した、トランコ・デ・ベアス、グアダルメリャト、グアダレン、ベンベサル、イスナハル、グアダルメナ、ドナ・アルドンサ及びペドロ・マリン水力発電所における発電のための予備能力に関する2009年下半年期及び2010年から2013年分の決済、11百万ユーロの通知を受けた。以前、2014年12月及び2015年1月に、Endesa Generación, S.A.U. は、これらの発電所について2011年及び2012年分3百万ユーロ並びに2013年分2百万ユーロを徴収する決済連絡を受けていた。Endesa Generación, S.A.U.はこれらの決済すべてについて、アングルシア経済行政裁判所に異議を申し立て、支払の停止を要請し、認められた。
- Electrometalúrgica del Ebro, S.A.（EMESA）は、エンデサ・エセ・アーを相手取って、サスタゴ、サスタゴおよびメヌサ水力発電所における発電量のエネルギー販売最低保証価格として、2013年の発電についての2百万ユーロ及び2014年に発電についての8百万ユーロの支払い、並びにEMESAが計算した残高に従ってエンデサ・エセ・アーに2021年までこうした最低保証額の支払いを強制する裁定を請求した仲裁手続を開始した。仲裁裁判所は2015年6月に設置された。Electrometalúrgica del Ebro, S.L.（EMESL）は請求を提示し、エンデサ・エセ・アーはその請求に対して異議を申し立て、さらにEMESLに対する反訴を行い、12百万ユーロを請求した。EMESLは訴答書において異議を唱え、これに対してエンデサ・エセ・アーは再答弁書を提出した。

- エストレマドゥーラ州エコ税に関し、エストレマドゥーラ州内の環境に影響を及ぼす施設への課税に関するエストレマドゥーラ州法8/2005号に基づいて請求された、2006～2015年度の決済に対する抗告が申立てられた。抗告は、同税が違憲であること、及び、税に要求される基本的要素の1つが欠けているものであることを主張している。合憲性については、2015年2月16日、憲法裁判所はGas Natural Fenosa が ENDESA Generación, S.A.U.と同様に提起した訴訟において、当該税が違憲である旨を宣告した。2015年6月11日、最高裁判所は2006年についての異議申立てを受理した。2016年1月29日、エストレマドゥーラ地方控訴裁判所は2007年について有利な判決を言い渡したが、これは再審請求可能である。2009年に関する異議申立てについてはエストレマドゥーラ地方控訴裁判所で未決であるが、同裁判所は最近 Iberdrola及びGas Natura（両社も同裁判所に異議申立てを行っていた）の利益に有利な裁定を下している。ただしエストレマドゥーラ地方政府は、この裁定に対して最高裁判所に上告することが可能であった。2015年11月3日、最高裁判所は2012年の Iberdrola, S.A.についても合憲性の疑問を指摘した。エコ税2006年から2015年の間にエンデサが支払ったエコ税は188百万ユーロであり、払い戻される場合には関連する金利が含まれなければならない。
- 2016年1月11日、アンダルシア地方政府がENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に対してアルハマ・デ・アルメリア・アルメリアのパラヘ・ガトゥナに所在する送電線から発生したと申し立てられており、危険地域とみなされる公有地及び私有地合わせて3,259ヘクタールを焼失させた火災から発生した損害に関連する補償を請求した訴訟が提起された。消火活動、環境上の損害及び焼失した物品から発生した損失について、35百万ユーロが請求された。2016年2月5日、反訴が提出された。

当社取締役は、連結財務書類に認識されている引当金が、本注記において言及した訴訟、仲裁及びその他の事項を十分に賄うものであると考えており、既に引き当てられたものでない債務がこれらの問題によって生じることが予想していない。

これらの引当金が対象とするリスクの性質を前提とすると、支払又は回収が発生するとしてもその合理的な時期を決定することは実際上不可能である。

2015年度及び2014年度の訴訟の解決に関連する支払額は、それぞれ46百万ユーロ及び91百万ユーロ（うち、57百万ユーロは継続事業によるものであり、34百万ユーロは非継続事業によるものであった）であった。

注記17. 金融債務

17.1. 短期及び長期有利子ローン及び借入金

2015年及び2014年12月31日現在の短期及び長期の有利子のローン及び借入金の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日				
		額面金額	帳簿価額		小計	公正価値
			長期	短期		
債券及びその他の市場性有価証券		215	226	-	226	223
銀行借入金		676	676	-	676	693
その他の借入金	(*)	3,778	3,778	-	3,778	4,377
デリバティブを除く有利子ローン及び借入金合計		4,669	4,680	-	4,680	5,293
デリバティブ	18.3	-	-	-	-	-
合計	18	4,669	4,680	-	4,680	5,293

(*) 固定負債に分類される517百万ユーロのファイナンス・リースを含む。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年12月31日				
		額面金額	帳簿価額		小計	公正価値
			長期	短期		
債券及びその他の市場性有価証券		333	347	-	347	347
銀行借入金		505	506	-	506	532
その他の借入金	(*)	5,230	5,230	-	5,230	6,675
デリバティブを除く有利子ローン及び借入金合計		6,068	6,083	-	6,083	7,554
デリバティブ	18.3	21	-	1	1	1
合計	18	6,089	6,083	1	6,084	7,555

(*) 固定負債に分類される539百万ユーロのファイナンス・リースを含む。

有利子ローン及び借入金の満期別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	満期	2015年 12月31日 現在の 帳簿価額	公正 価値	短期	長期	満期					額面 金額
						2017年	2018年	2019年	2020年	その後	
債券及びその他の 市場性有価証券											
固定利率	2031	41	39	-	41	-	-	-	-	41	32
変動利率	2019	185	184	-	185	36	132	17	-	-	183
小計		226	223	-	226	36	132	17	-	41	215
銀行借入金											
固定利率	2046	21	22	-	21	-	-	-	-	21	21
変動利率	2028	655	671	-	655	59	171	46	46	333	655
小計		676	693	-	676	59	171	46	46	354	676
その他の借入金											
固定利率	2036	3,522	4,121	-	3,522	24	39	22	23	3,414	3,522
変動利率	2020	256	256	-	256	1	250	-	5	-	256
小計		3,778	4,377	-	3,778	25	289	22	28	3,414	3,778
合計		4,680	5,293	-	4,680	120	592	85	74	3,809	4,669

(単位：百万ユーロ)

	満期	2014年 12月31日 現在の 帳簿価額	公正 価値	短期	長期	満期					額面 金額
						2016年	2017年	2018年	2019年	その後	
債券及びその他の 市場性有価証券											
固定利率	2031	43	42	-	43	-	-	-	-	43	32
変動利率	2019	304	305	-	304	250	36	-	18	-	301
小計		347	347	-	347	250	36	-	18	43	333
銀行借入金											
固定利率	2046	22	22	-	22	-	-	-	-	22	21
変動利率	2028	484	510	-	484	329	13	16	13	113	484
小計		506	532	-	506	329	13	16	13	135	505
その他の借入金											
固定利率	2036	5,052	6,497	-	5,052	50	23	22	22	4,935	5,052
変動利率	2017	178	178	-	178	177	1	-	-	-	178
小計		5,230	6,675	-	5,230	227	24	22	22	4,935	5,230
合計		6,083	7,554	-	6,083	806	73	38	53	5,113	6,068

デリバティブ控除前の総金融債務の通貨別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日							
	当初の債務の構成債務 長期			デット・ カバレッ ジ・ レシオの 影響	カバレッジ後の 長期債務の構成		金利	
	償却原価	額面金額	割合(%)		償却原価	割合(%)	平均金利	実効金利
ユーロ	4,680	4,669	100.00%	-	4,680	100.00%	2.70%	2.70%
その他	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	4,680	4,669	100.00%	-	4,680	100.00%	-	-

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日							
	当初の債務の構成債務 長期			デット・ カバレッ ジ・ レシオの 影響	カバレッジ後の 長期債務の構成		金利	
	償却原価	額面金額	割合(%)		償却原価	割合(%)	平均金利	実効金利
ユーロ	6,062	6,047	99.70%	21	6,083	100.00%	3.00%	3.00%
その他	21	21	0.30%	(21)	-	-	1.50%	1.50%
合計	6,083	6,068	100.00%	-	6,083	100.00%	-	-

デリバティブを除く長期有利子ローン及び借入金の額面金額の2015年度及び2014年度中の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年 12月31日 現在の 額面金額	返済及び 償還	範囲の 変更	新規借入	振替	換算差額 及び 為替差 損益	売却 目的で 保有する 固定資産 に関連 する 負債への 振替	2015年 12月31日 現在の 額面金額
債券及びその他の市場 性有価証券	333	(15)	-	-	(103)	-	-	215
銀行借入金	505	-	-	318	(147)	-	-	676
その他の借入金	5,230	(1,617)	-	8	157	-	-	3,778
合計	6,068	(1,632)	-	326	(93)	-	-	4,669

(単位：百万ユーロ)

	2013年 12月31日 現在の 額面金額 (修正再 表示後)	返済及び 償還	範囲の 変更	新規借入	振替	換算差額 及び 為替差 損益	売却 目的で 保有する 固定資産 に関連 する 負債への振替 (注記32.1)	2014年 12月31日 現在の 額面金額
債券及びその他の市場 性有価証券	4,461	(243)	-	576	(990)	245	(3,716)	333
銀行借入金	1,711	(734)	-	65	(177)	25	(385)	505
その他の借入金	1,101	(8)	20	4,551	(37)	39	(436)	5,230
合計	7,273	(985)	20	5,192	(1,204)	309	(4,537)	6,068

総金融債務の2015年度中の平均金利は2.7%であった（2014年：3.0%。全部が継続事業に対応）。

17.2. その他の事項

流動性

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサ各社は合計それぞれ3,187百万ユーロ及び3,519百万ユーロの未利用の信用枠を有しており、このうち1,000百万ユーロはENEL Finance International, N.V. と締結した信用枠に対応しているが、当該各日におけるこの枠の利用残高はゼロであった。

これらの信用枠は、連結財政状態計算書の長期有利子ローン及び借入金に表示された短期借入債務の借換えを担保している（注記3n及び19.4を参照）。これらの信用枠の金額は、流動資産とともにエンデサの短期支払債務を十分にカバーしている。

主な金融取引

2015年度における主な取引は、以下のとおりであった。

- 2015年前半、エンデサ・エセ・アーは、様々な金融機関との間で取り決めた2018年前半に満期を迎える合計300百万ユーロの融資枠を更新した。
- 2015年9月25日、エンデサ・エセ・アーは、2014年9月に欧州投資銀行により付与された300百万ユーロの満期12年の変動金利のローンのドローダウンを行った。このローンは2019年9月の後に返済することができる。
- 融資枠及び内部借入金（注記34.1.2）

(単位：百万ユーロ)

	設定者	日付	金額	2015年12月31日現在の帳簿価額		金利	満期
				長期	短期		
内部借入金(ユーロ)	ENEL Finance International, N.V.	2015年6月30日	3,000	3,000 (*)	-	固定	2024年10月29日
コミットメントのない融資枠(ユーロ)	ENEL Finance International, N.V.	2015年12月23日	1,500	200	-	変動利率	2016年12月31日
融資枠(ユーロ)	ENEL Finance International, N.V.	2015年6月30日及び2015年12月29日	1,000	-	-	変動利率	2018年6月30日
合計			5,500	3,200	-		

(*) 2015年6月30日に1,500百万ユーロの一部返済を行った。

2014年度における主な取引は、以下のとおりであった。

継続事業：

- エンデサ・エセ・アーとENEL Finance International, N.V. との間の内部融資枠が2014年6月6日に3,500百万ユーロから1,000百万ユーロに減額された。
- 融資枠の利用及び内部借入金

(単位：百万ユーロ)

	設定者	日付	金額	2014年12月31日現在の帳簿価額		金利	満期
				長期	短期		
内部借入金(ユーロ)	ENEL Finance International, N.V.	2014年10月23日	4,500	4,500	-	固定	2024年10月29日
融資枠(ユーロ)(**)	ENEL Finance International, N.V.	2014年10月23日	1,000	(**)	(**)	変動(*)	2015年10月21日
融資枠の更改(ユーロ)	銀行	2014年12月22日及び2014年12月23日	1,900	4	-	変動(*)	2018
合計			7,400	4,504	-		

(*) 参照金利はEuribor。

(**) 2014年12月上旬に解約された。

- 600百万ユーロの新規資金調達で2014年9月26日に欧州投資銀行（EIB）との間で取り決められたが、2014年度中には実行されなかった。
- 返済
 - International ENDESA B.V. が、2039年2月満期の245百万ユーロのユーロ・ミディアムタームノート（EMTN）の繰上返済を2014年2月に行った。
 - エンデサ・エセ・アーが、Banco Popularからの400百万ユーロのローンの繰上返済を2014年3月に行った。
 - エンデサ・エセ・アーが、Banco Sabadell及びシティバンクとの間で取り決められていたそれぞれ150百万ユーロ及び135百万ユーロの銀行ローンの繰上返済を2014年8月に行った。
 - ENDESA B.V. が、それぞれ2016年9月及び2019年9月満期の2件の158百万ユーロの米国私募発行（USPP）分の繰上返済を2014年9月9日に行った。

非継続事業：

- Ampla Energia e Serviços, S.A. とCompanhia Energetica do Ceará S.A. との間の、ブラジルにおける150百万ブラジル・レアル（50百万ユーロ相当）の融資枠のコミットメントの乗換え、及び120百万ブラジル・レアル（40百万ユーロ相当）の新たな融資枠のコミットメントを取決めた。Companhia Energetica do Ceará S.A. は、5年間の150百万ブラジル・レアル（50百万ユーロ相当）の銀行ローンの借入れも行った。
- チリでは、Empresa Nacional de Electricidad, S.A. が400百万米ドル（293百万ユーロ相当）の10年物国際社債を発行した。
- コロンビアでは、Emgesa S.A. E.S.P. が590,000百万コロンビア・ペソ（221百万ユーロ相当）の6年物、10年物及び16年物の現地社債を発行した。加えて、9月には、Codensa, S.A. が185,000百万コロンビア・ペソ（69百万ユーロ相当）の7年物現地社債を発行した。
- ペルーでは、Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. が3年から10年までの間の満期の合計389百万ペルー・ヌエボ・ソル（139百万ユーロ相当）の様々な社債を発行した。

財務制限条項等

エンデサの特定会社の金融負債の契約には、この種の契約における通常の制限条項が定められている。

スペインにおけるエンデサの大半の資金調達活動を行っているエンデサ・エセ・アー、International ENDESA B.V. 及びENDESA Capital, S.A.U. の資金調達契約には、特定の財務比率の維持不履行が契約違反及び期限前終了を生じさせるものとする義務は定められていない。

ENDESA, B.V. 及びENDESA Capital, S.A.U. がそれぞれのグローバル・ミディアムタームノートに基づいて発行した社債、並びにエンデサ・エセ・アーが取り決めた銀行借入れについては、次のとおりである。

- （貸付人もしくは保証人としての）エンデサ・エセ・アーの又は発行者の、特定の義務の決済に関する債務不履行（特定額を超えるもの）が発生した場合に債務を繰上返済しなければならないことを定める、クロス・デフォルト条項。
- 条項の対象となっている社債に同様な保証が供与される場合でない限り、発行者及びエンデサ・エセ・アーのいずれも特定の種類の債券を担保するために各々の資産に対する抵当権、先取特権又はその他の制限を設定することができないことを定める、ネガティブプレッジ条項。
- 社債と保証が、発行者若しくは保証人としてのエンデサ・エセ・アーが発行する現在あるいは将来の無担保若しくは非劣後の債券のいずれとも少なくとも同順位であることを定める、パリパス条項。

信用格付に関連する条項については、2015年及び2014年12月31日現在、エンデサ・エセ・アーは、その信用格付が特定の水準未満に引き下げられた場合に追加保証又は再交渉が要求され得るそれぞれ343百万ユーロ及び107百万ユーロの金融取引を締結してあった。

2015年12月31日現在、エンデサ及びその子会社には、エンデサに対する支配の変更が生じた場合に返済しなければなくなる可能性のある銀行及びENEL Finance International, N.V. からのローン及び借入金4,950百万ユーロあり、うち未返済残高は3,650百万ユーロであった（2014年12月31日現在4,650百万ユーロ）。2015年末現在、支配の変更に起因する早期返済が必要となり得るデリバティブ取引はなかった（2014年度は時価1百万ユーロおよび想定元本15百万ユーロ）。

2015年及び2014年12月31日現在、プロジェクトに割り当てられた資産を債権者に担保として差し入れる義務は存在しなかった。

資産の譲渡に係る条項については、エンデサ・エセ・アーの負債の一部に、エンデサの連結資産の一定割合を超えるものに関する制限が含まれており、この割合は、関連する取引に応じて7%から10%までとなっている。この閾値を超える場合でも、原則として、同等な対価を受領しない場合又はエンデサ・エセ・アーの支払能力に重大な悪影響が及ぶ場合にのみ、当該制限が適用される。こうした条項の影響を受ける負債の額は、2015年12月31日現在619百万ユーロである（2014年12月31日現在では464百万ユーロ）。

エンデサの取締役は、これらの条項の存在が2015年及び2014年12月31日現在の連結財政状態計算書上の流動／固定の分類に変更を引き起こすことはないと考えている。

その他の事項

2015年度および2014年度における借入金残高にかかる予想金利は、当該日現在適用されている利率がそれぞれの取引の期間にわたって維持されると仮定すると、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

手段	2015年12月31日現在の金融債務残高						
	小計	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	その後
債券及びその他の市場性有価証券	19	3	2	3	3	2	6
銀行借入金	350	29	28	26	26	24	217
その他の借入金	841	95	94	94	93	93	372
合計	1,210	127	124	123	122	119	595

(単位：百万ユーロ)

手段	2014年12月31日現在の金融債務残高						
	小計	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	その後
債券及びその他の市場性有価証券	25	5	3	3	3	3	8
銀行借入金	368	30	28	26	25	25	234
その他の借入金	1,387	141	139	139	139	138	691
合計	1,780	176	170	168	167	166	933

2015年及び2014年12月31日現在、当社株式に転換できる、若しくは一定の場合に所有者に株式に転換できる特権あるいは権利を与える債券はなかった。

2015年12月31日現在、エンデサ・エセ・アー及びその主な子会社のいずれも、債務の繰上返済を要求できる各々の金銭債務又は義務の違反状態にはなかった。

注記18. 金融商品

2015年及び2014年12月31日現在の、連結財政状態計算書における固定及び流動金融資産 / 負債商品の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)					
	注記	2015年12月31日		2014年12月31日	
		長期	短期	長期	短期
金融資産商品					
固定金融資産		629	-	619	-
流動金融資産		-	353	-	1,210
営業債権及びその他の債権	12	-	2,671	-	2,726
現金及び現金同等物	13	-	346	-	648
合計	18.1	629	3,370	619	4,584
金融負債商品					
長期有利子ローン及び借入金	17	4,680	-	6,083	-
その他の固定負債	20	632	-	556	-
短期有利子ローン及び借入金	17	-	-	-	1
営業債務及びその他の流動負債	22	-	4,497	-	4,759
合計	18.2	5,312	4,497	6,639	4,760

18.1. 固定及び流動金融資産の分類

2015年及び2014年12月31日現在の、連結財政状態計算書における固定及び流動金融資産商品の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)					
		2015年12月31日		2014年12月31日	
		長期	短期	長期	短期
貸付金及び債権	18.1.1	611	3,370	591	4,583
売却可能金融資産	18.1.2	7	-	13	-
満期保有目的投資		-	-	-	-
トレーディング目的で保有する金融資産	18.3	-	-	-	1
損益計算書を通じて公正価値で測定されるその他の金融資産		-	-	-	-
ヘッジ手段のデリバティブ	18.3	11	-	15	-
合計		629	3,370	619	4,584

2015年度及び2014年度における固定金融資産商品の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年 12月31日 現在残高	増加又は 損失計上	処分又は 減少	株主 持分 において 認識 された 評価 差額金(*)	為替換算 差額	振替及び その他	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替 (注記32.2)	2015年 12月31日 現在残高
貸付金及び債権	594	80	(37)	1	-	(23)	(2)	613
売却可能金融資産	36	-	-	-	-	(3)	(3)	30
デリバティブ	15	-	(4)	-	-	-	-	11
減損損失	(26)	-	-	-	-	1	-	(25)
合計	619	80	(41)	1	-	(25)	(5)	629

(*) 必要に応じて株主持分のその他の包括利益又は非支配持分において認識されている。

(単位：百万ユーロ)

	2013年 12月31日 現在残高 (修正再 表示後)	増加又は 損失計上	処分又は 減少	株主 持分 において 認識 された 評価 差額金(*)	為替換算 差額	振替及び その他	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替 (注記32.1)	2014年 12月31日 現在残高
貸付金及び債権	2,534	210	(1,348)	(4)	(13)	(295)	(490)	594
売却可能金融資産	673	58	(130)	-	50	9	(624)	36
デリバティブ	43	-	(5)	(2)	-	(16)	(5)	15
減損損失	(26)	-	-	-	-	(1)	1	(26)
合計	3,224	268	(1,483)	(6)	37	(303)	(1,118)	619

(*) 必要に応じて株主持分のその他の包括利益又は非支配持分において認識されている。

固定金融資産の満期別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日	2014年12月31日
1年から3年	91	77
3年から5年	23	15
5年超	515	527
合計	629	619

18.1.1. 貸付金及び債権

2015年及び2014年12月31日現在の貸付金及び債権の種類別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日		2014年12月31日	
		長期	短期	長期	短期
現金及び現金同等物	13	-	346	-	648
営業債権	12	-	2,494	-	2,434
非金融デリバティブ	12及び18.3	51	177	19	292
金融資産		560	353	572	1,209
スペインの規制対象業務からの収益の不足額の資金調達	4	-	155	-	466
本土外発電の回収できなかったコストに関する補償金（「TNP」）	4	-	137	-	707
保証金		427	-	421	-
従業員貸付金		22	9	22	10
関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する貸付金		58	13	86	4
その他の金融資産		53	39	43	22
合計		611	3,370	591	4,583

販売およびサービスの提供に係る営業債権の支払期日別内訳及び減損額は注記19.5に記載のとおりである。

これらの資産の公正価値は、実質的にそれぞれの帳簿価額と異なっていない。2015年度、スペインの規制対象業務からの収益の不足額の資金調達については、当年度中に回収されなかった金額の全部が一時的変動に対応するものであったので、利息は発生しなかった（2014年度には0.6%から2.2%までの利息が発生した。）。

スペインの規制対象業務からの収益の不足額の資金調達

2014年12月13日、2013年度の電力システムの損失を回収する権利の譲渡手続に適用されるとともに、この損失の回収権および該当するものがあれば従前の負の時点不一致から発生する利息の利率計算方法を施行する、2014年12月12日付勅令第1054/2014号が公告された。この勅令は、譲渡が完全、取消不能かつ無条件であることを条件として、2013年度の損失に係る回収権の譲渡を許容していた（注記4を参照）。

2014年12月15日、エンデサ・エセ・アーは、CNMCにより承認された2013年度の1,469百万ユーロ（同日現在未回収であった回収権の98.6%）に係る回収権のリスクおよび経済価値を銀行の集団（Bankia, S.A.、Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.、CaixaBank, S.A.、Banco Popular, S.A. 及びBanco Santander, S.A.）に譲渡したので、1,237百万ユーロの固定金融資産および232百万ユーロの固定金融資産の連結財政状態計算書における認識を中止した。

2014年12月31日現在のスペインの規制対象業務からの収益の不足額の資金調達には、2014年度に発生した445百万ユーロの損失、及び、譲渡日までに発生した回収権のうちCNMCによる決定を待っている21百万ユーロが含まれていた。決定を待っている金額は2015年度中に回収され、年度末現在、一時的不均衡に起因する不足に関連する未回収額の合計が155百万ユーロとなっている。

本土外発電の回収できなかったコストに関する補償金

2015年12月31日現在のこの項目には、本土外発電における超過分に関する補償金受領権（注記4を参照）が137百万ユーロ含まれていた（2014年12月31日現在は707百万ユーロ）。

保証金

2015年及び2014年12月31日現在の保証金には、主に、契約署名時にスペイン国内の顧客から電力供給の保証として受領し、スペイン国内で施行されている基準に従って関連行政機関に預託済みであるため連結財政状態計算書のその他の固定金融資産としても認識されている、保証及び預託金が含まれている（注記20を参照）。

関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する貸付金

2015年及び2014年12月31日現在の、関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する固定及び流動貸付金の満期別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年 12月31日 現在残高	2016年の 1年以内 満期到来分	固定満期					小計
			2017年	2018年	2019年	2020年	その後	
ユーロ	71	13	-	-	-	3	55	58
外貨	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	71	13	-	-	-	3	55	58

(単位：百万ユーロ)

	2014年 12月31日 現在残高	2015年の 1年以内 満期到来分	固定満期					小計
			2016年	2017年	2018年	2019年	その後	
ユーロ	90	4	15	-	-	8	63	86
外貨	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	90	4	15	-	-	8	63	86

これらの貸付金には、2015年度に2.97% 及び2014年度に3.89%の平均年率の利息が発生している。

18.1.2. 売却可能金融資産

2015年度及び2014年度中の他の会社への投資に対応する売却可能金融資産は、それぞれ7百万ユーロ及び13百万ユーロであった。

2015年及び2014年12月31日現在の売却可能金融投資の評価差額は、23百万ユーロであった。この項目において認識されたその他投資の個々の金額は重要性のあるものではない。

18.1.3. 金融投資の契約債務

2015年及び2014年12月31日現在、当社には重要な金額の金融投資を行う旨の契約債務が含まれる契約はなかった。

18.2. 固定及び流動金融負債の分類

2015年及び2014年12月31日現在の連結財政状態計算書における固定及び流動金融負債商品の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日		2014年12月31日	
		長期	短期	長期	短期
債務及び未払金	18.2.1	5,218	4,497	6,520	4,759
トレーディング目的で保有する金融負債		-	-	-	-
損益を通じて公正価値で評価されるその他の金融負債	(*)	94	-	119	-
ヘッジ手段のデリバティブ	18.3	-	-	-	1
合計		5,312	4,497	6,639	4,760

(*) 取引日から公正価値ヘッジの原資産となっているすべての金融負債。

18.2.1. 債務及び未払金

2015年及び2014年12月31日現在の債務及び未払金の種類別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日		2014年12月31日	
		長期	短期	長期	短期
債券及びその他の市場性有価証券	17	153	-	250	-
銀行借入金	17	655	-	484	-
その他の借入金	17	3,778	-	5,230	-
営業債務及びその他の流動負債	22	-	4,239	-	4,424
その他の固定負債	20	573	-	524	-
非金融デリバティブ	18.3、 20 及び22	59	258	32	335
合計		5,218	4,497	6,520	4,759

18.3. デリバティブ金融商品

エンデサは注記19のリスク管理方針を採用して、主に金利、外貨、及び現物のヘッジを行うデリバティブを利用している。

組込デリバティブの経済的性質及びリスクは主契約と密接に関連しているため、エンデサは組込デリバティブの情報を個別に提示していない。

2015年及び2014年12月31日現在、デリバティブ金融商品の評価の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日			
	資産		負債	
	短期	長期	短期	長期
借入債務デリバティブ	-	11	-	-
金利ヘッジ	-	11	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	11	-	-
外貨ヘッジ	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	-	-	-	-
現物デリバティブ	177	51	258	59
外貨ヘッジ	5	-	2	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	5	-	2	-
価格ヘッジ	3	1	41	1
キャッシュ・フロー・ヘッジ	3	1	41	1
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	169	50	215	58
その他デリバティブ	-	-	-	-
合計	177	62	258	59

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日			
	資産		負債	
	短期	長期	短期	長期
借入債務デリバティブ	1	15	1	-
金利ヘッジ	-	15	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	15	-	-
外貨ヘッジ	-	-	1	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	1	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	1	-	-	-
現物デリバティブ	288	19	330	32
外貨ヘッジ	34	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	34	-	-	-
価格ヘッジ	47	-	9	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	47	-	9	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	207	19	321	32
その他デリバティブ	4	-	5	-
合計	293	34	336	32

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサのデリバティブに関する想定元本又は契約金額の満期別の詳細、及び公正価値の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日							
	公正価値	想定元本						
		2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	その後	合計
金融デリバティブ	11	36	20	-	15	-	12	83
金利ヘッジ	11	36	20	-	15	-	12	83
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	11	36	20	-	15	-	12	83
スワップ	11	36	20	-	15	-	12	83
外貨ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
先物	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
現物デリバティブ	(89)	3,257	640	22	-	-	-	3,919
外貨	5	712	8	-	-	-	-	720
ヘッジとして指定されている	3	419	8	-	-	-	-	427
先物	3	419	8	-	-	-	-	427
ヘッジとして指定されていない	2	293	-	-	-	-	-	293
先物	2	293	-	-	-	-	-	293
商品価格	(94)	2,545	632	22	-	-	-	3,199
ヘッジとして指定されている	(38)	400	34	-	-	-	-	434
スワップ	(38)	400	34	-	-	-	-	434
その他	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料ヘッジとして指定されていない	(58)	1,391	498	22	-	-	-	1,911
スワップ	(71)	1,179	439	18	-	-	-	1,636
その他	13	212	59	4	-	-	-	275
電力ヘッジとして指定されていない	2	754	100	-	-	-	-	854
スワップ	1	726	100	-	-	-	-	826
その他	1	28	-	-	-	-	-	28
合計	(78)	3,293	660	22	15	-	12	4,002

(単位：百万ユーロ)

デリバティブ	2014年12月31日							
	公正価値	想定元本						
		2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	その後	合計
金融デリバティブ	15	36	36	20	-	15	12	119
金利ヘッジ	15	-	36	20	-	15	12	83
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	15	-	36	20	-	15	12	83
スワップ	15	-	36	20	-	15	12	83
外貨ヘッジ	(1)	21	-	-	-	-	-	21
キャッシュ・フロー・ヘッジ	(1)	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	(1)	-	-	-	-	-	-	-
先物	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	21	-	-	-	-	-	21
スワップ	-	21	-	-	-	-	-	21
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	1	15	-	-	-	-	-	15
スワップ	1	15	-	-	-	-	-	15
現物デリバティブ	(56)	5,476	395	70	-	-	-	5,941
外貨	31	898	-	-	-	-	-	898
ヘッジとして指定されている	34	536	-	-	-	-	-	536
先物	34	536	-	-	-	-	-	536
ヘッジとして指定されていない	(3)	362	-	-	-	-	-	362
先物	(3)	362	-	-	-	-	-	362
商品価格	(87)	4,578	395	70	-	-	-	5,043
ヘッジとして指定されている	38	751	-	-	-	-	-	751
スワップ	39	748	-	-	-	-	-	748
その他	(1)	3	-	-	-	-	-	3
燃料ヘッジとして指定されていない	(123)	2,438	317	70	-	-	-	2,825
スワップ	(117)	2,186	310	63	-	-	-	2,559
その他	(6)	252	7	7	-	-	-	266
電力ヘッジとして指定されていない	(2)	1,389	78	-	-	-	-	1,467
スワップ	(4)	1,199	78	-	-	-	-	1,277
その他	2	190	-	-	-	-	-	190
合計	(41)	5,512	431	90	-	15	12	6,060

締結された契約の想定元本又は契約金額あるいはその両方は、デリバティブの決済の計算を行う基礎にすぎないため、エンデサの実際の負担リスクを反映していない。

連結損益計算書には、2015年度及び2014年度のキャッシュ・フロー・ヘッジの非有効部分は反映されていない。

公正価値ヘッジのデリバティブ及びヘッジ対象項目に関連して、連結損益計算書に計上された金額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年		2014年	
	利益	損失	利益	損失
ヘッジ対象項目 デリバティブ(*)	3	-	1	3
	-	3	3	1
合計	3	3	4	4

(*) 決済なし

2015年度に当初キャッシュ・フローとして指定されたデリバティブのヘッジ会計適用の中止はなかった(2014年度は連結損益計算書に1百万ユーロ)。

18.4. 固定及び流動金融資産と同金融負債の区分別の正味利益及び損失

18.4.1. 金融資産の区分別正味差益及び損失

金融資産の区分別正味損失は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年						
	トレーディング 目的で 保有する 金融資産	損益 計算書を通じて 公正価値で測定 される その他の 金融資産	売却可能 金融資産	貸付金 及び債権	満期保有 目的投資	ヘッジ 手段の デリバ ティブ	合計
連結損益計算書に計上された(損失)/利益	12	3	-	(129) (*)	-	150	36
その他の包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-	(84)	(84)
合計	12	3	-	(129)	-	66	(48)

(*) 134百万ユーロの正味減損損失を含む(注記12及び28を参照)。

(単位：百万ユーロ)

	2014年						
	トレーディング 目的で 保有する 金融資産	損益 計算書を通じて 公正価値で測定 される その他の 金融資産	売却可能 金融資産	貸付金 及び債権	満期保有 目的投資	ヘッジ 手段の デリバ ティブ	合計
連結損益計算書に計上された(損失)/利益	12	-	-	(107) (*)	-	31	(64)
その他の包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-	48	48
合計	12	-	-	(107)	-	79	(16)

(*) 127百万ユーロの正味減損損失を含む(注記12及び28を参照)。

18.4.2. 金融負債の区分別正味利益及び損失

金融負債の区分別正味損失は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年				
	トレーディング 目的で 保有する 金融負債	損益を 通じて 公正価値 で評価 される その他の 金融負債	債務及び 未払金	ヘッジ手段 のデリバ ティブ	合計
連結損益計算書に計上された(損失)/利益	(7)	-	(120) (*)	(9)	(136)
その他の包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-
合計	(7)	-	(120)	(9)	(136)

(*) 165百万ユーロに係る借入債務金融費用を含む（注記29を参照）。

(単位：百万ユーロ)

	2014年				
	トレーディング 目的で 保有する 金融負債	損益を 通じて 公正価値 で評価 される その他の 金融負債	債務及び 未払金	ヘッジ 手段のデリ バティブ	合計
連結損益計算書に計上された(損失)/利益	(5)	(3)	(136) (*)	(12)	(156)
その他の包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-
合計	(5)	(3)	(136)	(12)	(156)

(*) 136百万ユーロに係る借入債務金融費用を含む（注記29を参照）。

18.5. 固定及び流動金融資産と同金融負債の相殺

2015年及び2014年12月31日現在、相殺された固定及び流動金融資産と同金融負債の詳細は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日					
		金融資産 総額	相殺額	財務 書類に 計上 されて いる 金融資産 純額	まだ相殺されて いない相殺契約 対象額		純額
					金融商品	金融担保	
固定金融資産	18.1	629	-	629	(46)	-	583
デリバティブ	18.3	51	-	51	(46)	-	5
固定資産合計		629	-	629	(46)	-	583
営業債権及びその他の債権	12	2,977	-	2,977	(283)	-	2,694
営業債権サービス		2,662	-	2,662	(128)	-	2,534
デリバティブ	18.3	177	-	177	(155)	-	22
流動資産合計		2,977	-	2,977	(283)	-	2,694

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年12月31日					
		金融資産 総額	相殺額	財務 書類に 計上 されて いる 金融資産 純額	まだ相殺されて いない相殺契約 対象額		純額
					金融商品	金融担保	
固定金融資産	18.1	619	-	619	(19)	-	600
デリバティブ	18.3	19	-	19	(19)	-	-
固定資産合計		619	-	619	(19)	-	600
営業債権及びその他の債権	12	3,071	-	3,071	(325)	-	2,746
営業債権サービス		2,574	-	2,574	(105)	-	2,469
デリバティブ	18.3	292	-	292	(220)	-	72
流動資産合計		3,071	-	3,071	(325)	-	2,746

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日					
		金融負債 総額	相殺額	財務 書類に 計上 されて いる 金融負債 純額	まだ相殺されて いない相殺契約 対象額		純額
					金融商品	金融担保	
長期有利子ローン及び借入金	17.1	4,680	-	4,680	-	-	4,680
その他の借入金		3,778	-	3,778	-	-	3,778
その他の固定負債	20	632	-	632	(46)	-	586
デリバティブ	18.3	59	-	59	(46)	-	13
固定負債合計		5,312	-	5,312	(46)	-	5,266
営業債務及びその他の流動負債	22	5,233	-	5,233	(284)	-	4,949
営業債務		3,386	-	3,386	(129)	-	3,257
デリバティブ	18.3	258	-	258	(155)	-	103
流動負債合計		5,233	-	5,233	(284)	-	4,949

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年12月31日					
		金融負債 総額	相殺額	財務 書類に 計上 されて いる 金融負債 純額	まだ相殺されて いない相殺契約 対象額		純額
					金融商品	金融担保	
長期有利子ローン及び借入金	17.1	6,083	-	6,083	-	(14)	6,069
その他の借入金		5,230	-	5,230	-	(14)	5,216
その他の固定負債	20	556	-	556	(19)	-	537
デリバティブ	18.3	32	-	32	(19)	-	13
固定負債合計		6,639	-	6,639	(19)	(14)	6,606
営業債務及びその他の流動負債	22	5,861	-	5,861	(312)	-	5,549
営業債務		3,613	-	3,613	(105)	-	3,508
デリバティブ	18.3	335	-	335	(207)	-	128
流動負債合計		5,861	-	5,861	(312)	-	5,549

18.6. 公正価値測定

18.6.1. 金融資産の区分の公正価値測定

2015年及び2014年12月31日現在、公正価値で連結財政状態計算書に計上されている固定及び流動資産を公正価値ヒエラルキーのレベル別に分類した内訳は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日現在			
		公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
借入債務デリバティブ		11	-	11	-
金利ヘッジ		11	-	11	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ		-	-	-	-
公正価値ヘッジ		11	-	11	-
現物デリバティブ		51	2	49	-
価格ヘッジ		1	1	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ		1	1	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ		50	1	49	-
固定資産合計		62	2	60	-
債務証券					-
借入債務デリバティブ		-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ		-	-	-	-
現物デリバティブ		177	7	170	-
外貨ヘッジ		5	-	5	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ		5	-	5	-
価格ヘッジ		3	-	3	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ		3	-	3	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ		169	7	162	-
その他デリバティブ		-	-	-	-
棚卸資産		10	10	-	-
売却目的で保有する固定資産及び非継続事業	32.2及び38	50	-	50	-
流動資産合計		237	17	220	-

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年12月31日			
		公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
借入債務デリバティブ		15	-	15	-
金利ヘッジ		15	-	15	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ		-	-	-	-
公正価値ヘッジ		15	-	15	-
現物デリバティブ		19	-	19	-
価格ヘッジ					
キャッシュ・フロー・ヘッジ					
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ		19	-	19	-
固定資産合計		34	-	34	-
債務証券		-	-	-	-
借入債務デリバティブ		1	-	1	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ		1	-	1	-
現物デリバティブ		288	31	257	-
外貨ヘッジ		34	-	34	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ		34	-	34	-
価格ヘッジ		47	18	29	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ		47	18	29	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ		207	13	194	-
その他デリバティブ		4	-	4	-
棚卸資産		13	13	-	-
売却目的で保有する固定資産及び非継続事業	32.2	18	-	18	-
流動資産合計		324	44	280	-

2015年度及び2014年度におけるこれらの金融資産のレベル間の振替はなかった。

18.6.2. 公正価値で測定されない資産の区分の公正価値測定

公正価値で連結財政状態計算書に計上されず、連結財政状態計算書の注記において公正価値ヒエラルキーのレベル別に開示される固定資産及び流動資産の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日			
		公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
投資不動産	3b及び7.1	58	-	-	58

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年12月31日			
		公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
投資不動産	3b及び7.1	61	-	-	61

18.6.3. 金融負債の区分の公正価値測定

2015年及び2014年12月31日現在、公正価値で連結財政状態計算書に計上されている固定及び流動金融負債を公正価値ヒエラルキーのレベル別に分類した内訳は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	21	-	21	-
債券及びその他の市場性有価証券	73	-	73	-
現物デリバティブ	59	3	56	-
価格ヘッジ	1	1	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	1	1	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	58	2	56	-
固定負債合計	153	3	150	-
借入債務デリバティブ	-	-	-	-
外貨ヘッジ	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-
現物デリバティブ	258	7	251	-
外貨ヘッジ	2	-	2	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	2	-	2	-
価格ヘッジ	41	1	40	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	41	1	40	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	215	6	209	-
その他のヘッジ	-	-	-	-
流動負債合計	258	7	251	-

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	22	-	22	-
債券及びその他の市場性有価証券	97	-	97	-
現物デリバティブ	32	-	32	-
価格ヘッジ	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	32	-	32	-
固定負債合計	151	-	151	-
借入債務デリバティブ	1	-	1	-
外貨ヘッジ	1	-	1	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	1	-	1	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-
現物デリバティブ	330	16	314	-
外貨ヘッジ	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
価格ヘッジ	9	1	8	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	9	1	8	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	321	15	306	-
その他のヘッジ	5	-	5	-
流動負債合計	336	16	320	-

2015年度及び2014年度におけるこれらの金融負債のレベル間の振替はなかった。

レベル2の公正価値は、レベル1に含まれる相場価格以外で、当該する資産もしくは負債について直接的もしく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。金融負債の種類別にこのレベル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では、毎月最終営業日終了時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り引き、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、すべて内部ツールを用いて行われる。市場価値総額が算出された時点で、信用リスクに関連して「債務評価調整（DVA）」、又はカウンターパーティー・リスクに関連して「信用評価調整（CVA）」が行われる。CVAとDVAの測定は商品の潜在的な将来のエクスポージャー（債権者又は債務者のポジション）、カウンターパーティーのリスク特性及びエンデサのリスク特性に基づく。

18.6.4. 公正価値で測定されない金融負債の区分の公正価値測定

2015年及び2014年12月31日現在、公正価値で連結財政状態計算書に計上されず、連結財政状態計算書の注記において公正価値ヒエラルキーのレベル別に関示される固定及び流動金融負債の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	672	-	672	-
固定利率	1	-	1	-
変動利率	671	-	671	-
債券及びその他の市場性有価証券	150	-	150	-
固定利率	-	-	-	-
変動利率	150	-	150	-
その他の金融負債	4,377	-	4,377	-
固定利率	4,121	-	4,121	-
変動利率	256	-	256	-
固定負債合計	5,199	-	5,199	-

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	510	-	510	-
固定利率	-	-	-	-
変動利率	510	-	510	-
債券及びその他の市場性有価証券	250	-	250	-
固定利率	-	-	-	-
変動利率	250	-	250	-
その他の金融負債	6,675	-	6,675	-
固定利率	6,497	-	6,497	-
変動利率	178	-	178	-
固定負債合計	7,435	-	7,435	-

[前へ](#)[次へ](#)

注記19. リスク管理方針

エンデサ及びその子会社の活動は、それぞれの事業及び利益に外部要因が影響を及ぼす可能性があるため、それぞれのエクスポージャーを管理する必要がある環境において実行されている。

2015年6月15日、エンデサ・エセ・アー取締役会は、コーポレート・ガバナンスの改善のために法人企業法を改正した2014年12月3日付法律第31/2014号およびスペイン証券取引委員会（CNMV）が2015年2月に発行した上場会社の適切なガバナンスに関する規則に適合するため、エンデサのリスクの管理及び統制に関する方針を承認した。

リスクの管理及び統制に関する方針には、取締役会が、当社の利益の最大化、一定の水準を上回る当社株主持分の維持又は増強、及び、将来の事象が当社の利益目標の土台を弱体化させるのを防止する目的で、容認可能なリスク水準を正確に特定することを可能にするための戦略上、組織上及び業務上の活動に関する指針及び指令の付与が含まれている。

エンデサのリスクの統制及び管理に関する方針の一般原則は以下のとおりである。

- エンデサ・エセ・アー取締役会は、リスクの管理及び統制に関する方針の決定（税務上の問題を含む。）、内部の情報及び統制システムの監督、並びにエンデサの容認可能なリスク水準の設定について、常に責任を負う。
- リスク委員会は、監査及びコンプライアンス委員会の直接の監督の下でリスクの管理及び統制の機能を果たす。
- エンデサ・エセ・アーは、当社に影響を及ぼす可能性のあるすべての関連リスクの特定、定量化及び情報獲得の継続的プロセスを発展させることを可能にする規則及びツールを確立しなければならない。
- リスクの管理及び統制の業務上の統合は、リスク統制とリスク管理の両方の機能を通じて遂行され、それらの機能は相互に独立とする。
- 事業、企業分野、事業ライン及び各社は、エンデサ・エセ・アーの方針、原則及び手続に準拠して市場で取引が行われることを確保するために必要なリスク管理規制を設定するものとし、その際には以下の制限及び教訓を遵守する。
 - 取締役会が定めた目標とのリスク水準の合致
 - 連結ベースでのリスク管理統制の最適化。それぞれの個々のリスクの個別の管理ではなく、この点を優先させるものとする。
 - リスクの適合性を保証するための、ヘッジ、移転及び軽減の手段の継続的評価、並びに最良市場慣行の採用
 - 取引が事業に適用される規則に従って行われることを保証するための、施行されている法令、基準及び規制（税に関連するものを含む。）の監視
 - 内部規則の支持及び遵守。特に、コーポレート・ガバナンス、倫理規定、腐敗行為に対するゼロ・トレランス計画、及び、刑事リスク防止の一般原則に重点を置く。
 - 当社内で及び当社のために働く者の安全衛生を保護する義務

- 持続可能な開発、環境に関連する効率性及び環境の尊重への専念。当社の活動に係る環境影響を特定、評価し、管理する。
- 忠実さ及び透明性の原則に基づき企業関係の一部としてのリターンを株主に提供するために、利用可能な資源の使用を最適化する責任
- エンデサの財務方針は、通常業務に伴う財務リスクの積極的な管理を目指しており、原則として投機的ポジションは禁止される。

リスクの管理及び統制に関する方針に関する一般的ガイドラインは、その他の全社的な及び個々の事業分野に関する具体的なリスク方針、並びに最適なリスク管理のために定められる制限によって展開され、補足される。

リスクの監視および統制に関する方針の実施について責任を負う機関は、エンデサ・エセ・アーのリスク委員会であり、同委員会は、様々な事業分野及び全社的な分野の内部手順に依拠し、エンデサ・エセ・アー取締役会の監査及びコンプライアンス委員会の監督に服す。

エンデサのリスクの管理及び統制のモデルは、リスク特性の継続的調査、電力部門の最新の最良慣行又はリスク管理におけるベンチマーク慣行、尺度の標準化に関する基準、及び、リスク管理とリスク統制との分離を、部分的な基礎としている。このモデルは、引き受けるリスクが事業の運営に必要な資源に比例しており、リスク・リターン比率を最適化している点を確保することも基礎とする。

リスク管理サイクルは、当社及びその事業が負う様々なリスクの特定、測定、統制及び管理に係る活動の集合である。リスク管理の目的は、当社のそれぞれのレベルにおけるリスク水準をリスクの許容度及び傾向に合わせて調整することを目指すアクションを実施することである。

リスクの管理及び統制のメカニズムは次の注記に記載する通りである。

19.1. 金利リスク

金利変動は、固定金利の資産及び負債の公正価値、並びに変動金利に連動する資産及び負債からの将来のフローを変動させる。

金利リスク管理の目的は、金融資産及び負債の種類の多様化並びにデリバティブの配置によるリスク・エクスポージャーの修正によって、複数年にわたる負債コストの最小化を可能にする均衡が保たれた負債構成を達成し、損益計算書の変動性を低下させることである。

目標は、金利スワップ取引を用いることによって、金利変動にさらされる借入れの額を削減することである。いずれの場合でも、これらの取引の公正価値又はキャッシュ・フローの変動が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ように、これらの取引のストラクチャーは原金融商品のストラクチャーに適応化され、決して原金融商品の満期を超えることがないようにしている。

当社の財務リスクの構造は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	正味ポジション			
	2015年12月31日		2014年12月31日	
	デリバティブ前	デリバティブ後	デリバティブ前	デリバティブ後
固定金利	3,537	3,537	5,073	5,073
変動金利	797	786	362	347
合計	4,334	4,323	5,435	5,420

2015年度及び2014年度中にエンデサが取り決めた借入れの参照金利は、主にEuriborである。

2015年及び2014年12月31日現在の金利デリバティブの想定元本及び公正価値の指定別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

金利デリバティブ	2015年12月31日					
	正味想定 元本額	正味公正 価値額	想定元本、 金融資産	資産、 公正価値	想定元本、 金融負債	負債、 公正価値
公正価値ヘッジ・ デリバティブ						
金利スワップ	83	11	83	11	-	-
金利オプション	-	-	-	-	-	-
トレーディング・ デリバティブ						
金利スワップ	-	-	-	-	-	-
金利オプション	-	-	-	-	-	-
金利スワップ合計	83	11	83	11	-	-
金利デリバティブ 総合計	83	11	83	11	-	-

(単位：百万ユーロ)

金利デリバティブ	2014年12月31日					
	想定元本	公正価値	想定元本、 金融資産	資産、 公正価値	想定元本、 金融負債	負債、 公正価値
公正価値ヘッジ・ デリバティブ						
金利スワップ	83	15	83	15	-	-
金利オプション	-	-	-	-	-	-
トレーディング・ デリバティブ						
金利スワップ	15	1	15	1	-	-
金利オプション	-	-	-	-	-	-
金利スワップ合計	98	16	98	16	-	-
金利デリバティブ総合計	98	16	98	16	-	-

これらのデリバティブに関する翌期以降のキャッシュ・フローの予測は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

現在価値 (累積金利控除後)	予想されるキャッシュ・フローの階層化						
	2015年 12月31日	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	その後
公正価値ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	11	3	3	3	3	2	22
負の公正価値	-						
金利トレーディング・デリバティブ							
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-

(単位：百万ユーロ)

現在価値 (累積金利控除後)	予想されるキャッシュ・フローの階層化						
	2014年 12月31日	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	その後
公正価値ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	15	3	3	3	3	3	26
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
金利トレーディング・デリバティブ							
正の公正価値	1	1	-	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-

有効なキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮すると、2015年12月31日現在の債務の77%（2014年12月31日現在は85%）が金利リスクから保護されていた。また、公正価値ヘッジを考慮に入れた場合、2015年12月31日現在の保護されている債務の比率は76%であった（2014年12月31日現在は83%）。前年と対比しての変化は、負債構成に関する方針の変更によるものであり、この方針に従って1,500百万ユーロの固定金利負債による調達が行われた。

感応度分析

2015年及び2014年12月31日現在、他の変数が一定だという仮定の下で、金利変動が連結損益計算書及び認識収益費用計算書に及ぼす影響は、以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)				
	2015年12月31日			2014年12月31日	
	変化幅 (ベース ス・ポイ ント)	連結損益 計算書	その他の 連結包括 利益計算書	連結損益 計算書	その他の 連結包括 利益計算書
変動総借入（デリバティブ後）の金融費用					
金利上昇	+25	4	-	6	-
金利低下	-25	(4)	-	(6)	-
デリバティブヘッジ手段の公正価値					
公正価値					
金利上昇	+25	(1)	-	(2)	-
金利低下	-25	1	-	1	-
キャッシュ・フロー					
金利上昇	+25	-	-	-	-
金利低下	-25	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ 商品の公正価値					
金利上昇	+25	-	-	-	-
金利低下	-25	-	-	-	-

19.2. 為替リスク

為替リスクは主に、通常の場合は当該材料の価格が米ドル建てとなっている原エネルギー（特に天然ガスおよび石炭）（以下「コモディティ」という。）の国際市場における購入に関係している。同様に、エンデサは、外貨建て債務の管理、調達、保険料の支払い、発電所保守契約及び配当においてもこのリスクを負っている。

エンデサは、その通貨リスクを軽減するために通貨スワップ及び為替レート保険の契約を締結した。エンデサはまた、外貨建ての資産及び負債についての現金受取と支払のバランスを取るようにしている。

これらの取引の公正価値又はキャッシュ・フローの変動が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ように、取引の期間が決して原金融商品の満期を超えることがないようにしている。

2015年及び2014年12月31日現在の為替レート・デリバティブの想定元本及び公正価値別の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

為替レート・デリバティブ	2015年12月31日					
	正味想定 元本額	正味公正 価値額	想定元本、 金融資産	資産、 公正価値	想定元本、 金融負債	負債、 公正価値
キャッシュ・フロー・ ヘッジデリバティブ						
先物	427	3	274	5	153	(2)
オプション	-	-	-	-	-	-
クロスカレンシー・スワップ	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ						
先物	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-
クロスカレンシー・スワップ	-	-	-	-	-	-
トレーディング・デリバティブ						
先物	293	2	204	4	89	(2)
オプション	-	-	-	-	-	-
クロスカレンシー・スワップ	-	-	-	-	-	-
先物合計	720	5	478	9	242	(4)
クロスカレンシー・スワップ合計	-	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ総合計	720	5	478	9	242	(4)

(単位：百万ユーロ)

為替レート・デリバティブ	2014年12月31日					
	正味想定 元本額	正味公正 価値額	想定元本、 金融資産	資産、 公正価値	想定元本、 金融負債	負債、 公正価値
キャッシュ・フロー・ ヘッジデリバティブ						
先物	536	34	453	34	83	-
オプション	-	-	-	-	-	-
クロスカレンシー・スワップ	-	(1)	-	-	-	(1)
公正価値ヘッジ・デリバティブ						
先物	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-
クロスカレンシー・スワップ	21	-	-	-	21	-
トレーディング・デリバティブ						
先物	362	(3)	180	9	182	(12)
オプション	-	-	-	-	-	-
クロスカレンシー・スワップ	-	-	-	-	-	-
先物合計	898	31	633	43	265	(12)
クロスカレンシー・スワップ合計	21	(1)	-	-	21	(1)
為替レート・デリバティブ総合計	919	30	633	43	286	(13)

これらのデリバティブに関する翌期以降のキャッシュ・フローの予測は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

現在価値 (累積金利控除後)	予想されるキャッシュ・フローの階層化						
	2015年 12月31日	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	その後
為替レート・デリバティブ・ キャッシュ・フローヘッジ							
正の公正価値	5	5	-	-	-	-	-
負の公正価値	(2)	(2)	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ・ トレーディング							
正の公正価値	4	4	-	-	-	-	-
負の公正価値	(2)	(2)	-	-	-	-	-

(単位：百万ユーロ)

現在価値 (累積金利控除後)	予想されるキャッシュ・フローの階層化						
	2014年 12月31日	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	その後
為替レート・デリバティブ・ キャッシュ・フローヘッジ							
正の公正価値	34	34	-	-	-	-	-
負の公正価値	(1)	(1)	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ・ トレーディング							
正の公正価値	9	9	-	-	-	-	-
負の公正価値	(12)	(12)	-	-	-	-	-

2015年12月31日現在、長期債務で外貨建てのものはないが（2014年12月31日現在は0.4%）、現金及び現金同等物では5百万ユーロ（2014年は35百万ユーロ）である（注記13を参照）。

感応度分析

2015年及び2014年12月31日現在、他の変数が一定だという仮定の下で、米ドル（USD）及び日本円（JNY）の為替レート変動が連結損益計算書及びその他の包括利益計算書に及ぼす影響は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日			2014年12月31日	
	変化率(%)	連結損益計算書	その他の連結包括利益計算書	連結損益計算書	その他の連結包括利益計算書
デリバティブヘッジ手段の公正価値					
キャッシュ・フロー					
ユーロの下落	10%	-	41	-	51
ユーロの上昇	10%	-	(34)	-	(41)
公正価値					
ユーロの下落	10%	-	-	3	-
ユーロの上昇	10%	-	-	(2)	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ商品の公正価値					
ユーロの下落	10%	13	-	(3)	-
ユーロの上昇	10%	(11)	-	1	-

19.3. 商品価格リスク

エンデサは、主に以下の要因によってエネルギー商品価格（二酸化炭素（CO₂）排出権、CER及びERUを含む。）の変動リスクにさらされている。

- 発電プロセスにおける燃料在庫の購入
- 国内及び国際市場における電力の売買取引

商品価格変動に対するエクスポージャーは、引き受けるリスクと対比した期待リターンの均衡の尺度としてのリスク選好の範囲内に止まることを確保するようにリスクを監視することによって管理されている。これらの制限は、95%信頼区間で期待される結果に基づいている。事業ポートフォリオのポジションはプロフィット・アット・リスクに基づいて毎月見直され、トレーディングポートフォリオはバリュー・アット・リスクに基づいて毎日見直される。

特定の関連取引がエンデサのリスクプロファイル及び既定の制限の遵守状況に及ぼした影響についても、個々の分析が実施されている。

このリスクに対する長期的エクスポージャーは、契約を分散すること、電力（発電）の最終価格もしくは販売（小売）価格の傾向と類似した又は比較可能な傾向を有する指数の参照によって調達ポートフォリオを管理すること、及び調達の経済的均衡の維持を目的に契約条項を定期的に再交渉することにより、管理される。

短期から中期の商品価格の変動は、特定のヘッジ取引、通常はデリバティブ（スワップ、先物）を通じて管理される。

2015年及び2014年12月31日現在における商品デリバティブの想定元本別及び公正価値別の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日					
	正味想定 元本額	想定元本、 金融資産	想定元本、 金融負債	正味公正 価値額	資産、 公正価値	負債、 公正価値
キャッシュ・フロー・ ヘッジデリバティブ	434	110	324	(38)	4	(42)
液体燃料及びガススワップ	-	-	-	-	-	-
石炭デリバティブ	230	24	206	(35)	1	(36)
金融電力スワップ	204	86	118	(3)	3	(6)
ヘッジ手段として指定されていない デリバティブ	2,765	1,229	1,536	(56)	215	(271)
液体燃料及びガススワップ	1,574	586	988	(62)	167	(229)
液体燃料及びガスオプション	-	-	-	-	-	-
その他の液体燃料及びガスデリバティブ	22	10	12	(1)	1	(2)
電力スワップ	826	417	409	1	18	(17)
電力オプション	21	7	14	-	-	-
その他の電力デリバティブ	7	7	-	1	1	-
金融石炭スワップ	62	7	55	(9)	3	(12)
その他の石炭デリバティブ	118	83	35	5	16	(11)
その他の現物デリバティブ	135	112	23	9	9	-
合計	3,199	1,339	1,860	(94)	219	(313)

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日					
	正味想定 元本額	想定元本、 金融資産	想定元本、 金融負債	正味公正 価値額	資産、 公正価値	負債、 公正価値
キャッシュ・フロー・ ヘッジデリバティブ	751	546	205	38	47	(9)
液体燃料及びガススワップ	3	-	3	(1)	-	(1)
石炭デリバティブ	-	-	-	-	-	-
電力スワップ	748	546	202	39	47	(8)
ヘッジ手段として指定されていない デリバティブ	4,292	1,921	2,371	(125)	221	(346)
液体燃料及びガススワップ	1,494	614	880	(54)	105	(159)
液体燃料及びガスオプション	8	8	-	-	-	-
その他の液体燃料及びガスデリバティブ	74	24	50	(5)	6	(11)
電力スワップ	1,277	630	647	(4)	44	(48)
電力オプション	181	102	79	-	1	(1)
その他の電力デリバティブ	9	8	1	2	3	(1)
石炭スワップ	1,065	426	639	(63)	46	(109)
その他の石炭デリバティブ	130	79	51	(3)	12	(15)
その他の現物デリバティブ	54	30	24	2	4	(2)
合計	5,043	2,467	2,576	(87)	268	(355)

これららのデリバティブに関連した翌期以降の公正価値の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

公正価値	公正価値の階層化						
	2015年 12月31日	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	その後
キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブ							
電力デリバティブ	(3)	(3)	-	-	-	-	-
石炭デリバティブ	(35)	(35)	-	-	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ							
電力デリバティブ	2	3	(1)	-	-	-	-
石炭デリバティブ	(4)	(4)	(2)	2	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	(63)	(54)	(8)	(1)	-	-	-
その他の現物デリバティブ	9	7	2	-	-	-	-

(単位：百万ユーロ)

公正価値	公正価値の階層化						
	2014年 12月31日	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	その後
キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブ							
電力デリバティブ	39	39	-	-	-	-	-
石炭デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	(1)	(1)	-	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ							
電力デリバティブ	(2)	(1)	(1)	-	-	-	-
石炭デリバティブ	(66)	(61)	(3)	(2)	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	(59)	(53)	(5)	(1)	-	-	-
その他の現物デリバティブ	2	2	-	-	-	-	-

感応度分析

他の変数が一定だという仮定の下で、原商品の価格が10%変動した場合に2015年及び2014年12月31日現在存在する商品デリバティブの価値が受ける影響の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブ	2015年12月31日			2014年12月31日	
	商品価格の変動	連結損益計算書	その他の連結包括利益計算書	連結損益計算書	その他の連結包括利益計算書
電力デリバティブ	10%	-	(1)	-	(47)
	-10%	-	3	-	47
石炭デリバティブ	10%	-	20	-	-
	-10%	-	(19)	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	10%	-	-	-	-
	-10%	-	-	-	-

(単位：百万ユーロ)

ヘッジ手段として指定されていない デリバティブ	2015年12月31日			2014年12月31日	
	商品価格の 変動	連結損益 計算書	その他の 連結包括 利益計算書	連結損益 計算書	その他の 連結包括 利益計算書
電力デリバティブ	10% -10%	4 (3)		5 (5)	- -
石炭デリバティブ	10% -10%	7 (8)		17 (19)	- -
液体燃料及びガスデリバティブ	10% -10%	13 (12)		(48) (79)	- -
その他の現物デリバティブ	10% -10%	(1) -		2 -	- -

19.4. 流動性リスク

流動性リスクは、現金その他の金融資産の引当てによって決済される金融負債に関連する義務の履行を困難にする可能性がある。流動性リスク管理の目的は、機会費用を最低限に止める流動性の水準を保証すること、並びに、返済期日及び資金源に基づいて金融負債の構成を維持することである。短期的には、無条件で利用することができる十分な水準の財源（現金及び短期預金、利用可能な融資枠並びに流動性の高い資産のポートフォリオを含む。）の維持によって流動性リスクを軽減する。

エンデサの流動性管理方針は、債券及び資本市場の状況及び予想に基づき、一定期間の予想資金需要を賄うのに十分な金額の、金融機関及びENELグループ会社との確約済長期信用枠と金融投資を確保することである。これらの資金需要には、金融負債純額の満了も含まれる。借入金や金融デリバティブの特徴や条件に関する詳しい情報は、注記17及び18に開示している。

現金管理機能はENDESA Financiación Filiales, S.A.U. に集約化されており、同社は、事業のニーズを満たすのに十分な現金を有する点を確保するために現金予測を策定するとともに、同社の未利用ローンの十分な水準の利用可能性を維持している。2015年及び2014年12月31日現在のエンデサの流動性は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日			2014年12月31日		
		1年以内 満期到来分	固定満期	合計	1年以内 満期到来分	固定満期	合計
現金及び現金同等物	13	346	-	346	648	-	648
未利用の無条件融資枠	17.2 (*)	-	3,187	3,187	-	3,519	3,519
流動性		346	3,187	3,533	648	3,519	4,167

(*) 2015年及び2014年12月31日現在のENEL Finance International, N.V. との間の未利用の融資枠合計はそれぞれ1,000百万ユーロであり、両日時点の利用残高はゼロであった。

2015年12月31日現在エンデサが有する運転資本は、その現金管理方針の結果として892百万ユーロの負の値となっている。これに関しては、当社の未利用の長期融資枠によって、当社が事業を継続するための十分な財源を得ることができる点、並びに、財政状態計算書に記載された金額の資産を現金化するとともに負債を決済することが可能である点の保証がもたらされている。

19.5. 信用リスク

信用リスクは、契約相手方が金融契約又は商業契約に定められた義務を履行しない場合に現実化し、金銭的損失を生じさせる。エンデサは、その事業及び財務活動（デリバティブ、銀行預金、外貨建取引及びその他の金融商品を含む。）に起因する信用リスクにさらされている。

契約相手方の信用格付けの予想外の変更は、支払能力（不履行リスク）及び市場価値の変化（スプレッド・リスク）に関連する債権者のポジションに影響を及ぼす。

エンデサは、中でも特に以下の項目が含まれる追加的予防手段を講じた上で、その信用リスクを注意深く監視している。

- リスク分析、契約相手方の信用力の評価及び監視
- 契約条項による保証要求の確立、又は必要に応じて保険の付保
- 契約相手方に対するエクスポージャーの水準の徹底的な精査
- 契約相手方の分散化

営業債権にかかる信用リスクは、適用される規則に従い巨額の延滞金が累積する前に供給を停止できるため、顧客からの回収期間が短くなることから、従前より、限定的なものにとどまっている（注記12参照）。

2015年12月31日現在、第三者に対する債権総額は700百万ユーロ、16.5請求日相当である（2014年はそれぞれ633百万ユーロ及び14.7請求日相当）

金融資産の信用リスクに関するエンデサのリスク管理方針は、以下のとおりである。

- エンデサ及びその子会社は、それぞれの余剰現金を、営業している市場の中で第一級の事業者である契約相手方に預託する。2015年12月31日現在、ENELグループ外の取引相手1社との間で保有する現金ポジションの最大エクスポージャーは、125百万ユーロであった（2014年は191百万ユーロ）。
- 金利及び為替レートのデリバティブは、最も支払能力の高い事業者との間で取り決めており、2015年12月31日現在、金利及び為替レートのデリバティブのエクスポージャーの80%超が信用格付け「A - 」以上の事業者との間の取引に係るものとなっている（2014年末現在では56%）。2015年12月31日現在、現金ポジションの最大のエクスポージャーの金額は12百万ユーロであった（2014年は16百万ユーロ）。
- 商品に関して取引される金融商品に伴う信用リスクは限定されている。2015年12月31日現在、市場価値を基礎として計算した商品デリバティブに対するエクスポージャーは、38百万ユーロ（2014年12月31日現在は37百万ユーロ）に満たない。取引相手の信用格付けは、市場における最良慣行に従い、専門機関の格付けもしくは同等な社内格付けを用いて監視されている。
- 2015年12月31日現在、金利、為替レート及び商品に起因する累積最大信用リスクの総額は21百万ユーロであるため、金融商品に関連する信用リスク総額の37%超を累積している契約相手方はない（2014年はそれぞれ22百万ユーロ及び16%）。

2015年12月31日現在、商取引に関連して受領してあった保証、保証状および担保は以下のとおりである。

- 各社から受領した合計3百万ユーロ（2014年は3百万ユーロ）
- 各社から受領した合計228百万ユーロ（2014年は194百万ユーロ）
- 商品市場の契約相手方の合計303百万ユーロ（2014年は296百万ユーロ）
- 2015年及び2014年12月31日現在調印してあった重要な金額の保証、保証状または担保はない。

金融資産の支払期日及び減損

販売およびサービスの提供に係る営業債権の支払期日別内訳及び減損額は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
減損発生		407	338
期日前かつ減損非発生		1,962	1,941
期日経過後かつ減損非発生	(*)	293	295
3ヶ月未満		188	190
3ヶ月以上6ヶ月未満		58	50
6ヶ月以上1年未満		22	26
1年以上		25	29
合計	12	2,662	2,574

(*) スペインの公的管理機関に対する債権143百万ユーロが含まれる（2014年12月31日現在は155百万ユーロ）。

取引先リスクの分析

営業債権以外の期日前かつ減損非発生金融商品の信用リスクの内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
現金及び現金同等物	13	346	648
A+		3	19
A-		35	6
B+		16	81
BB+		43	0
BB		0	105
BB-		38	7
BBB+		39	255
BBB		14	42
BBB-		126	131
信用格付けのない契約相手方		32	2
売却可能金融資産	18.1.2	7	13
信用格付けのない契約相手方		7	13
ヘッジ手段のデリバティブ	18.3	11	15
A		-	1
A+		11	14
トレーディング目的で保有する金融資産		-	1
信用格付けのない契約相手方		-	1
非金融デリバティブ	12及び18.3	228	311
A		1	10
A+		1	2
A-		2	-
AA-		1	-
B-		1	2
B+		3	17
BB		3	6
BB-		3	-
BB+		6	1
BBB		185	206
BBB-		4	3
BBB+		9	41
信用格付けのない契約相手方		9	23
金融資産 (*)		913	1,781
スペインの規制対象業務からの収益の不足額の資金調達	18.1.1	155	466
本土外発電の回収できなかったコストに関する補償金（「TNP」）	18.1.1	137	707
保証及び預託金		427	421
従業員貸付金		31	32
関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する貸付金		71	90
その他の金融資産		92	65
合計	18.1.1	1,505	2,769

(*) 主に公的管理機関及び信用格付けのない契約相手方に対する債権が含まれている。

19.6. 顧客集中リスク

エンデサは、その活動における顧客及び調達先の集中リスクにさらされている。

顧客集中リスクは、次のような様々な分散基準を定めた事業戦略によって管理され、最小限に抑えられている。

- 顧客の類型：民間及び公共両方の大手産業顧客、中規模企業及び家庭
- 顧客の経済活動：様々なセクターで事業を行う顧客との取引
- 販売された製品の種類：電力、天然ガス及び様々な高付加価値サービス

この戦略によって、特定の顧客に対する売上がエンデサの業績の大きな部分を占めないことが確保される。

このリスクは、個人および共通する支配の下にある企業グループに係る売掛金（支払期日を経過した債権）の定期的監視によって管理されている。

エンデサは、その主な株主との関係において信用リスクにさらされている。2015年度におけるこのリスクは重要となっており、エンデサがENELグループ会社を通じて取り決めた商品ヘッジ契約の潜在的变化の結果である。

2015年12月31日現在、上位10の顧客（企業グループ）に対する売掛金は全体の12%未満となっていたが、同日現在単独で2%を超えている顧客はなかった（2014年12月31日現在はそれぞれ14%および2%）。

主な産業サービスのサプライヤー及び提供者との間のエンデサの現在の関係は、その事業の発展及び成長にとって不可欠であり、これらの当事者との間で有利な条件に基づく交渉を行うエンデサの能力に影響を及ぼす可能性がある。しかし、エンデサの技術的及び経済的格付けプロセスは、調達するサービスの品質及びサプライヤーの財政状態を確認すること、それによってエンデサのすべての購入分野に分散化されたサプライヤーポートフォリオをもたらすことを可能にしており、ひいては、サービスが中断した場合にサブプライヤーを代替し、エンデサのサプライヤー集中リスクを軽減することが可能となっている。2015年度中のエンデサの上位10のサプライヤーは全体の25%（2014年度は32%）を超えていない。

注記20. その他の固定負債

2015年及び2014年12月31日現在のこの項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
保証金	18.1.1	446	424
非金融デリバティブ	18.3	59	32
その他の未払金		127	100
合計	18.2	632	556

注記21. 繰延税金資産及び繰延税金負債

2015年及び2014年12月31日現在の繰延税金資産及び繰延税金負債は、以下の要因の結果発生した。

(単位：百万ユーロ)

繰延税金資産	2015年12月31日	2014年12月31日
資産の減価償却費及び償却費	179	177
年金及び人員削減計画引当金	705	754
その他の引当金	178	163
欠損金の繰越	1	-
未使用の税額控除	161	141
その他	62	40
合計	1,286	1,275

(単位：百万ユーロ)

繰延税金負債	2015年12月31日	2014年12月31日
税務上の資産の加速償却	681	628
その他	258	245
合計	939	873

2015年及び2014年12月31日現在、相殺消去の要件を満たす繰延税金はそれぞれ708百万ユーロ及び711百万ユーロであった。2015年及び2014年12月31日現在の繰延税金資産及び繰延税金負債の合計のうち、相殺消去できないものは以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日	2014年12月31日
相殺消去の要件を満たさない繰延税金資産	578	564
相殺消去の要件を満たさない繰延税金負債	231	162

連結財政状態計算書における繰延税金資産及び繰延税金負債の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

繰延税金資産	2014年 12月31日 現在残高	連結 範囲へ の会社 組入/ (除外)	(借方)/ 貸方 損益 (注記31) (1)	(借方)/ 貸方 自己資本 (注記31) (2)	為替換算 差額	振替及び その他	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替	2015年 12月31日 現在残高
資産の減価償却費及び償却費	177	-	(61)	-	-	63	-	179
年金及び人員削減計画引当金	754	-	10	(73)	-	14	-	705
その他の引当金	163	-	29	-	-	(14)	-	178
欠損金の繰越	-	-	-	-	-	1	-	1
未使用の税額控除	141	-	20	-	-	-	-	161
その他	40	-	-	4	-	18	-	62
合計	1,275	-	(2)	(69)	-	82	-	1,286

- (1) 2015年度におけるスペインの税率変更によって、連結損益計算書に14百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が減少した（注記30を参照）。
- (2) 2015年度におけるスペインの税率変更によって、その他の連結包括利益計算書に7百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が増加した（注記30を参照）。

(単位：百万ユーロ)

繰延税金資産	2013年 12月31日 (修正再 表示後)	連結 範囲へ の会社 組入/ (除外) (1)	借方/ (貸方) 損益 (注記31) (2)	借方/ (貸方) 自己資本 (注記31) (3)	為替換算 差額	振替及び その他	売却 目的で 保有する 固定資産 への振替 (注記32.1)	2014年 12月31日 現在残高
資産の減価償却費及び償却費	285	47	75	-	7	(68)	(169)	177
年金及び人員削減計画引当金	720	-	23	69	4	-	(62)	754
その他の引当金	369	10	(26)	-	7	7	(204)	163
欠損金の繰越	5	1	3	-	-	-	(9)	
未使用の税額控除	59	-	82	-	-	-	-	141
その他	430	(7)	54	3	1	(20)	(421)	40
合計	1,868	51	211	72	19	(81)	(865)	1,275

- (1) 主にNueva Marina Real Estate, S.L. 及びInversiones GasAtacama Holding Ltda. の連結に関連している（注記2.3.1を参照）。
- (2) 継続事業に対応する145百万ユーロが含まれる。2014年度におけるスペインの税率変更によって、連結損益計算書に147百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が減少した（注記3oを参照）。
- (3) 継続事業に対応する70百万ユーロが含まれる。2014年度におけるスペインの税率変更によって、spの他の連結包括利益計算書に31百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が減少した（注記3oを参照）。

(単位：百万ユーロ)

繰延税金負債	2014年 12月31日 現在残高	連結 範囲へ の会社 組入/ (除外)	借方/ (貸方) 損益 (注記31) (1)	借方/ (貸方) 自己資本 (注記31) (2)	為替換算 差額	振替及び その他	売却 目的で 保有する 固定資産 に関連 する負債 への振替	2015年 12月31日 現在残高
税務上の資産の加速償却	628	-	2	-	-	51	-	681
その他	245	11	(12)	(17)	-	31	-	258
合計	873	11	(10)	(17)	-	82	-	939

- (1) 2015年度におけるスペインの税率変更によって、連結損益計算書に3百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が減少した（注記3oを参照）。
- (2) 2015年度におけるスペインの税率変更によって、その他の連結包括利益計算書に3百万ユーロの影響が生じ、繰延資産負債の価額が増加した（注記3oを参照）。

(単位：百万ユーロ)

繰延税金負債	2013年 12月31日 現在残高 (修正再 表示後)	連結 範囲へ の会社 組入/ (除外) (1)	借方/ (貸方) 損益 (注記31) (2)	借方/ (貸方) 自己資本 (注記31) (3)	為替換算 差額	振替及び その他	売却 目的で 保有する 固定資産 に関連 する負債 への振替 (注記32.1)	2014年 12月31日 現在残高
税務上の資産の加速償却	1,233	38	1	-	(3)	(9)	(632)	628
その他	817	2	(100)	12	4	(64)	(426)	245
合計	2,050	40	(99)	12	1	(73)	(1,058)	873

- (1) 主にInversiones GasAtacama Holding Ltda. の連結に関連している（注記2.3.1を参照）。
- (2) 継続事業に対応する59百万ユーロが含まれる。2014年度におけるスペインの税率変更によって、連結損益計算書に186百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が減少した（注記3oを参照）。
- (3) 継続事業に対応する15百万ユーロが含まれる。2014年度におけるスペインの税率変更によって、その他の連結包括利益計算書に3百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が減少した（注記3oを参照）。

当社は、注記32.1に記載するラテンアメリカの事業の処分のプロセスが開始した時点で、エンデサ・エセ・アーガチリで有するEnersis Américas, S.A. (旧Enersis, S.A.) の20.3%の直接持分の税務上の価額と、エンデサの連結財務書類上の当該株式保有に関連する純資産の帳簿価額との間の差異に関連して、繰延税金資産が発生する可能性が高いと判断した。このため、2014年7月31日、219百万ユーロの繰延税金資産を認識し、この金額は売却目的で保有する固定資産及び非継続事業に同日振り替えられた。ラテンアメリカの事業の売却日となった2014年10月23日、この繰延税金資産は228百万ユーロの金額で非継続事業の税引後利益に組み替えられた。

下表は、2015年及び2014年12月31日現在の連結財政状態計算書で認識された繰延税金資産及び負債の見積りである。

	(単位：百万ユーロ)	
	2015年12月31日	2014年12月31日
繰延税金資産	1,286	1,275
1年以内に実現可能	163	200
1年超の期間に実現可能	1,123	1,075
繰延税金負債	939	873
1年以内に実現可能	28	70
1年超の期間に実現可能	911	803

繰延税金資産の回収は、将来十分な課税所得を獲得できるかという点に左右される。親会社取締役は、エンデサ・グループ各社について予想される課税所得は、これら資産の回収に要する金額に十分に達していると考えている。

2015年及び2014年12月31日現在、認識前の繰越損失に係る繰延税金資産はなかった。

2015年12月31日現在、1百万ユーロの金額の将来の利益と相殺されることとなる過年度からの繰越損失はない。2014年12月31日現在、将来の利益と相殺されることとなる過年度からの繰越損失はない。

2015年及び2014年12月31日現在、将来の利益と相殺可能な未使用の税額控除及び使用可能な最終年度の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

年度	2015年12月31日	2014年12月31日
2018	-	-
2021	3	3
2022	3	3
2023	2	2
2024	2	2
2025	2	-
2026	7	7
2027	20	21
2028	23	24
2029	21	21
2030	28	16
2031	8	7
2032	6	-
無期限	36	35
合計	161	141

注記22. 営業債務及びその他の流動負債

2015年及び2014年12月31日現在のこの項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
金融負債	18.2	4,497	4,759
仕入債務及びその他の債務		3,386	3,613
非金融デリバティブ	18.3	258	335
未払配当金	14.1.9	424	402
その他の未払金		429	409
税金負債		736	1,102
未収法人所得税		260	639
未払付加価値税(VAT)		32	44
その他の税金		444	419
合計		5,233	5,861

2016年1月4日、エンデサ・エセ・アー取締役会が2015年12月21日に承認した総額424百万ユーロの中間配当金（1株当たり税込0.40ユーロ）が支払われた（注記14.1.9を参照）。

2015年1月2日、エンデサ・エセ・アー取締役会が2014年12月15日に承認した総額402百万ユーロの2014年度中間配当金（1株当たり税込0.38ユーロ）が支払われた（注記14.1.9を参照）。2015年7月1日、2015年4月27日のエンデサ・エセ・アーの株主総会中に取締役会が承認した2014年度の補完的配当金が支払われた。

2015年度、営業債務及びその他の債務として認識された商業債務のうち、サプライヤーへの支払の管理（コンファーマリング）のために金融機関に送られた金額は合計295百万ユーロであった（2014年度は264百万ユーロ）。2015年度及び2014年度にコンファーマリング契約によって発生した金融収益は合計1百万ユーロとなった。

22.1. サプライヤーへの平均支払期間に関する情報。第3追加規定。2010年7月5日付法律第15/2010号に定められた「開示義務」に基づく

下表は、2010年7月5日付法律第15/2010号に基づくサプライヤーへの商業取引の支払いの法定期限の当社による2015年度中の遵守の程度の詳細である。

(日数)

年度	2015年
サプライヤーへの平均支払期間	21
支払われた取引のレシオ	20
未払の取引のレシオ	44

(単位：百万ユーロ)

年度	2015年
総支払額	15,200
総未払額	451

2014年度中のサプライヤーへの平均支払期間は28日であった。

注記23. 短期引当金

2015年及び2014年12月31日現在の連結財政状態計算書に計上されている短期引当金の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
リストラクチャリング引当金		232	264
人員削減計画	16.2.1	194	253
契約の停止	16.2.2	38	11
二酸化炭素（CO ₂ ）排出枠	11.1	240	197
その他の短期引当金		166	83
合計		638	544

注記24. 収益

2015年度及び2014年度の連結損益計算書に計上されている収益の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年
売上高	19,281	20,473
その他の営業収益	1,018	1,039
合計	20,299	21,512

24.1. 売上高

2015年度及び2014年度の連結損益計算書に計上された売上高の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年
電力売上：	14,168	14,841
自由化された市場に対する売上	8,425	8,165
スペイン国外の自由化された市場の顧客への供給	987	926
規制価格による売上	2,885	3,045
卸売市場での売上	815	939
本土外地域に係る補償	1,044	1,754
その他の電力売上	12	12
ガス売上	2,378	2,862
配電にかかる規制された収入	2,048	2,038
その他の売上及びサービス売上	687	732
合計	19,281	20,473

当グループが事業を行っている主な地理的地域の外部顧客への売上高は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年
スペイン	17,569	18,419
ポルトガル	865	770
フランス	288	250
ドイツ	162	164
英国	51	447
オランダ	44	196
その他	302	227
合計	19,281	20,473

24.2. その他の営業収入

2015年度及び2014年度のその他の営業収益の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年
燃料在庫デリバティブの変動	614	685
収益に振り替えられた補助金	170	173
施設におけるサービスの提供	6	24
その他	228	157
合計	1,018	1,039

EU規則第389/2013号第58～61条に従った排出削減ユニット（ERUs）と認証排出削減量（CERs）とのスワップによって取得した欧州連合排出枠（EUAs）の価額の認識に起因する2015年1月から9月までの間の184百万ユーロの利益の認識（注記11.1を参照）。

注記25. 仕入及びサービス

25.1. エネルギー購入及び燃料消費

2015年及び2014年12月31日に終了した年度の連結損益計算書に計上されている本項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年
電力	3,069	3,041
燃料在庫	3,849	4,571
石炭	1,028	1,027
核燃料	140	131
燃料油	786	1,144
ガス	1,895	2,269
合計	6,918	7,612

25.2. その他の変動仕入及びサービス

2015年及び2014年12月31日に終了した年度の連結損益計算書に計上されている本項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年	2014年
燃料在庫デリバティブの変動		445	786
環境関連の費用及び税金		628	670
二酸化炭素（CO ₂ ）排出枠	11	241	209
街路照明/業務免許		198	191
放射性廃棄物処理		178	171
その他の変動費用		429	417
合計		2,119	2,444

3月7日付省令第IET/350/2014号及び2015年10月15日付省令第IET/2182/2015号は、エンデサ・エセ・アーが補助対象電力料金に関連して資金を調達する金額の配分割合を定めており、2014年度が41.61%及び2015年度が41.26%となっている。その他の変動費用には、2015年度の補助対象電力料金に関連してエンデサ・エセ・アーが資金を調達した78百万ユーロ（2014年度は102百万ユーロ）の金額が含まれている（注記4を参照）。

注記26. 人件費

2015年及び2014年12月31日に終了した年度の連結損益計算書に計上されている本項目の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年度	2014年度
給料及び賃金		697	740
年金制度拠出金	16.1	48	68
リストラクチャリング引当金		356	303
人員削減計画引当金	16.2.1	(35)	(46)
契約停止引当金	16.2.2	391	349
その他の人件費/従業員給付費用		231	134
合計		1,332	1,245

注記27. その他の固定営業費用

2015年及び2014年12月31日に終了した年度の連結損益計算書に計上されている本項目の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年	2014年
修繕保守費用		360	438
保険料		57	55
独立した専門サービス及び外部サービス		46	50
リース料及び課徴金	6.1	36	41
所得税以外の税金		95	73
旅費・交通費		19	20
その他の固定営業費用		599	639
合計		1,212	1,316

2015年度、ジラボーリョス（ポルトガル）におけるプロジェクトに関して回収不可能と見積もられる費用について、47百万ユーロの金額の引当金が認識された（注記6及び8.1を参照）。

注記28. 減価償却費、償却費及び減損損失

2015年及び2014年12月31日に終了した年度の連結損益計算書に計上されている本項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年	2014年
有形固定資産の減価償却費	6	1,160	1,261
有形固定資産及び投資不動産の減損損失	6及び7	53	124
無形資産の償却費	8	97	89
無形資産の減損損失	8	(3)	17
不良債権その他の引当金	12及び18.4.1	134	127
合計		1,441	1,618

注記29. 純金融利益/(損失)

2015年度及び2014年度の連結損益計算書に計上されている純金融利益/(損失)の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

		2015年	2014年
金融収益		36	55
現金及び現金同等物		2	5
その他の金融資産		1	30
その他の金融収益		33	20
金融費用		(213)	(249)
債務	18.4.2	(165)	(136)
引当金	16.2.1、16.2.2 及び16.3	(24)	(85)
金融費用の資産計上額	3a.1及び3i.1	8	6
退職給付債務に係る費用	16.1	(24)	(28)
その他の金融費用		(8)	(6)
デリバティブ金融商品の利益/(損失)		19	55
キャッシュ・フロー・ヘッジによる収益		-	-
変動額が損益に計上される公正価値評価のデリバティブによる収益		12	23
公正価値ヘッジ・デリバティブによる収益		4	31
公正価値で測定される金融商品による収益		3	1
デリバティブ金融商品に係る金融費用		(16)	(31)
キャッシュ・フロー・ヘッジの費用		(6)	(11)
変動額が損益に計上される公正価値評価のデリバティブの費用		(7)	(16)
公正価値ヘッジ・デリバティブの費用		(3)	(1)
公正価値で測定される金融商品の費用		-	(3)
為替差益/(差損)		(12)	4
利益		79	91
損失		(91)	(87)
純金融利益/(損失)		(186)	(166)

注記30. 資産処分利益/(損失)

2015年度における資産処分利益/(損失)は5百万ユーロとなった。2015年度に実行された主な売却取引は以下のとおりである。

- 2014年12月31日現在、売却目的で保有する固定資産及び非継続事業として認識されていた資産及び所有持分は次のとおりであった。
 - Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.が所有していたCentral Hidráulica de Chira-Soria（グラン・カナリア島）の資産のRed Eléctrica de España, S.A.Uへの売却に関連する7百万ユーロの総キャピタル・ゲイン（注記32.2を参照）
 - Compañía Transportista de Gas Canarias, S.Aの株式全部のEnagás Transporte, S.A.U.への売却によりもたらされた3百万ユーロの総キャピタル・ゲイン（注記2.4及び 32.2を参照）
- 1百万ユーロ弱の総キャピタル・ゲインをもたらしたAyesa Advanced Technologies, S.A.の22%の持ち分の売却（注記2.4を参照）
- 年度中に実行された多数のファクタリング取引の23百万ユーロの費用（注記12を参照）

2014年度における資産売却は、以下のとおり負の25百万ユーロであった。

- 年度中に実行された多数のファクタリング取引の31百万ユーロの費用（注記12を参照）
- 正の6百万ユーロの金額の土地及びその他の資産の売却益

注記31. 法人所得税

2015年度及び2014年度の継続事業における法人所得税の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年	2014年
当年度の法人所得税		294	558
当年度の繰延法人所得税	21	(19)	(165)
過年度調整		14	(13)
法人所得税引当額		1	(45)
税率調整(2014年11月27日付法律第27/2014号)	30	11	(39)
合計		301	296

会計上の利益から法人所得税費用への調整

2015年度及び2014年度の継続事業の税引後利益から法人所得税費用純額への調整は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年					
		損益	率 (%)	株主 持分に 直接認識 される 収益及び 費用	率 (%)	合計	率 (%)
税引後利益		1,090		200		1,290	
法人所得税		301		52		353	
税引前利益		1,391		252		1,643	
理論上の税		389	28.0	71	28.0	460	28.0
永久差異		(50)		(15)		(65)	
持分法の業績純額の影響		4	-	(5)	(1.9)	(1)	-
未認識繰越損失		1	-	-	-	1	-
カナリア諸島準備金(CIR)による税 額控除		(18)	(1.3)	-	-	(18)	(1.1)
控除が認められない引当金		(14)	(1.0)	-	-	(14)	(0.9)
連結調整及びその他		(23)	(1.7)	(10)	(3.9)	(33)	(2.0)
損益に計上された税額控除		(44)	(3.2)	-	-	(44)	(2.7)
過年度調整及びその他の繰延税金 税率調整(2014年11月27日付法律 第27/2014号)	3o 及び21	11	0.8	(4)	(1.6)	7	0.4
法人所得税純額		286	20.6	52	20.6	338	20.6

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年					
		損益	率 (%)	株主 持分に 直接認識 される 収益及び 費用	率 (%)	合計	率 (%)
継続事業の税引後利益		943		(301)		642	
法人所得税		296		(55)		241	
継続事業の税引前利益		1,239		(356)		883	
理論上の税		372	30.0	(107)	30.0	265	30.0
永久差異		74	6.0	24	(6.7)	98	11.1
持分法の業績純額の影響		13	1.0	9	(2.5)	22	2.5
未認識繰越損失		17	1.4	-	-	17	1.9
カナリア諸島準備金(CIR)による税 額控除		42	3.4	-	-	42	4.8
控除が認められない引当金		(6)	(0.5)	-	-	(6)	(0.7)
連結調整及びその他		8	0.6	15	(4.2)	23	2.6
損益に計上された税額控除		(61)	(4.9)	-	-	(61)	(6.9)
過年度調整及びその他の繰延税金 税率調整(2014年11月27日付法律 第27/2014号)	3o 及び21	8	0.7	-	-	8	0.9
税率調整(2014年11月27日付法律 第27/2014号)		(39)	(3.1)	28	(7.9)	(11)	(1.2)
法人所得税純額		354	28.6	(55)	15.4	299	33.9

未払税金の調整

2015年度及び2014年度の法人所得税費用純額から継続事業の未払税金への調整は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年		
		損益	株主持分に 直接認識される 収益及び費用	合計
法人所得税純額		286	52	338
繰延税金の変動	21	19	(56)	(37)
税率調整(2014年11月27日付法律第27/2014号)	3o及び21	(11)	4	(7)
継続事業の未払税金		294	-	294

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年		
		損益	株主持分に 直接認識される 収益及び費用	合計
法人所得税純額		354	(55)	299
繰延税金の変動	21	165	83	248
税率調整(2014年11月27日付法律第27/2014号)	3o及び21	39	(28)	11
継続事業の未払税金		558	-	558

法人所得税費用純額の詳細

2015年度及び2014年度の法人所得税費用純額の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年		
		当期税金	繰延税金の 変動額 (注記21)	合計
損益における認識の内訳：		294	(19)	275
継続事業の未払税金		294	-	294
繰延税金		-	(19)	(19)
有形資産及び無形資産の原価償却費及び償却費		-	61	61
年金及び人員削減計画引当金		-	(21)	(21)
その他の引当金		-	(33)	(33)
欠損金の繰越		-	-	-
未使用の税額控除		-	(20)	(20)
税務上の資産の加速償却		-	4	4
その他		-	(10)	(10)
株主持分における認識の内訳		-	56	56
年金及び人員削減計画引当金		-	80	80
その他		-	(24)	(24)
税率調整(2014年11月27日付法律第27/2014号)	3o	-	7	7
法人所得税純額		294	44	338

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年		
		当期税金	繰延税金の 変動額 (注記21)	合計
損益における認識の内訳：		558	(165)	393
継続事業の未払税金		558	-	558
繰延税金		-	(165)	(165)
有形資産及び無形資産の原価償却費及び償却費		-	(77)	(77)
年金及び人員削減計画引当金		-	(130)	(130)
その他の引当金		-	(5)	(5)
欠損金の繰越		-	-	-
未使用の税額控除		-	(82)	(82)
税務上の資産の加速償却		-	133	133
その他		-	(4)	(4)
株主持分における認識の内訳：		-	(83)	(83)
年金及び人員削減計画引当金		-	(100)	(100)
その他		-	17	17
税率調整(2014年11月27日付法律第27/2014号)	3o	-	(11)	(11)
法人所得税純額		558	(259)	299

カナリア諸島投資準備金（CIR）は、法人税納税者に、利益を特定の投資に使用するカナリア諸島内の当該納税者の施設の課税所得の減額を認めており、その限度及び要件は、カナリア諸島の経済体制及び税制をその規則及び実施に関して修正する1994年7月6日付法律第19/1994号に定められている。

2015年度においては、税額控除としての最も代表的な控除は、カナリア諸島における有形動産の生産に関連する総額24百万ユーロの控除（2014年度は31百万ユーロ）、及び、同諸島の固定資産への投資に関する11百万ユーロの控除（2014年度は12百万ユーロ）であった。

注記32.1に記載するラテンアメリカの事業の売却は、スペインの居住者でない会社及び有価証券保有会社の持分の譲渡によって得た所得を伴うので、スペインの所得税法第21条及び第118条に従ってスペインの税から免除される。ただし、この取引はチリで課税され、エンデサ・エセ・アーによる51百万ユーロの納税が行われる結果となった。この金額と、ENERSISに対するエンデサ・エセ・アーの直接持分に関連して認識された228百万ユーロの繰延税金資産の取崩し（注記21を参照）によって、279百万ユーロの費用が発生し、非継続事業の税引後利益において認識された（注記32.1を参照）。

[前へ](#)[次へ](#)

注記32. 売却目的で保有する固定資産及び非継続事業

32.1. 非継続事業

2014年7月30日、エンデサ・エセ・アー取締役会は、ENEL Iberoamérica, S.L.U.を通じてENEL, S.p.A.から受けた、Enersis Américas, S.A. (旧Enersis, S.A.) の資本金の40.32%を所有するENEL Latinoamérica, S.A.U.の株式、及びエンデサ・エセ・アーが直接所有するEnersis, S.A.の資本金の20.3%のENEL Iberoamérica, S.L.U.による買収、並びに、最低限として上記取引の結果エンデサがENEL Iberoamérica, S.A.U. から受領する金額に相当する金額の臨時現金配当の支払いの提案に留意した。

この取引の目的は、ENELグループを構成する会社を再編成し、事業を営んでいる市場の変化する要求事項に効率的に対応するために、組織及び企業の構造を適応化させることであった。

2014年9月11日、ENEL Iberoamérica, S.L.U.は、上記の株式を総額8,253百万ユーロで買収する旨及び、同額の配当金を支払う旨の拘束力のある提案をエンデサ・エセ・アーに提出した。

2014年10月21日に開催されたエンデサ・エセ・アーの臨時株主総会において、エンデサ・エセ・アーの株主は、ENEL Iberoamérica, S.L.U. から提出された、エンデサのラテンアメリカ事業を総額8,253百万ユーロで買収する旨、及び同額の準備金を取り崩して特別配当金を支払う旨の提案を受け入れることに同意した（注記14.1.9を参照）。

具体的には、エンデサ・エセ・アーは、そのラテンアメリカ事業の売却のために以下の持分をENEL Iberoamérica, S.L.U.に売却した。

- ENEL Latinoamérica, S.A.U.の資本金の100%である796,683,058株。
- Enersis Américas, S.A. (旧Enersis, S.A.) の資本金の20.3%である9,967,630,058株。

ENEL Latinoamérica, S.A.U. は、エンデサのラテンアメリカ市場におけるプレゼンスを管理するために、1998年1月26日に設立された。ENEL Latinoamérica, S.A.U.の主要な投資先は、同社が40.32%の持分を保有するEnersis Américas, S.A. (旧Enersis, S.A.) である。

Enersis Américas, S.A. (旧Enersis, S.A.) は、チリに本社を置く持株会社で、ラテンアメリカの5カ国で発電及び配電企業の支配持分を保有している。同社の株式は、サンチアゴ証券取引所、ニューヨーク証券取引所及びLatibexで取引されている。

ENDESA Latinoamérica, S.A.U.の100%及びEnersis Américas, S.A. (旧Enersis, S.A.) の20.3%の同時売却は、これらの取引が完了した日時点で、エンデサ・エセ・アーがENDESA Latinoamérica, S.A.U.、Enersis, S.A. 及びEnersis, S.A. によって支配されているすべての会社の支配権を失うことを意味している。そのため、これらの会社は現在ではエンデサの連結の範囲から除外されている（付表IIIを参照）。

2014年7月31日に、これらの資産及び負債の残高は、それぞれ「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」、及び「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業に関連する負債」に振り替えられた。振り替えられた資産の減価償却は、その日時点で停止された。

2014年のうち取引が完了するまでの間にもたらされた、売却された会社に対応するすべての収益及び費用は、非継続事業とみなされ、2014年12月31日に終了した事業年度の連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」に計上されている。

2014年10月23日、エンデサは8,253百万ユーロでのラテンアメリカ事業の処分を完了した。非支配株主持分の額を控除した後の売却された資産及び負債の帳簿価額は、売却が完了した日の時点で5,933百万ユーロであり、これに4百万ユーロの取引コスト加味した結果、当該売却による総キャピタル・ゲインは2,316百万ユーロとなった。当該取引に係る法人所得税費用279百万ユーロがこの金額から控除されなければならず、税引後キャピタル・ゲインは2,037百万ユーロとなった。

当該日現在で、親会社の株主持分で認識されていた換算差額及びキャッシュ・フロー・ヘッジ商品に係る損益は、それぞれマイナス239百万ユーロ及び34百万ユーロであり、これらは2014年度の連結損益計算書上で、「非継続事業の税引後利益」で認識された。したがって、当該取引が2014年度の連結損益計算書に及ぼしたプラスの影響は1,764百万ユーロとなり、この金額は「非継続事業の税引後利益」で認識された。

下の表はすべて、2014年1月1日から売却日までの期間のラテンアメリカ事業及び売却によるキャピタル・ゲインに関連する連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」を示している。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2014年
収益		7,536
売上高		7,145
その他の営業収入		391
仕入及びサービス		(4,161)
電力購入		(2,774)
消費燃料原価		(502)
送電コスト		(463)
その他の変動仕入及びサービス		(422)
貢献利益		3,375
自家建設資産		81
人件費		(559)
その他の固定営業費用		(605)
営業総利益		2,292
減価償却費、償却費及び減損損失	6、8及び12	(388)
営業利益		1,904
純金融利益/(損失)		(394)
金融収益		215
金融費用		(572)
為替換算差額(純額)		(37)
持分法適用会社の利益/(損失)	10.1	13
その他の投資利益/(損失)		4
資産処分利益/(損失)		43
税引前利益		1,570
法人所得税費用		(289)
税引前利益/(損失)		1,281
非継続事業の純キャピタル・ゲイン		1,764
非継続事業のキャピタル・ゲイン		2,037
非継続事業の税引前キャピタル・ゲイン		2,316
法人所得税費用	31	(279)
為替換算差額	14.1.10	(239)
キャッシュ・フロー・ヘッジ商品に係る損益のうち株主持分に帰属法人所得税費用		(34)
非継続事業の税引後利益		3,045

次の表は、2014年1月1日から売却日までの期間の非継続事業に帰属する、営業活動、投資活動及び財務活動からの正味キャッシュ・フローを表示している。

(単位：百万ユーロ)

	2014年
営業活動による正味キャッシュ・フロー	845
投資活動による正味キャッシュ・フロー (*)	6,241
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(901)

(*) この金額には、ラテンアメリカでの売却総額の8,253百万ユーロの回収が含まれている。

ラテンアメリカ事業の売却による正味キャッシュ・インフローは、以下のとおりに計算された。

(単位：百万ユーロ)

現金対価	8,253
ラテンアメリカ事業の現金及び現金同等物	(1,840)
売却費用の支払	(55)
合計	6,358

32.2. 売却目的で保有する固定資産

2015年及び2014年12月31日現在の連結財政状態計算書に計上された、売却目的で保有する固定資産及び非継続事業、並びに売却目的で保有する固定資産及び非継続事業に関連する負債の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2015年12月31日	2014年12月31日
資産		
固定資産	41	8
有形固定資産	-	2
投資不動産	-	-
無形資産	-	2
のれん	-	-
持分法適用投資	41	-
固定金融資産	-	4
繰延税金資産	-	-
流動資産	-	-
棚卸資産	-	-
営業債権及びその他の債権	-	-
流動金融資産	-	-
現金及び現金同等物	-	-
資産合計	41	8
固定負債	-	-
繰延収益	-	-
長期引当金	-	-
長期有利子ローン及び借入金	-	-
その他の固定負債	-	-
繰延税金負債	-	-
流動負債	-	-
短期有利子ローン及び借入金	-	-
短期引当金	-	-
営業債務及びその他の流動負債	-	-
負債合計	-	-

2015年度の売却目的で保有する固定資産及び非継続事業には、2015年10月19日に締結された契約に従い当該投資の売却を開始するためにENEL Insurance, N.V. を通じて行った、Compostilla Re, S.A.への間接的投資が含まれていた（注記38を参照）。

2014年12月31日現在、売却目的で保有する固定資産及び非継続事業には、Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.の47.18%の持分及び同社へのエンデサの貸付金が合計で4百万ユーロ含まれていた。2015年2月3日、エンデサは、Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. 株式の100%の売却に関するEnagás Transporte, S.A.U.との間の契約書を起草した。取引の総額は、株式及び参加型ローン（経過利息を含む。）の価格を含めて7百万ユーロであり、3百万ユーロの総キャピタル・ゲインをもたらした（注記2.4及び30を参照）。

加えて、2014年12月31日現在のこの項目には、Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.が所有するChira-Soria水力発電所（グラン・カナリア島）に対応する4百万ユーロが含まれていた。この発電所は、2015年1月23日に11百万ユーロでRed Eléctrica de España, S.A.U.（REE）に譲渡され、総キャピタル・ゲインは7百万ユーロであった（注記30を参照）。

2015年度及び2014年度の売却目的で保有する固定資産及び非継続事業に関連する金額はすべて、それぞれの日付の時点の帳簿価額で認識されている。

注記33. セグメント情報

33.1. セグメント設定の基準

エンデサの組織は、その事業活動を実行する際に、中核事業である発電、ガス生成、配電及び販売、並びに関連するサービスを優先している。そのため、当社がその決定を行う目的で分析する情報がセグメント情報となり、以下のセグメントが含まれる。

- 発電（供給を含む。）
- 配電
- ストラクチャー（持株会社及び金融会社の残高及び取引を含む。）
- 連結調整及び相殺消去（セグメント間の相殺消去及び調整を含む。）

エンデサは、ラテンアメリカ事業の処分（注記32.1）まで、スペイン及びポルトガルの事業とラテンアメリカの事業という2つのセグメントを運営していた。これに応じて、2014年度上半期の連結損益計算書に対応するセグメント情報では、これら2つのセグメントが区別されていたが、比較を可能にするため、継続事業に対応するスペイン及びポルトガルの事業が2015年度に含まれている。

エンデサの企業組織は基本的にこれらのセグメントに一致している。したがって、下記のセグメント報告において設定された配分は、各セグメントを構成する各社の財務情報に基づく。

セグメント間の取引はその目的及び条件によって、通常の事業活動の一部を形成する。

2015年度及び2014年度において、エンデサのいずれのセグメントでも、その収益の10%以上を占めた外部顧客はいない。

33.2. セグメント情報

2015年度及び2014年度の連結損益計算書、2015年及び2014年12月31日現在の連結財政状態計算書、並びに、
2015年及び2014年12月31日終了した各年度の連結キャッシュ・フロー計算書。

セグメント情報：2015年度連結損益計算書

(単位：百万ユーロ)

	2015年				
	発電及び 給電(1)	配電(2)	ストラク チャー(3)	連結調整 及び消去	合計
収益	17,911	2,582	534	(728)	20,299
売上高	17,166	2,264	298	(447)	19,281
その他の営業収入	745	318	236	(281)	1,018
仕入及びサービス	(14,798)	(137)	(269)	386	(14,818)
電力購入	(4,799)	-	-	4	(4,795)
消費燃料原価	(2,123)	-	-	-	(2,123)
送電コスト	(5,779)	-	-	(2)	(5,781)
その他の変動仕入及びサービス	(2,097)	(137)	(269)	384	(2,119)
貢献利益	3,113	2,445	265	(342)	5,481
自家建設資産	5	97	-	-	102
人件費	(549)	(555)	(234)	6	(1,332)
その他の固定営業費用	(999)	(418)	(165)	370	(1,212)
営業総利益	1,570	1,569	(134)	34	3,039
減価償却費、償却費及び減損損失	(756)	(663)	(25)	3	(1,441)
営業利益	814	906	(159)	37	1,598
純金融利益/(損失)	(157)	(129)	99	1	(186)
金融収益	37	10	335	(327)	55
金融費用	(182)	(139)	(237)	329	(229)
為替換算差額(純額)	(12)	-	1	(1)	(12)
持分法適用会社の利益/(損失)	(23)	2	5	1	(15)
その他の投資利益/(損失)	(1)	2	1,382	(1,384)	(1)
資産処分利益/(損失)	(10)	5	(1)	1	(5)
税引前利益/(損失)	623	786	1,326	(1,344)	1,391
法人所得税費用	(117)	(201)	18	(1)	(301)
継続事業の税引後利益/(損失)	506	585	1,344	(1,345)	1,090
非継続事業の税引後利益	-	-	-	-	-
当期純利益	506	585	1,344	(1,345)	1,090
親会社持分	506	581	1,344	(1,345)	1,086
非支配持分	-	4	-	-	4

- (1) 有形固定資産の46百万ユーロの減損（注記6を参照）、2百万ユーロの無形資産の減損の戻入（注記8を参照）、及び商業的支払不能に起因する減損引当に関連する112百万ユーロ（注記12を参照）に対応する156百万ユーロの減損損失純額が含まれている。
- (2) 有形固定資産の7百万ユーロの減損（注記6を参照）、無形資産の減損に起因する1百万ユーロの戻入（注記8を参照）、及び商業的支払不能に関連する22百万ユーロ（注記12を参照）に対応する28百万ユーロの減損損失純額が含まれている。
- (3) 2015年度に認識された減損はない。

セグメント情報：2014年度連結損益計算書

(単位：百万ユーロ)

	2014年						
	スペイン及びポルトガル					ラテン アメリカ (4)	合計
	発電及び 給電(1)	配電(2)	ストラク チャー(3)	連結調整 及び消去	スペイン 及び ポルト ガル合計		
収益	19,149	2,531	491	(659)	21,512	-	21,512
売上高	18,352	2,252	383	(514)	20,473	-	20,473
その他の営業収益	797	279	108	(145)	1,039	-	1,039
仕入及びサービス	(15,904)	(141)	(206)	277	(15,974)	-	(15,974)
電力購入	(5,148)	-	-	22	(5,126)	-	(5,126)
燃料消費	(2,486)	-	-	-	(2,486)	-	(2,486)
送電コスト	(5,915)	-	-	(3)	(5,918)	-	(5,918)
その他の変動仕入及びサービス	(2,355)	(141)	(206)	258	(2,444)	-	(2,444)
貢献利益	3,245	2,390	285	(382)	5,538		5,538
自家建設資産	13	100	-	-	113	-	113
人件費	(635)	(335)	(313)	38	(1,245)		(1,245)
その他の固定営業費用	(1,073)	(464)	(180)	401	(1,316)	-	(1,316)
営業総利益	1,550	1,691	(208)	57	3,090		3,090
減価償却費、償却費及び減損損失	(858)	(724)	(45)	9	(1,618)	-	(1,618)
営業利益	692	967	(253)	66	1,472		1,472
純金融利益/(損失)	(159)	(82)	76	(1)	(166)	-	(166)
金融収益	26	32	452	(400)	110		110
金融費用	(181)	(114)	(385)	400	(280)	-	(280)
為替換算差額(純額)	(4)		9	(1)	4		4
持分法適用会社の利益/(損失)	(55)	2	9	-	(44)	-	(44)
その他の投資利益/(損失)	(1)	2	8,067	(8,066)	2		2
資産処分利益/(損失)	(28)	-	3,934	(3,931)	(25)	-	(25)
税引前利益/(損失)	449	889	11,833	(11,932)	1,239		1,239
法人所得税費用	(86)	(208)	(40)	38	(296)	-	(296)
継続事業の税引後利益/(損失)	363	681	11,793	(11,894)	943	-	943
非継続事業の税引後利益	-	-	-	-	-	3,045	3,045
当期純利益	363	681	11,793	(11,894)	943	3,045	3,988
親会社持分	363	681	11,800	(11,894)	950	2,387	3,337
非支配持分	-	-	(7)	-	(7)	658	651

- (1) 有形固定資産の48百万ユーロの減損（注記6を参照）、無形資産の減損からの14百万ユーロの戻入（注記8を参照）、及び商業的支払不能に関連する減損引当に対応する120百万ユーロ（注記12を参照）に対応する154百万ユーロの減損損失純額が含まれている。
- (2) 有形固定資産の71百万ユーロの減損（注記6を参照）、無形資産の減損に起因する31百万ユーロの引当（注記8を参照）、及び商業的支払不能に起因する減損引当に関連する9百万ユーロ（注記12を参照）に対応する111百万ユーロの減損損失純額が含まれている。
- (3) 減損損失3百万ユーロが含まれる。
- (4) このセグメントには、非継続事業の当期税引後利益に反映されたラテンアメリカの減損損失額純39百万ユーロが含まれている。

セグメント情報：2015年12月31日現在の財政状態計算書

(単位：百万ユーロ)

	2015年				
	発電及び 給電	配電	ストラク チャー	連結調整 及び消去	合計
資産					
固定資産	11,442	12,905	25,547	(25,628)	24,266
有形固定資産	9,004	11,803	11	(3)	20,815
投資不動産	-	3	49	(31)	21
無形資産	190	125	113	-	428
のれん	-	-	-	-	-
持分法適用会社への投資	1,003	21	63	-	1,087
固定金融資産	586	514	25,151	(25,622)	629
繰延税金資産	659	439	160	28	1,286
流動資産	4,104	1,021	833	(979)	4,979
棚卸資産	1,226	36	-	-	1,262
営業債権及びその他の債権	2,495	826	444	(788)	2,977
流動金融資産	182	156	206	(191)	353
現金及び現金同等物	201	3	142	-	346
売却目的で保有する固定資産及び非 継続事業	-	-	41	-	41
資産合計	15,546	13,926	26,380	(26,607)	29,245
株主持分及び負債					
株主持分	4,650	1,651	17,570	(14,832)	9,039
親会社持分	4,650	1,647	17,571	(14,832)	9,036
非支配持分	-	4	(1)	-	3
固定負債	7,101	10,205	7,302	(10,273)	14,335
繰延収益	45	4,666	-	(32)	4,679
長期引当金	1,882	1,089	329	105	3,405
長期有利子ローン及び借入金	4,444	3,671	6,910	(10,345)	4,680
その他の固定負債	193	433	6	-	632
繰延税金負債	537	346	57	(1)	939
流動負債	3,795	2,070	1,508	(1,502)	5,871
短期有利子ローン及び借入金	49	4	645	(698)	-
短期引当金	496	76	94	(28)	638
営業債務及びその他の流動負債	3,250	1,990	769	(776)	5,233
売却目的で保有する固定資産及び非 継続事業に関連する負債	-	-	-	-	-
株主持分及び負債合計	15,546	13,926	26,380	(26,607)	29,245

セグメント情報：2014年12月31日現在の財政状態計算書

(単位：百万ユーロ)

CDM	2014年				
	発電及び 給電	配電	ストラク チャー	連結調整 及び消去	合計
資産					
固定資産	11,389	12,974	25,371	(25,222)	24,512
有形固定資産	9,315	11,782	11	(4)	21,104
投資不動産	-	3	57	(38)	22
無形資産	158	123	106	1	388
のれん	-	-	-	-	-
持分法適用 会社への投資	979	21	104	-	1,104
固定金融資産	337	567	24,938	(25,223)	619
繰延税金資産	600	478	155	42	1,275
流動資産	4,642	1,351	1,393	(1,202)	6,184
棚卸資産	1,192	55	-	-	1,247
営業債権及びその他の債権	2,509	866	422	(726)	3,071
流動金融資産	756	428	502	(476)	1,210
現金及び現金同等物	177	2	469	-	648
売却目的で保有する固定資産及び非 継続事業	8	-	-	-	8
資産合計	16,031	14,325	26,764	(26,424)	30,696
株主持分及び負債					
株主持分	4,539	1,367	17,441	(14,772)	8,575
親会社持分	4,539	1,367	17,442	(14,772)	8,576
非支配持分	-	-	(1)	-	(1)
固定負債	7,225	10,660	7,764	(9,934)	15,715
繰延収益	55	4,592	-	(35)	4,612
長期引当金	2,084	1,077	315	115	3,591
長期有利子ローン及び借入金	4,535	4,188	7,370	(10,010)	6,083
その他の固定負債	133	411	11	1	556
繰延税金負債	418	392	68	(5)	873
流動負債	4,267	2,298	1,559	(1,718)	6,406
短期有利子ローン及び借入金	247	4	664	(914)	1
短期引当金	392	97	55	-	544
営業債務及びその他の流動負債	3,628	2,197	840	(804)	5,861
売却目的で保有する固定資産及び非 継続事業に関連する負債	-	-	-	-	-
株主持分及び負債合計	16,031	14,325	26,764	(26,424)	30,696

セグメント情報：2015年度連結キャッシュ・フロー計算書

(単位：百万ユーロ)

キャッシュ・フロー計算書	2015年12月31日			
	発電及び給電	配電	ストラクチャー、サービス及び調整	合計
営業活動による正味キャッシュ・フロー	1,487	1,226	(57)	2,656
投資活動に使用された正味キャッシュ・フロー	(427)	(355)	9	(773)
財務活動に使用された正味キャッシュ・フロー	(1,037)	(869)	(279)	(2,185)

セグメント情報：2014年度連結キャッシュ・フロー計算書

(単位：百万ユーロ)

キャッシュ・フロー計算書	2014年12月31日				
	スペイン及びポルトガルの事業			ラテンアメリカの事業	合計
	発電及び給電	配電	ストラクチャー、サービス及び調整		
営業活動による正味キャッシュ・フロー	1,861	944	64	845	3,714
投資活動に使用された正味キャッシュ・フロー	(313)	(455)	1,882	6,241	7,355
財務活動に使用された正味キャッシュ・フロー	(1,578)	(496)	(11,583)	(901)	(14,558)

注記34. 関連当事者との残高及び取引

関連当事者とは、エンデサが直接に又は1若しくは複数の媒体会社を通じて間接的に支配権若しくは共同支配権を行使する者又は重要な影響力を有する者、又は、エンデサの経営チームの主要なメンバーをいう。

エンデサの経営チームの主要なメンバーとは、直接又は間接的にエンデサの事業の計画、指揮及び管理を行う権限を有するとともに責任を負う者をいい、取締役が含まれる。

当社と関連当事者である子会社及び共同支配事業との間の取引は、（それらの目的及び条件の観点から）当社の通常の事業活動の一部を形成し、連結上は消去されている。したがって、これらの情報は、この注記では開示されていない。

参考のため記載すると、ENELグループに属し、エンデサの連結財務書類に含まれない全企業が重要株主とみなされた。この区分の取引には、ラテンアメリカでの事業を行っている会社の注記32.1に記載する売却による非連結化の日となった2014年10月23日以降、2014年12月31日までの間に当該会社との間で行われた2014年度中の取引も含まれる。

2015年度、特定の取締役のその他の関連者との間で行われた取引の金額は、合算して5百万ユーロ（2014年度は1百万ユーロ）以下であった。これらの取引は、当社の通常業務の過程に対応するとともに、すべての場合に正常な市場の条件に基づいて実行された。

関連当事者との取引はすべて、一般の取引条件と同様に行われている。

34.1.費用、収益及びその他の取引

2015年度及び2014年度の特筆すべき関連当事者との残高及び取引は、以下のとおりであり、すべて一般の取引条件と同様に行われた。

34.1.1. 費用及び収益

(単位：百万ユーロ)

	2015年度				
	重要な株主	取締役及び 執行役員 (注記34.4を 参照)	エンデサの 従業員、 会社又は 事業体	その他の 関連当事者	合計
金融費用	126	-	-	-	126
経営管理又は業務協力契約	3	-	-	-	3
研究開発譲渡及びライセンス契約	-	-	-	-	-
リース	-	-	-	-	-
サービスの受領	175	-	-	4	179
完成品及び仕掛品の購入	256	-	-	-	256
回収不能又は貸倒懸念債権の評価修正	-	-	-	-	-
資産の認識中止又は処分による損失	-	-	-	-	-
その他の費用 (*)	442	-	-	-	442
費用合計	1,002	-	-	4	1,006
金融収益	5	-	-	-	5
経営管理又は業務協力契約	10	-	-	-	10
研究開発譲渡及びライセンス契約	-	-	-	-	-
受取配当金	-	-	-	-	-
リース	6	-	-	-	6
サービスの提供	5	-	-	1	6
完成品及び仕掛品の売却	157	-	-	-	157
資産の認識中止又は処分による利益	-	-	-	-	-
その他の収益	409	-	-	-	409
収益合計	592	-	-	1	593

(*) その他の包括利益で認識された12百万ユーロが含まれている。

(単位：百万ユーロ)

	2014年度				
	重要な株主	取締役及び 執行役員 (注記34.4を 参照)	エンデサの 従業員、 会社又は 事業体	その他の 関連当事者	合計
継続事業					
金融費用	46	-	-	-	46
経営管理又は業務協力契約	29	-	-	-	29
研究開発譲渡及びライセンス契約	-	-	-	-	-
リース	-	-	-	-	-
サービスの受領	157	-	-	1	158
完成品及び仕掛品の購入	147	-	-	-	147
回収不能又は貸倒懸念債権の評価修正	-	-	-	-	-
資産の認識中止又は処分による損失	-	-	-	-	-
その他の費用 (*)	533	-	-	-	533
継続事業の費用合計	912			1	913
非継続事業の費用合計	19	-	-	-	19
費用合計	931	-	-	1	932
継続事業					
金融収益	2	-	-	-	2
経営管理又は業務協力契約	12	-	-	-	12
研究開発譲渡及びライセンス契約	-	-	-	-	-
受取配当金	-	-	-	-	-
リース	8	-	-	-	8
サービスの提供	14	-	-	-	14
完成品及び仕掛品の売却	43	-	-	-	43
資産の認識中止又は処分による利益	-	-	-	-	-
その他の収益	374	-	-	-	374
継続事業の収益合計	453	-	-	-	453
非継続事業の収益合計	1,766	-	-	-	1,766
収益合計	2,219	-	-	-	2,219

(*) その他の包括利益で認識された22百万ユーロが含まれている。

2015年度のその他の費用に含まれている主な関連当事者取引は、エネルギー購入費用56百万ユーロ（2014年度は9百万ユーロ）、並びに電力及びその他のエネルギー製品に係るデリバティブ金融商品の公正価値減少386百万ユーロ（2014年度は524百万ユーロ）であった。その他の収益には、電力及びその他のエネルギー製品に係るデリバティブ金融商品の公正価値増加393百万ユーロ（2014年度は326百万ユーロ）、エンデサがそれぞれ40%、50%及び50%の投資を保有しているENEL Green Power España, S.L.（EGPE）、ENEL Insurance, N.V. 及びCompostilla Re, S.A.が寄与し、エンデサの連結財務書類で持分法を適用して認識されるその他の収益15百万ユーロ（2014年度は39百万ユーロ）、並びに、合計1百万ユーロ（2014年度は9百万ユーロ）のエネルギー販売によるその他の収益が含まれている。

2014年度の非継続事業の収益には、ラテンアメリカの事業の売却によってもたらされたキャピタル・ゲインに対応する1,764百万ユーロが含まれている（注記32.1を参照）。

34.1.2. その他の取引

(単位：百万ユーロ)

	2015年				
	重要な株主	取締役及び 執行役員 (注記34.4を 参照)	エンデサの 従業員、 会社又は 事業体	その他の 関連当事者	合計
継続事業					
有形固定資産、無形資産、又はその他の 資産の購入現在の従業員	416	-	-	-	416
融資契約（貸手）	-	-	-	-	-
ファイナンス・リース契約（貸手）	-	-	-	-	-
融資及びリース契約の返済 又は解約（貸手）	-	-	-	-	-
有形固定資産、無形資産、又はその他の 資産の売却	-	-	-	-	-
融資契約（借手）	3,200	-	-	-	3,200
ファイナンス・リース契約（借手）	-	-	-	-	-
融資及びリース契約の返済 又は解約（借手）	1,500	-	-	-	1,500
保証の提供	-	7	-	-	7
保証の受入	126	-	-	-	126
コミットメントの取得	299	-	-	-	299
コミットメント又は保証の解消	-	-	-	-	-
配当金及びその他の分配利益	564	-	-	-	564
その他の取引	-	-	-	-	-

(単位：百万ユーロ)

	2014年				
	重要な株主	取締役及び 執行役員 (注記34.4を 参照)	エンデサの 従業員、 会社又は 事業体	その他の 関連当事者	合計
継続事業					
有形固定資産、無形資産、又はその他の 資産の購入	200	-	-	-	200
融資契約（貸手）	4	-	-	-	4
ファイナンス・リース契約（貸手）	-	-	-	-	-
融資及びリース契約の返済 又は解約（貸手）	-	-	-	-	-
有形固定資産、無形資産、又はその他の 資産の売却	-	-	-	-	-
融資契約（借手）	4,619	-	-	-	4,619
ファイナンス・リース契約（借手）	-	-	-	-	-
融資及びリース契約の返済 又は解約（借手）	-	-	-	-	-
保証の提供	-	7	-	-	7
保証の受入	113	-	-	-	113
コミットメントの取得	456	-	-	-	456
コミットメント又は保証の解消	-	-	-	-	-
配当金及びその他の分配利益	14,908	-	-	-	14,908
その他の取引	-	-	-	-	-
非継続事業 (*)	8,253				8,253

(*) ラテンアメリカの事業の売却による回収分が含まれる（注記32.1を参照）。

2015年12月31日現在、融資契約（借手）には、ENEL Finance International, N.V. との間の10月の3,000百万ユーロの内部借入金が含まれている（2014年度は4,500百万ユーロ）（注記17.2を参照）。この借入れに関しては、2015年6月30日に行われた1,500百万ユーロの一部返済が融資及びリース契約の返済又は解約（借手）に含まれている（注記17.2を参照）。

加えて、2015年12月31日現在、ENEL Finance International, N.V. との間の2015年12月23日のコミットメントのない1,500百万ユーロの融資枠が融資契約（借手）に含まれており、同日現在で200百万ユーロが利用済みであった（注記17.2を参照）。これらの融資枠に適用された借入の費用は、ENELのコマーシャルペーパーの発行費用に6ベース・ポイントのマージンを上乗せした金額、及び、このベンチマークが利用可能でない場合においては、ENELの1年間のカーブのイールドを所要のローンの具体的満期日まで所定の算式により調整した値に関連している。

2015年6月30日、エンデサ・エセ・アーは、ENEL Finance International, N.V. との間の内部融資枠の限度額を1,000百万ユーロから2,000百万ユーロに増額した。適用されるスプレッドも80ベース・ポイントに縮小するとともに、2018年6月30日まで満期を延長した。その後、2015年12月29日、エンデサ・エセ・アーは、この内部融資枠の限度額を2,000百万ユーロから1,000百万ユーロに減額したが、その他の条件は変更しなかった。2015年及び2014年12月31日現在利用済みの金額はなかった（注記17.2を参照）。

2015年度及び2014年度の保証の受入には、エンデサが液化天然ガス（LNG）の購入のためにCorpus Christi Liquefaction, LLCとの間で調印した契約の遵守に関連してENEL, S.p.A. からエンデサが受領した、137百万米ドル（約126百万ユーロ）の保証が含まれる（注記11.2を参照）。

2015年12月31日現在のコミットメントの取得という項目には主に、遠隔メーターの購入のためのENEL Distribuzione, S.p.A. との間の契約に関連する237百万ユーロが含まれている（2014年12月31日現在は432百万ユーロ）。

配当金及びその他の分配利益には、両期間中にENEL Iberoamérica, S.L.U. に支払われた配当金が含まれていた（注記14.1.9を参照）。

2014年度中の「非継続事業」が関係する主な関連当事者取引は、ENEL Iberoamérica, S.L.U. へのラテンアメリカの事業の売却である（注記32.1を参照）。

2015年度及び2014年度中に共同取締役又はその代理の者が行った当社（又はその子会社）との取引には、通常業務の過程に対応しないもの又はその時点における市場の条件に従わずに実行されたものはない。

34.1.3. その他の情報

重要な株主との取引の2015年及び2014年12月31日現在の残高は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年 12月31日	連結財政 状態計算書 に占める 割合(%)	2014年 12月31日	連結財政 状態計算書 に占める 割合(%)
固定金融資産		44	7	24	4
営業債権	12	209	8	216	8
未収還付法人所得税		188	90	278	96
現金及び現金同等物		-	-	-	-
資産		441	2	518	2
長期有利子ローン及び借入金		3,201	68	4,619	76
その他の固定負債		51	8	28	5
短期有利子ローン及び借入金		-	-	該当なし	該当なし
仕入債務及びその他の債務		968	19	830	16
未払法人所得税		259	100	619	97
負債		4,479	15	6,096	20

34.2. 関連会社及びジョイント・ベンチャー

2015年及び2014年12月31日現在の関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する債権、営業債権、貸付金及び保証の残高は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	関連会社		ジョイント・ベンチャー	
		2015年12月31日	2014年12月31日	2015年12月31日	2014年12月31日
営業債権	12	2	2	-	-
債権	18.1.1	60	71	12	19
保証の残高		-	4	-	-

2014年12月31日現在、4百万ユーロの差入保証はCompañía Transportista de Gas Canarias, S.A.に対応するものであった（注記30及び35.1を参照）。

2015年度及び2014年度中の関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配事業との間の取引のうち、連結の過程で消去されなかったものは、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	関連会社		ジョイント・ベンチャー		共同支配事業	
	2015年	2014年	2015年	2014年	2015年	2014年
収益	5	5	1	1	-	-
費用	4	13	17	17	39	52

34.3. 年金制度

2015年及び2014年12月31日現在、リバランス計画に関連してエンデサの年金計画について引き出されている金額はなかった。

34.4. 取締役及び上級管理職

34.4.1. 取締役の報酬

定款第41条は、次のとおり明記している。「取締役としての地位に係る取締役の報酬は、次のすべての項目によって構成する。固定月間給与、当社の管理機関及びその委員会のそれぞれの会議への出席の手当。

取締役会全体としての世界全体の年間報酬の上限（前記のすべての項目を含む。）は、株主総会によって決定され、株主総会がその変更を決議するまで効力を有する。

株主総会により定められた限度額を前提として、取締役会は、各年度に支払われる正確な金額を自ら決定するとともに、取締役会の委員会のいずれかに所属しているかどうかと問わず、各取締役委任された機能及び責任、並びに関連するその他のすべての客観的状況を考慮に入れた上で、取締役会が自由に決定する方法、時期及び割合に従って、前記項目の間及び取締役の間で配分する。

さらに、これらの出席手当の金額は、上記条項に従って毎月の固定報酬として決定された金額を超過してはならない。取締役会は、その制限内で、出席手当の金額を設定することができる。

前節の取締役会の一員としての報酬は、取締役として行う合議制による監督や意思決定機能を除き（これらは適用される法制度を条件とする）、場合により当社のために履行する他の執行義務や助言義務に関する取締役の他の専門報酬又は労働報酬と両立する。」

したがって、エンデサ・エセ・アーの取締役は、当社取締役としての資格において報酬を受領した。

2015年度において、各取締役の毎月の固定報酬総額は15,642.56ユーロであった。また、取締役会、執行委員会、指名及び報酬委員会、監査及びコンプライアンス委員会への出席手当総額は各会合で1,502.53ユーロであった。

取締役会のメンバー及び執行取締役は、エンデサ上級管理職の給与体系に従って、取締役としての立場以外の職務施行に関する報酬も受け取る。かかる報酬の主な構成要素は、次のとおりである。

- 年間固定報酬：受託した職務の複雑度及び責任に応じて毎月支給される現金報酬。
- 短期変動報酬：支給は保証されておらず、当社の考課制度により設定された年間目標の達成が条件とされる現金報酬。
- 長期変動報酬：支給は保証されておらず、複数年の目標の達成が条件とされる現金報酬。
- 福利厚生及びその他の給付：自発的、法律、契約、もしくは労使間交渉によって決められた特定の要件、特殊要件、及び固有の要件に従って受け取る報酬（通常は非現金報酬）。

取締役会のメンバーについて2015年度及び2014年度に発生した報酬の詳細は、以下のとおりである。

(単位：ユーロ)

		2015年								2015年度 合計
		給与	固定報酬	出席手当	短期変動 報酬	長期変動 報酬	退任手当	その他の 構成要素	他社の 報酬	
ボルハ・ブラド・ユウラテ		1,086,285	187,710	18,030	805,453	649,600	-	185,841	-	2,932,919
フランチェスコ・スタラーチェ		-	-	-	-	-	-	-	-	-
ホセダミアン・ボガス・ガルベス		671,811	-	-	496,501	403,086	-	95,818	-	1,667,216
アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト		-	187,710	40,568	-	-	-	-	-	228,278
リビオ・ガロ		-	-	-	-	-	-	-	-	-
アルベルト・デ・パオリ		-	-	-	-	-	-	-	-	-
ヘレナ・レボレド・デルベッキオ		-	187,710	28,548	-	-	-	-	-	216,258
ミケル・ロカ・フンイエント		-	187,710	40,568	-	-	-	-	-	228,278
エンリコ・ピアレ		-	-	-	-	-	-	-	-	-
イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	(1)	-	125,140	28,548	-	-	-	-	-	153,688
フランシスコ・デ・ラセルダ	(1)	-	125,140	28,548	-	-	-	-	-	153,688
合計		1,758,096	1,001,120	184,810	1,301,954	1,052,686	-	281,659	-	5,580,325

- (1) 2015年4月27日に取締役に就任。よって2015年の値は、2015年4月27日から12月31日までの期間に関するものである。

(単位：ユーロ)

		2014年								
		給与	固定報酬	出席手当	短期変動報酬	長期変動報酬	退任手当	その他の構成要素	他社の報酬	2014年度合計
ボルハ・ブラド・ユウラテ		812,000	187,710	42,071	813,939	649,600	-	37,310	91,483	2,634,113
フランチェスコ・スタラーチェ	(1) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ホセダミアン・ボガス・ガルベス	(3)	191,946	-	-	125,436	100,772	-	10,867	-	429,021
アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト		-	187,710	57,097	-	-	-	-	-	244,807
リビオ・ガロ	(7) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
アルベルト・デ・パオリ	(5) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	(5)	-	31,285	4,508	-	-	-	-	-	35,793
ミケル・ロカ・フンイェント		-	187,710	57,097	-	-	-	-	-	244,807
エンリコ・ピアレ	(7) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
アンドレア・ブレンタン	(4)	546,364	-	-	-	-	11,003,000	768,715	-	12,318,079
サルバドル・モンテホ・ベリラ	(6)	438,299	-	-	302,161	278,918	-	25,103	-	1,044,481
フルビオ・コンティ	(2) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ルイヒ・フェラリス	(6) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
マッシモ・シオッフィ	(2) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ヒアンルカ・コミン	(2) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計		1,988,609	594,415	160,773	1,241,536	1,029,290	11,003,000	841,995	91,483	16,951,101

- (1) 2014年6月16日に取締役就任。よって2014年の値は、2014年6月16日から12月31日までの期間に関するものである。
- (2) 2014年6月16日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から6月16日までの期間に関するものである。
- (3) 2014年10月7日に取締役就任。
- (4) 2014年10月7日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から10月7日までの期間に関するものである。
- (5) 2014年11月4日に取締役就任。よって2014年の値は、2014年11月4日から12月31日までの期間に関するものである。
- (6) 2014年11月4日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から11月4日までの期間に関するものである。
- (7) 2014年10月21日に取締役就任。よって2014年の値は、2014年10月21日から12月31日までの期間に関するものである。
- (8) ENELのプロプライエタリー・ディレクター（一定数の株式を所有する実質株主でもある取締役）は、その立場においてはエンデサ・エセ・アーの報酬を受領しない。

立替金及び貸付金

(単位：ユーロ)

取締役		2015年12月31日	2014年12月31日
ホセダミアン.ボガス・ガルベス	(1)	407,572	407,572
合計		407,572	407,572

- (1) 平均金利0.893%の229千ユーロの貸付金及び177千ユーロの無利子貸付金（利息補助は現物報酬として扱われる）。元本返済は、勤続期間を通じて行われ、会社から離任する時点で全額が解約される。

年金基金及び制度：拠出

(単位：ユーロ)

取締役		2015年	2014年
ボルハ・ブラド・ユウラテ		269,468	208,044
アンドレア・ブレンタン	(1)	-	185,659
サルバドル・モンテホ・ベリラ	(2)	-	161,916
ホセダミアン.ボガス・ガルベス	(3)	321,355	61,584
合計		590,823	617,203

- (1) 2014年10月7日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から10月7日までの期間に関するものである。
- (2) 2014年11月4日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から11月4日までの期間に関するものである。
- (3) 2014年10月7日に取締役に就任。

年金基金及び制度：退職給付債務

(単位：ユーロ)

取締役		2015年12月31日	2014年12月31日
ボルハ・ブラド・ユウラテ		1,579,544	1,249,480
ホセダミアン.ボガス・ガルベス	(1)	9,121,996	7,877,685
合計		10,701,540	9,127,165

- (1) 2014年10月7日に取締役に就任。

生命保険料

(単位：ユーロ)

氏名		2015年	2014年
ボルハ・ブラド・ユウラテ		147,452	102,554
アンドレア・ブレンタン	(1)	-	110,904
サルバドル・モンテホ・ベリラ	(2)	-	41,245
ホセダミアン.ボガス・ガルベス	(3)	43,480	9,892
合計		190,932	264,595

- (1) 2014年10月7日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から10月7日までの期間に関するものである。
- (2) 2014年11月4日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から11月4日までの期間に関するものである。
- (3) 2014年10月7日に取締役に就任。

当社が上級管理職に対して供与している保証

報酬に関しては、2015年12月31日現在、当社が早期退職給付に備えるため、最高経営責任者に代わって行った7,084,678ユーロの保証があった。2014年12月31日現在のこれらの保証の額は7,159,131ユーロであった。

34.4.2. 上級管理職の報酬

2015年度及び2014年度における上級管理職の報酬

執行取締役以外の上級管理職の一覧並びに当該管理職が2015年度及び2014年度に得た報酬の合計は、以下のとおりである。

氏名		2015年度の上級管理職
		職務(*)
リカルド・ペレス・ブランコ		法務・総務部門ゼネラル・マネージャー
エンリケ・ドゥランド・バケリソ		監査部門ゼネラル・マネージャー
パオロ・ボンディ		管理・財務及び統制部門ゼネラル・マネージャー
アルベルト・フェルナンデス・トーレス		広報部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・ルイス・ブチェ・カスチレホ		メディア部門ゼネラル・マネージャー
アンドレア・ロ・ファソ		組織及び人事部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・カサス・マリン		制度関係及び規制部門ゼネラル・マネージャー
フェルナンド・フェランド・ヴィタリス	(1)	持続可能性部門ゼネラル・マネージャー
パブロ・アスコイティア・ロレンテ		購買部門ゼネラル・マネージャー
マヌエル・フェルナンド・マリン・グスマン		ICT部門ゼネラル・マネージャー
ハビエル・ウリアルテ・モネレオ		供給部門ゼネラル・マネージャー
マヌエル・モラン・カセロ		発電部門ゼネラル・マネージャー
アルバロ・ルイス・キラルテ・アベロ		エネルギーマネジメント部門ゼネラル・マネージャー
フランセスコ・アマデイ		インフラ及びネットワーク部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・マリア・グラバロス・ラスエン	(4)	原子力部門ゼネラル・マネージャー
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	(2)	会社秘書役兼取締役会秘書役
マリア・マラクシャカバリア・グランデ	(2)	持続可能性部門ゼネラル・マネージャー
サルバドル・モンテホ・ベリラ	(3)	取締役会秘書役

(*) この表に含まれる者のリストは、スペインの証券取引委員会（CNMV）が発行した2013年6月12日付CNMV通達第5/2013号の上級管理職の定義に従っている。

- (1) 2015年6月30日に退職。
- (2) 2015年8月1日に入社。
- (3) 2015年7月31日に退職。
- (4) 2016年1月2日に退職。

氏名		2014年度の上級管理職
		職務(*)
リカルド・ペレス・ブランコ	(1)	法務・総務部門ゼネラル・マネージャー
エンリケ・ドゥランド・バケリソ		監査部門ゼネラル・マネージャー
パオロ・ボンディ		管理・財務及び統制部門ゼネラル・マネージャー
アルベルト・フェルナンデス・トーレス		広報部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・ルイス・プチェ・カスチレホ		メディア部門ゼネラル・マネージャー
アンドレア・ロ・ファソ	(1)	組織及び人事部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・カサス・マリソ	(1)	制度関係及び規制部門ゼネラル・マネージャー
フェルナンド・フェランド・ヴィタリス	(1)	持続可能性部門ゼネラル・マネージャー
パブロ・アスコイティア・ロレンテ	(1)	購買部門ゼネラル・マネージャー
マヌエル・フェルナンド・マリソ・グスマン	(1)	ICT部門ゼネラル・マネージャー
ハビエル・ウリアルテ・モネレオ	(1)	供給部門ゼネラル・マネージャー
マヌエル・モラン・カセロ	(1)	発電部門ゼネラル・マネージャー
アルバロ・ルイス・キラルテ・アベロ	(1)	エネルギーマネジメント部門ゼネラル・マネージャー
フランセスコ・アマディ	(1)	インフラ及びネットワーク部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・マリア・グラバロス・ラスエン	(1)	原子力部門ゼネラル・マネージャー
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	(2)	法務及び秘書部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	(2)	スペイン及びポルトガル部門ゼネラル・マネージャー
フランセスコ・プレスチ	(2)	購買部門ゼネラル・マネージャー
ラファエル・ロペス・ルエダ	(2)	システム及び電気通信部門ゼネラル・マネージャー
ヘクトル・ロペス・ピラセコ	(2)	戦略部門ゼネラル・マネージャー
フェデリコ・フェア	(2)	イノベーション部門ゼネラル・マネージャー
イグナシオ・アントニャンサス・アルベール	(3)	ラテンアメリカ部門及びチリ部門ゼネラル・マネージャー
サルバドル・モンテホ・ベリラ		取締役会秘書役

- (*) この表に含まれる者のリストは、スペインの証券取引委員会（CNMV）が発行した2013年6月12日付CNMV通達第5/2013号の上級管理職の定義に従っている。
- (1) 経営執行会議の構成変更後、2014年度に入社。
 - (2) 経営執行会議の構成変更後、2014年度に退職。
 - (3) ラテンアメリカの売却の結果、2014年10月23日に退職（注記32.1を参照）。

上表の上級管理職の報酬内訳は、以下のとおりである。

(単位：ユーロ)

	報酬			
	当社における報酬		エンデサ各社の 取締役としての報酬	
	2015年	2014年	2015年	2014年
固定報酬	5,189,409	4,694,570	-	-
変動報酬	4,994,930	5,054,501	-	-
出席手当	-	-	-	-
規約上の報酬	-	-	-	-
株式オプション及びその他の 金融商品	-	-	-	-
その他	1,993,399	724,785	-	-
合計	12,177,738	10,473,856	-	-

(単位：ユーロ)

	その他の給付			
	当社における報酬		エンデサ各社の 取締役としての報酬	
	2015年	2014年	2015年	2014年
立替金	584,366	830,722	-	-
貸付金	153,559	153,559	-	-
年金基金及び制度：拠出	948,940	1,221,956	-	-
年金基金及び制度：退職給付債務	16,407,255	12,999,092	-	-
生命保険料	356,252	268,879	-	-

当社が上級管理職に対して供与している保証

報酬に関しては、2015年及び2014年12月31日現在、当社が上級管理職に対して発行している保証はなかった。

34.4.3. 保証条項：取締役会及び上級管理職

解雇又は支配持分変動に関する保証条項

当該条項は、当社及び当社グループの執行取締役及び上級管理職のすべての契約において同一であり、指名・報酬委員会の報告書に基づき取締役会によって承認されており、雇用終了時における退職給付及び契約終了後の非競合条項について規定している。

管理に関しては、この種の解雇条項は通例ではないものの、権利が発生する事例の内容は一般的な雇用関係における予想と同様なものとなっている。

当該条項の規程は、以下のとおりである。

雇用関係の終了：

- a. 相互の同意による場合：事例ごとに、年間報酬の等額から3倍相当額の退職給付が支給される。
- b. 管理職側の一方的な決定による場合：退職給付の受給資格はない。ただし、雇用関係の終了が当社による重大かつ故意の義務違反の結果である場合、当該役職が廃止される場合、又は、1985年8月1日付の政令第1382/1985号において予期されている支配の変更その他の退職補償が支給される要因による場合を除く。
- c. 当社側による解雇：前々項に記載された退職給付が支給される。
- d. 当該上級管理職の重大な故意又は過失による義務不履行に基づき当社側が決定した場合：退職給付は支給されない。

これらの規程は、上級管理職を対象とした既存の雇用関係の変更又は早期退職を理由とする雇用関係の終了に起因する規程に代わるものである。

契約終了後の非競合に関する条項：大半の契約において、上級管理職はエンデサと競合する事業に2年間は従事しないことが求められる。その対価として、管理職には、年間固定報酬の1倍相当額の受給資格がある。

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサの執行取締役及び上級管理職11名の雇用契約で、保証条項が規定されている。

34.4.4. 取締役会に関するその他の開示事項

取締役は、上場会社の透明性を高めるために、その知る限りにおいて、各々及びその関連会社がエンデサのものと同一の、同様な又は類似する企業目的を有する会社に対して有する直接又は間接的な利害関係、並びに各々が当該会社で執行している職務又は職責を開示した。

2015年12月31日				
取締役	個人又は会社の 納税者ID	会社名	持分割合 (%)	職務
ボルハ・ブラド・ユウラテ	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	取締役
フランチェスコ・スタラー チェ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0.00001806	最高経営責任者及びゼ ネラル・マネージャー
フランチェスコ・スタラー チェ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0.00004	-
フランチェスコ・スタラー チェ	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	会長
フランチェスコ・スタラー チェ	94.271.000-3	Enersis Américas, S.A. (旧 Enersis, S.A.)	-	副会長
ホセ・ボガス・ガルベス	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	取締役
ホセ・ボガス・ガルベス	A80316672	Elcogás,S.A.	-	会長
ホセ・ボガス・ガルベス	B 61234613	ENEL Green Power España, S.L.	-	取締役
アルベルト・デ・パオリ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	管理・財務及び統制部 門責任者
アルベルト・デ・パオリ	94,271,000-3	Enersis Américas, S.A. (旧 Enersis, S.A.)	-	取締役
アルベルト・デ・パオリ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	-	会長
アルベルト・デ・パオリ	06377691008	ENEL Italia, S.R.L	-	取締役
リビオ・ガロ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	インフラ及びグローバ ルネットワーク部門責 任者
リビオ・ガロ	96.800.570-7	Chilectra, S.A.	-	会長
リビオ・ガロ	05779711000	ENEL Distribuzione, S.p.A.	-	会長
エンリコ・ピアレ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	発電部門責任者
エンリコ・ピアレ	00793580150	CESI, S.p.A.	-	取締役
エンリコ・ピアレ	23-7175375	Electric Power Research Institute	-	取締役
エンリコ・ピアレ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0.00000324	-
エンリコ・ピアレ	91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	-	会長

2014年12月31日				
取締役	個人又は会社の 納税者ID	会社名	持分割合 (%)	職務
ボルハ・ブラド・ユウラテ	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	取締役
ボルハ・ブラド・ユウラテ	94.271.000-3	Enersis Américas, S.A. (旧 Enersis, S.A.)	-	副会長
フランチェスコ・スタラー チェ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0.0004656	最高経営責任者及びゼ ネラル・マネージャー
フランチェスコ・スタラー チェ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0.004	-
フランチェスコ・スタラー チェ	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	会長
ホセ・ボガス・ガルベス	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	取締役
アルベルト・デ・パオリ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	管理・財務及び統制部 門責任者
アルベルト・デ・パオリ	94.271.000-3	Enersis Américas, S.A. (旧 Enersis, S.A.)	-	取締役
リビオ・ガロ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	インフラ及びグローバ ルネットワーク部門責 任者
リビオ・ガロ	96.800.570-7	Chilectra, S.A.	-	会長
リビオ・ガロ	05999811002	ENEL Sole, S.R.L.	-	執行役会長
リビオ・ガロ	05779711000	ENEL Distribuzione, S.p.A.	-	最高経営責任者
エンリコ・ピアレ	05617841001	ENEL Produzione S.p.A.	-	会長
エンリコ・ピアレ	00793580150	CESI, S.p.A.	-	取締役
エンリコ・ピアレ	815574137	RES Holding B.V.	-	取締役
エンリコ・ピアレ	6671156423	ENEL Russia O.J.S.C.	-	ゼネラル・マネー ジャー
エンリコ・ピアレ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0.0003	-
エンリコ・ピアレ	91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	-	会長
サルバドル・モンテホ・ベ リラ	B85721025	ENEL Iberoamérica, S.L.U.	-	秘書役（非取締役）

スペインの有限責任会社法第229条の規定に従って、取締役と当社の利益との間の直接又は間接的な利益相反に結び付く状況及びその取扱いは以下のとおりとなっている。

- 業務執行取締役は、Enel, S.p.A.により任命されたENEL Iberoamérica S.L.U.の取締役としての資格において、Enel, S.p.A. 又はEnelグループ会社との間の取引を承認する場合に利益相反を有した。2015年にこうした事例が発生したときは、業務執行取締役は当該議題項目については取締役会に参加しなかった。
- プロプライエタリー・ディレクターは、Enel, S.p.A.により任命された取締役としての資格において、Enel, S.p.A. 又はEnelグループ会社との間の取引を承認する場合に利益相反を有した。2015年にこうした事例が発生したときは、プロプライエタリー・ディレクターは当該議題項目については取締役会に参加しなかった。
- 社外取締役であるヘレナ・レボレド・デルベッキオ女史は、Prosegur Compañía de Seguridad, S.A.の会長としての資格において、Prosegurとの間のエンデサへのサービスの提供契約を承認する場合に利益相反を有した。同取締役は、当該議題項目については取締役会に参加しなかった。

性別分布：2015年12月31日現在、エンデサ・エセ・アーの取締役会は11名で構成されており、うち1人が女性であった。2014年12月31日現在は9名の取締役がおり、うち1人が女性であった。

34.4.5. エンデサの株価に連動した株式報酬制度

当社は、エンデサのロイヤルティ制度（注記34.4.6を参照）に基づき、他の指標もある中でも特に株価に連動する長期的報酬の特定のプログラムを次回年次株主総会に提出し、承認を求めることを意図している。これらのプログラムの対象は、社長、CEOおよびエンデサの戦略的責任を担っている執行役である。

具体的には、前段落で言及したプログラムは、「エンデサ株主のトータル株主リターン（TSR）」と呼ばれる目標について規定する。この目標は、参照期間中の比較対象グループとして選択されたEuro-Stoxx Utilitiesインデックスのトータル株主リターン（TSR）の平均値からのエンデサのトータル株主リターン（TSR）の平均値と定義される。

この指標では、次の2つの構成要素の合計として株式のトータル・リターンを測定する。

- i. キャピタル・ゲイン：株価の変化（報告期間の期末及び期首に記録された価格の間の差）と期首に確定した値との間の関係
- ii. 再投資された配当：報告期間中に分配された1株当たり配当と期首の株価との比率

本年次連結財務書類の日付の時点で、本プログラムは、定款に定められた報酬制度の変更及び年次株主総会によるその承認を前提条件としている。本年次連結財務書類の日付まで、エンデサは株式報酬制度又は株式オプション制度を設定していないため、取締役会の構成員も上級管理職もこれに関連する報酬を受け取っていない。

34.4.6. 長期従業員給付

エンデサの長期従業員変動報酬には、グループの戦略的目標達成に対する上席従業員の取組みを強化することを目指す、いわゆる「ロイヤルティ制度」が適用される。同制度は、2010年1月1日から毎年開始される3か年プログラムである。2014年から、同制度には支払の繰延と管理職員がその時点で現役であるという要件が含まれるようになった。これらの支払いは2段階に分けて行われ、制度の終了の翌年に30%および残り70%がその2年後となっている。

2015年12月31日現在、2013年～2015年、及び2014年～2016年のプログラムが稼働していた。2013年～2015年のプログラムは2015年12月31日に終了しており、最終決済は、当制度で従業員が選択した受給方法に応じて2016年～2019年の期間に行われる。

2014年12月31日現在、2012年～2014年、及び2013年～2015年のプログラムが稼働していた。2012年～2014年のプログラムは2014年12月31日に終了しており、最終決済は、当制度で従業員が選択した受給方法に応じて2015年～2018年の期間に行われる。

注記35. 第三者に対する保証、その他の偶発資産及び負債並びにその他のコミットメント

35.1. 直接及び間接保証

2015年度及び2014年度、エンデサは、中米経済統合銀行によりEmpresa Propietaria de la Red, S.A.（コスタリカ支店）に付与された2028年を期限とするセットアップ・ローン（2014年12月31日現在40百万米ドル、33百万ユーロ相当）の37百万米ドル（2014年12月31日現在34百万ユーロ相当）の商業的リスクに関する保証を行っていた。ラテンアメリカでの処分（注記32.1を参照）に適用される株式売買契約には、この保証に由来する責任からエンデサを解放するために必要な手段を講じることをENEL Iberoamérica, S.L.U. が約束する旨の、一連の規定が含まれている。ENEL Iberoamérica, S.L.U. は、プロセスが完了するまで、当該義務に関連する損害についてエンデサ・エセ・アーの責任を問わない。

2015年度及び2014年度にエンデサの関連会社及びジョイント・ベンチャーに付与されていた保証の内訳は、注記34.2に詳細に示すとおりである。

エンデサは、2015年及び2014年12月31日現在提供済みの保証から生じる追加債務は重大な値にならないと考えている。

2015年及び2014年12月31日現在、エンデサが保有する流動金融資産のうち、債務又は偶発債務の担保として差し入れられていたものはなく、第三者からの資金調達の担保として使用されていた有形固定資産もなかった（注記6.1及び17.2を参照）

35.2. その他のコミットメント

連結財務書類の注記6、8及び11に記述するもの以外のコミットメントはない。

注記36. 監査報酬

エンデサ各社の年次財務書類の監査人が2015年度及び2014年度に提供した役務に関して支払われた報酬内訳は、以下のとおりである。

(単位：千ユーロ)

	2015年		2014年	
	アーンスト・アンド・ヤング	子会社の他の監査人	アーンスト・アンド・ヤング	子会社の他の監査人
財務書類監査	1,262	7	2,188	26
財務書類以外の監査及びその他の監査関連業務	2,508	-	4,623	117
その他監査に関連しない業務	-	-	53	529
合計	3,770	7	6,864	672

上記の表において報告された数字には、実際の請求時点にかかわらず、2015年及び2014年に終了した各年度中に提供された業務に関して発生したすべての報酬が含まれる。

注記37. 人員

エンデサの期末の及び期中平均の人員数は、下表に示すとおりである。

	期末職員数（人）					
	2015年12月31日			2014年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
執行役	249	43	292	236	38	274
新卒	1,852	808	2,660	1,932	810	2,742
中間管理職及び現場労働者	5,752	1,296	7,048	6,071	1,413	7,484
総職員数	7,853	2,147	10,000	8,239	2,261	10,500

	期末職員数（人）					
	2015年12月31日			2014年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電及び給電	4,137	971	5,108	4,246	1,013	5,259
配電	3,019	483	3,502	3,193	495	3,688
ストラクチャー及びその他	697	693	1,390	800	753	1,553
総職員数	7,853	2,147	10,000	8,239	2,261	10,500

	平均人員（人）					
	2015年			2014年(*)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
執行役	265	46	311	420	67	487
新卒	1,870	804	2,674	4,899	1,912	6,811
中間管理職及び現場労働者	5,903	1,355	7,258	10,576	2,299	12,875
総職員数	8,038	2,205	10,243	15,895	4,278	20,173

(*) 継続事業に対応する人数。

	平均人員（人）					
	2015年			2014年 ^(*)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電及び給電	4,188	995	5,183	4,355	1,040	5,395
配電	3,105	490	3,595	3,216	498	3,714
ストラクチャー及びその他	745	720	1,465	868	783	1,651
総職員数	8,038	2,205	10,243	8,439	2,321	10,760

(*) 継続事業に対応する人数。

処分までの2014年中のラテンアメリカ事業の平均職員数は9,413名（男性が7,456名及び女性が1,957名）であった。

共同支配事業の平均人員数は、2015年度及び2014年度それぞれ895名及び916名であった。

2015年度及び2014年度に雇用されていた33%以上の障害を有する者の分類別人数は、以下のとおりである。

	期末職員数（人）	
	2015年	2014年 ^(*)
執行役	-	-
新卒	14	17
中間管理職及び現場労働者	64	73
総職員数	78	90

(*) 継続事業に対応する人数。

	期末職員数（人）	
	2015年	2014年 ^(*)
発電及び給電	29	34
配電	28	32
ストラクチャー及びその他	21	24
総職員数	78	90

(*) 継続事業に対応する人数。

注記38. 後発事象

2016年2月10日、CLT Holding AGへのCompostilla Re, S.A.の売却が完了しており、その資産は2015年12月31日現在、売却目的で保有する固定資産及び非継続事業で認識されていた（注記32.2を参照）。エンデサの持分に対応する取引価格は50百万ユーロであった。

2015年12月31日から連結財務書類の発行承認日までの間に発生したその他の重要な後発事象はない。

[前へ](#)

[次へ](#)

付表 : エンデサのグループ会社

会社名 (アルファベット順)	2015年12月31日 現在の持分割合			2014年12月31日 現在の持分割合			登録 事務所	業種	監査人
	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
AQUILAE SOLAR, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パルマス・ デ・グラン・カナ リア (スペイン)	太陽光発電装置の 開発及び建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	テルエル (スベ イン)	発電	非監査
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCÓ-VANDELLÓS II, A.I.E.	85.41	85.41	PC	85.41	85.41	PC	タラゴナ (スベ イン)	原子力発電所の管 理、運営及び事務	アーンスト・アン ド・ヤング
CEFEIDAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パルマス・ デ・グラン・カナ リア (スペイン)	太陽光発電装置の 開発及び建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
CEPHEI DESARROLLO SOLAR, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パルマス・ デ・グラン・カナ リア (スペイン)	太陽光発電装置の 開発及び建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
DESARROLLO PHOTOSOLAR, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パルマス・ デ・グラン・カナ リア (スペイン)	太陽光発電装置の 開発及び建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロナ (スベ イン)	エネルギーの配給 及び供給	非監査
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A.(SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	サンタ・クルス・ デ・テネリフェ (スペイン)	電力買取り、送 電、配電及び電力 小売	アーンスト・アン ド・ヤング
EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (スベ イン)	炭田開発	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA CAPITAL, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (スベ イン)	債務商品の発行	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	ポルト (ポルトガ ル)	エネルギー製品の マーケティング	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.(SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロナ (スベ イン)	配電	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (スベ イン)	エネルギー製品の マーケティングに 関連するサービス	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (スベ イン)	エネルギー製品の マーケティング	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A.(SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (スベ イン)	エンデサ・エセ・ アーの子会社の資 金調達	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA GENERACIÓN II, S.A.(SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スベ イン)	発電	非監査
ENDESA GENERACIÓN NUCLEAR, S.A.(SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スベ イン)	あらゆる種類の原 子力発電関連資産 の所有、並びに電 力管理、発電、及 び電力販売	非監査
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	99.40	99.40	FC	99.40	99.40	FC	リスボン (ポルト ガル)	発電及び関連業務	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スベ イン)	発電及び電力小売	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スベ イン)	コンサルティング 及び土木サービス	アーンスト・アン ド・ヤング

会社名 (アルファベット順)	2015年12月31日 現在の持分割合			2014年12月31日 現在の持分割合			登録 事務所	業種	監査人
	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L.(SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロナ（スベ イン）	ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA及び ENDESA ENERGÍAに対す るサービスの提供 トレーディング事 業	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA POWER TRADING LTD.	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	ロンドン（英国）		アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA RED, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロナ（スベ イン）	配電業務	アーンスト・アン ド・ヤング
ENDESA SERVICIOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード（スベ イン）	サービス	アーンスト・アン ド・ヤング
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L.(SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	サラゴサ（スベ イン）	電力固定価格買取 り制度に基づく送 電、配電及び電力 販売	アーンスト・アン ド・ヤング
FOTOVOLTAICA INSULAR, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パルマス・ デ・グラン・カナ リア（スペイン）	太陽光発電装置の 開発及び建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルマ・デ・マ リョルカ（スベ イン）	発電	アーンスト・アン ド・ヤング
GUADARRANQUE SOLAR 4, S.L.(SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア（スベ イン）	再生可能エネル ギーを用いた発電	非監査
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロナ（スベ イン）	送電及び配電	アーンスト・アン ド・ヤング
HIDROFLAMICELL, S.L.	75.00	75.00	FC	75.00	75.00	FC	バルセロナ（スベ イン）	配電及び電力販売	非監査
HIDROMONDEGO - HIDROELÉCTRICA DO MONDEGO, LDA	100.00	99.94	FC	100.00	99.94	FC	リスボン（ポルト ガル）	発電及び電力小売	非監査
INTERNATIONAL ENDESA B.V.	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	アムステルダム （オランダ）	国際金融取引	アーンスト・アン ド・ヤング
LA PEREDA CO2, A.I.E.	33.33	33.33	PC	33.33	33.33	PC	アストゥリアス （スペイン）	発電	非監査
MINAS DE ESTERCUEL, S.A.	99.65	99.57	FC	99.65	99.57	FC	マドリード（スベ イン）	鉱床開発	非監査
MINAS GARGALLO, S.L.	99.91	99.91	FC	99.91	99.91	FC	マドリード（スベ イン）	鉱床開発	非監査
NUEVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	60.00	60.00	FC	60.00	60.00	FC	マドリード（スベ イン）	不動産の管理及び 開発	アーンスト・アン ド・ヤング
PEREDA POWER, S.L.	70.00	70.00	FC	70.00	70.00	FC	アストゥリアス （スペイン）	発電	非監査
SOL DE MEDIA NOCHE FOTOVOLTAICA, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パルマス・ デ・グラン・カナ リア（スペイン）	太陽光発電装置の 開発及び建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	60.00	60.00	FC	60.00	60.00	FC	ジローナ（スベ イン）	エネルギーの配給 及び供給	アーンスト・アン ド・ヤング
TRANSPORTES Y DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS, S.A.	73.33	73.33	FC	73.33	73.33	FC	ジローナ（スベ イン）	送電	非監査
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A.(SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	ラス・パルマス・ デ・グラン・カナ リア（スペイン）	発電	アーンスト・アン ド・ヤング

FC：全部連結、PC：比例連結、

付表 : ジョイント・ベンチャー及び関連会社

会社名 (アルファベット順)	2015年12月31日 現在の持分割合			2014年12月31日 現在の持分割合			登録事務所	業種	監査人
	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
CARBOPEGO - ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIBLES, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	リスボン (ポルトガル)	燃料供給	KPMG AUDITORES
Central Térmica de Anllares, C.B.	33.33	33.33	EM	33.33	33.33	EM	マドリード (スペイン)	ANLLARES 火 力 発電所の管理	非監査
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	24.26	23.92	EM	24.26	23.92	EM	マドリード (スペイン)	ALMARAZ 及 び TRILLO 原子力発 電所の管理	アーンスト・アン ド・ヤング
ELCOGAS, S.A.	40.99	40.99	EM	40.99	40.99	EM	シウダ・レアル (スペイン)	発電	DELOITTE
ELECGAS, S.A.	50.00	49.70	EM	50.00	49.70	EM	サンタレン (ポルトガル)	複合サイクル発電	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	47.46	47.46	EM	47.46	47.46	EM	ジローナ (スペイン)	エネルギーの配給 及び供給	RCM AUDITORES
ELÉCTRICA DE LIJAR, S.L.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	カディス (スペイン)	送電及び配電	AVANTER AUDITORES
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	カディス (スペイン)	電力供給及び配電	DELOITTE
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.	40.00	40.00	EM	40.00	40.00	EM	マドリード (スペイン)	熱電供給及び再生 可能エネルギー	アーンスト・アン ド・ヤング
ENEL INSURANCE N.V.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	アムステルダム (オランダ)	再保険	アーンスト・アン ド・ヤング
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	32.00	32.00	EM	32.00	32.00	EM	タンジェ (モロッコ)	複合サイクル発電 所	DELOITTE
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	23.21	23.21	EM	30.00	30.00	EM	サンタ・クルス・ デ・テネリフェ (スペイン)	EL HIERRO 発 電 所の開発及び保守	UNIONAUDIT J.Y.E.S.L.
KROMSCHROEDER, S.A.	29.26	29.26	EM	29.26	29.26	EM	バルセロナ (スペイン)	検針設備	BDO AUDITORES
NUCLENOR, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	ブルゴス (スペイン)	原子力発電	アーンスト・アン ド・ヤング
PEGOP - ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	サンタレン (ポルトガル)	PEGO 発電所の運 営	KPMG AUDITORES
PROYECTO ALMERÍA MEDITERRÁNEO, S.A. (清算 手続中)	45.00	45.00	EM	45.00	45.00	EM	マドリード (スペイン)	海水脱塩プラント の設置	非監査
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33.50	33.50	EM	33.50	33.50	EM	カディス (スペイン)	電力供給及び配電	アーンスト・アン ド・ヤング
TECNATOM, S.A.	45.00	45.00	EM	45.00	45.00	EM	マドリード (スペイン)	発電施設向けサー ビス	アーンスト・アン ド・ヤング
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	38.89	38.89	EM	38.89	38.89	EM	リスボン (ポルトガル)	発電、送電及び配 電	KPMG AUDITORES

EM : 持分法

付表Ⅲ：売却事業における持分

子会社及び共同支配事業

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日 現在の持分割合			2013年12月31日 現在の持分割合			登録事務所	業種
	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法(*)		
AGUAS SANTIAGO PONIENTE, S.A.	-	-	-	78.88	33.34	FC	サンチアゴ（チリ）	水道サービス
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS, S.A.	-	-	-	99.64	55.55	FC	リオデジャネイロ （ブラジル）	発電、送電及び配電
CENTRAIS ELÉTRICAS CACHOEIRA DOURADA, S.A.	-	-	-	99.75	50.52	FC	リオデジャネイロ （ブラジル）	発電及び電力小売
CENTRAL DOCK SUD, S.A.	-	-	-	69.99	24.25	FC	ブエノスアイレス （アルゼンチン）	発電、送電及び配電
CENTRAL EÓLICA CANELA S.A.	-	-	-	75.00	27.96	FC	サンチアゴ（チリ）	再生可能エネルギープロジェクトの推進及び開発
CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA FORTALEZA, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	フォルタレザ（ブラジル）	熱電発電プロジェクトの開発
CHILECTRA INVERSUD, S.A.	-	-	-	100.00	60.07	FC	サンチアゴ（チリ）	持株会社
CHILECTRA, S.A.	-	-	-	99.09	60.07	FC	サンチアゴ（チリ）	配電、電力販売及び持株会社
CHINANGO, S.A.C.	-	-	-	80.00	18.17	FC	リマ（ペルー）	発電、電力小売及び送電
CODENSA, S.A.E.SP.	-	-	-	48.48	29.34	FC	ボゴタ（コロンビア）	エネルギーの配給及び供給
COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ, S.A.	-	-	-	58.87	29.81	FC	フォルタレザ（ブラジル）	全電力サイクル
COMPAÑÍA DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	リオデジャネイロ （ブラジル）	発電、送電及び配電
COMPAÑÍA DE TRANSMISIÓN DEL MERCOSUR, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	ブエノスアイレス （アルゼンチン）	発電、送電及び配電
COMPAÑÍA ELÉCTRICA TARAPACÁ, S.A.	-	-	-	100.00	37.28	FC	サンチアゴ（チリ）	全電力サイクル
COMPAÑÍA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.	-	-	-	100.00	60.62	FC	リマ（ペルー）	水力発電プロジェクト
CONSTRUCCIONES Y PROYECTOS LOS MAITENES, S.A.	-	-	-	55.00	33.34	FC	サンチアゴ（チリ）	建設及び設置工事
DISTRILEC INVERSORA, S.A.	-	-	-	51.50	30.88	FC	ブエノスアイレス （アルゼンチン）	持株会社
EDEGEL, S.A.A.	-	-	-	83.60	22.71	FC	リマ（ペルー）	発電、電力小売及び配電
ELÉCTRICA CABO BLANCO, S.A.C.	-	-	-	100.00	60.62	FC	リマ（ペルー）	持株会社
EMGESA PANAMÁ, S.A.	-	-	-	100.00	22.87	FC	パナマ（パナマ）	電力小売
EMGESA, S.A.E.SP.	-	-	-	48.48	22.87	FC	ボゴタ（コロンビア）	発電及び電力小売
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LIMA NORTE, S.A.A.	-	-	-	75.68	45.80	FC	リマ（ペルー）	エネルギーの配給及び供給

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日 現在の持分割合			2013年12月31日 現在の持分割合			登録事務所	業種
	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法(*)		
EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR, S.A.	-	-	-	99.45	43.41	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	エネルギーの配給 及び供給
EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA LTDA.	-	-	-	100.00	60.07	FC	サンチアゴ(チ リ)	全エネルギー及び 類似材料サイクル
EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA, S.A.	-	-	-	96.50	58.50	FC	リマ(ペルー)	発電
EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE, S.A.	-	-	-	92.65	33.69	FC	サンチアゴ(チ リ)	全電力サイクル
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD, S.A.	-	-	-	59.98	36.36	FC	サンチアゴ(チ リ)	全電力サイクル
EN-BRASIL COMERCIO E SERVIÇOS, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	リオデジャネイロ (ブラジル)	製品及びサービス の小売
ENDESA ARGENTINA, S.A.	-	-	-	100.00	36.37	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	持株会社
ENDESA BRASIL, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	リオデジャネイロ (ブラジル)	持株会社
ENDESA CEMSA, S.A.	-	-	-	100.00	49.71	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	電力の卸売買
ENDESA COSTANERA, S.A.	-	-	-	75.68	27.52	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	発電及び電力小売
ENEL LATINOAMÉRICA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	-	-	-	100.00	100.00	FC	マドリード(スベ イン)	エンデサ・エセ・ アーの国際的活動
ENERSIS, S.A.	-	-	-	60.62	60.62	FC	サンチアゴ(チ リ)	発電、配電及び持 株会社
EÓLICA FAZENDA NOVA - GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	-	-	-	99.95	50.62	FC	リオグランデ・ ド・ノルテ(ブラ ジル)	風力発電所プロ ジェクト
GASATACAMA CHILE, S.A. (**)	-	-	-	49.97	18.64	EM	サンチアゴ(チ リ)	全電力サイクル
GASATACAMA, S.A. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ(チ リ)	会社の運営及び管 理
GASODUCTO ATACAMA	-	-	-	49.98	18.64	EM	サンチアゴ(チ リ)	天然ガスの輸送
ARGENTINA, S.A. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ(チ リ)	天然ガスの輸送
GASODUCTO TALTAL, S.A. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ(チ リ)	天然ガスの輸送
GENERALIMA, S.A.C.	-	-	-	100.00	60.62	FC	リマ(ペルー)	持株会社
GENERANDES PERÚ, S.A.	-	-	-	61.00	22.18	FC	リマ(ペルー)	持株会社
GNL NORTE, S.A. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ(チ リ)	エネルギー及び燃 料の生産、輸送、 配送、貯蔵、並び に供給
HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN, S.A.	-	-	-	67.67	23.77	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	発電及び電力小売
HIDROINVEST, S.A.	-	-	-	96.09	34.94	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	持株会社
ICT SERVICIOS INFORMÁTICOS LTDA.	-	-	-	100.00	60.62	FC	サンチアゴ(チ リ)	IT、電気通信及び データ伝送サービ ス
INGENDESA DO BRASIL LTDA. (清算手続中)	-	-	-	100.00	37.27	FC	リオデジャネイロ (ブラジル)	プロジェクトエン 지니어リング・コ ンサルティング・ サービス
INKIA HOLDINGS (ACTER) LIMITED (***)	-	-	-	-	-	-	グランド・ケイマ ン(ケイマン諸 島)	持株会社

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日 現在の持分割合			2013年12月31日 現在の持分割合			登録事務所	業種
	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法(*)		
INMOBILIARIA MANO DE VELASCO LTDA.	-	-	-	100.00	60.62	FC	サンチアゴ(チ リ)	建設工事
INVERSIONES DISTRILIMA, S.A.C.	-	-	-	100.00	60.46	FC	リマ(ペルー)	持株会社
INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LTDA. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ(チ リ)	天然ガスの輸送
INVERSORA CODENSA S.A.S.	-	-	-	100.00	29.34	FC	ボゴタ(コロンビ ア)	公共工住宅ネル ギーサービスへの 投資
INVERSORA DOCK SUD, S.A.	-	-	-	57.14	34.64	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	持株会社
LATIN AMERICA HOLDING I LTD. (***)	-	-	-	-	-	-	グランド・ケイマ ン(ケイマン諸 島)	持株会社
LATIN AMERICA HOLDING II LTD. (***)	-	-	-	-	-	-	グランド・ケイマ ン(ケイマン諸 島)	持株会社
LUZ ANDES LTDA.	-	-	-	100.00	60.07	FC	サンチアゴ(チ リ)	エネルギー及び燃 料の輸送、配給及 び販売
PROGAS, S.A. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ(チ リ)	ガス配給
SOCIEDAD AGRÍCOLA DE CAMEROS LTDA.	-	-	-	57.50	34.86	FC	サンチアゴ(チ リ)	不動産投資
SOCIEDAD CONCESIONARIA TÚNEL EL MELÓN, S.A.	-	-	-	100.00	36.36	FC	サンチアゴ(チ リ)	EL MELÓNトンネ ルの設計、建設及 び運営
SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA, S.A.	-	-	-	99.85	23.15	FC	ボゴタ(コロンビ ア)	港湾関連サービス
SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA, S.A.	-	-	-	100.00	36.38	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	持株会社
SOUTHERN CONE POWER LTD. (***)	-	-	-	-	-	-	グランド・ケイマ ン(ケイマン諸 島)	持株会社
SOUTHERN CONE POWER PERÚ, S.A.A. (***)	-	-	-	-	-	-	リマ(ペルー)	持株会社
TRANSPORTADORA DE ENERGÍA, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	発電、送電及び配 電

FC：全部連結、EM：持分法。

(*) IFRS11号に従って修正再表示されている。

(**) これらの会社は2014年4月22日に連結対象となり、2014年10月23日に除外された。

(***) これらの会社は2014年9月3日に連結対象となり、2014年10月23日に除外された。

関連会社及びジョイント・ベンチャー

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日 現在の持分割合			2013年12月31日 現在の持分割合			正式な登録事務所	業種
	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法		
AYSÉN ENERGÍA, S.A.	-	-	-	99.51	18.55	EM	サンチアゴ(チリ)	発電及び送電
AYSÉN TRANSMISIÓN, S.A.	-	-	-	99.51	18.55	EM	サンチアゴ(チリ)	送電システムの開発
CENTRAL VUELTA DE OBLIGADO, S.A.	-	-	-	40.90	9.80	EM	ブエノスアイレス(アルゼンチン)	複合サイクル発電所の建設及び運営
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN, S.A.	-	-	-	51.00	18.55	EM	サンチアゴ(チリ)	水力発電プロジェクトの設計及び実施
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA, S.A.E.SP.	-	-	-	49.00	14.38	EM	ボゴタ(コロンビア)	エネルギーの配給及び供給
ELECTROGAS, S.A.	-	-	-	42.50	15.45	EM	サンチアゴ(チリ)	天然ガスの輸送
GNL CHILE, S.A.	-	-	-	33.33	12.12	EM	サンチアゴ(チリ)	液化ガス供給プロジェクトの普及
GNL QUINTERO, S.A.	-	-	-	20.00	7.27	EM	サンチアゴ(チリ)	液化天然ガス再ガス化ターミナルの設計、開発及び供給
SACME, S.A.	-	-	-	50.00	21.71	EM	ブエノスアイレス(アルゼンチン)	電力システムの監督及び管理
TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN, S.A.	-	-	-	25.60	6.29	EM	ブエノスアイレス(アルゼンチン)	複合サイクル発電所の建設及び運営
TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO, S.A.	-	-	-	25.60	6.29	EM	ブエノスアイレス(アルゼンチン)	複合サイクル発電所の建設及び運営
TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA.	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ(チリ)	送電及び配電
YACYLEC, S.A.	-	-	-	22.22	13.47	EM	ブエノスアイレス(アルゼンチン)	送電

EM：持分法

付表IV：連結グループの変動

子会社及び共同支配事業：2015年に組入れられたもの

会社名 (アルファベット順)	2015年12月31日現在の持分割合			2014年12月31日現在の持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS, S.L.U. (*)	-	-	-	-	-	-
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS SUR, S.L.U. (*)	-	-	-	-	-	-

(*) これらの会社は2015年11月1日に連結対象となり、同日に除外された。

子会社及び共同支配事業：2015年度に除外されたもの

会社名 (アルファベット順)	2015年12月31日現在の持分割合			2014年12月31日現在の持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
ANDORRA DESARROLLO, S.A.U.	-	-	-	100.00	100.00	FC
APAMEA 2000, S.L.U.	-	-	-	100.00	100.00	FC
BOLONIA REAL ESTATE, S.L.U.	-	-	-	100.00	100.00	FC
CARBOEX, S.A.U.	-	-	-	100.00	100.00	FC
ENDESA GAS, S.A.U.	-	-	-	100.00	100.00	FC
GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.	-	-	-	100.00	99.83	FC
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS, S.L.U. (*)	-	-	-	-	-	-
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS SUR, S.L.U. (*)	-	-	-	-	-	-
NUEVA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4, S.L.U.	-	-	-	100.00	100.00	FC

FC：全部連結

(*) これらの会社は2015年11月1日に連結対象となり、同日に除外された。

関連会社及びジョイント・ベンチャー：2015年度に組み入れられたもの、除外されたもの及び変更

会社名 (アルファベット順)	2015年12月31日現在の持分割合			2014年12月31日現在の持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
組み入れられた会社：						
-	-	-	-	-	-	-
除外された会社：						
AYESA ADVANCED TECHNOLOGIES, S.A.	-	-	-	22.00	22.00	EM
COMPAÑÍA TRANSPORTISTA DE GAS CANARIAS, S.A.	-	-	-	47.18	47.18	EM
OFICINA DE CAMBIOS DE SUMINISTRADOR, S.A.	-	-	-	20.00	20.00	EM
変更：						
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	23.21	23.21	EM	30.00	30.00	EM

EM：持分法。

[前へ](#)[次へ](#)

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de Situación Financiera Consolidados

a 31 de diciembre de 2015 y 2014

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE		24.266	24.512
Inmovilizado Material	6	20.815	21.104
Inversiones Inmobiliarias	7	21	22
Activo Intangible	8	428	388
Fondo de Comercio	5 y 9	—	—
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	10.1	1.087	1.104
Activos Financieros no Corrientes	18	629	619
Activos por Impuesto Diferido	21	1.286	1.275
ACTIVO CORRIENTE		4.979	6.184
Existencias	11	1.262	1.247
Audoras Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	12	2.977	3.071
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores		2.767	2.780
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corrientes		210	291
Activos Financieros Corrientes	18	353	1.210
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	346	648
Activos no Corrientes Mantendos para la Venta y de Actividades Interumpidas	32.2	41	8
Total Activo		29.245	30.696
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	14	9.039	8.575
De la Sociedad Dominante	14.1	9.036	8.576
Capital Social		1.271	1.271
Prima de Emisión y Reservas		7.223	10.797
Resultado del Ejercicio Atribuido a la Sociedad Dominante		1.086	3.337
Dividendo a Cuenta		(424)	(6.755)
Ajustes por Cambio de Valor		(120)	(74)
De los Intereses Minoritarios	14.2	3	(1)
PASIVO NO CORRIENTE		14.335	15.715
Ingresos Diferidos	15	4.679	4.612
Provisiones no Corrientes	16	3.406	3.691
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	16.1	839	1.140
Otras Provisiones no Corrientes		2.566	2.451
Deuda Financiera no Corriente	17	4.680	6.083
Otros Pasivos no Corrientes	20	632	556
Pasivos por Impuestos Diferidos	21	939	873
PASIVO CORRIENTE		5.871	6.406
Deuda Financiera Corriente	17	—	1
Provisiones Corrientes	23	638	544
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares		—	—
Otras Provisiones Corrientes		638	544
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	22	5.233	5.861
Proveedores y otros Acreedores		4.973	5.222
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		260	639
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantendos para la Venta y de Actividades Interumpidas	32.2	—	—
Total Patrimonio Neto y Pasivo		29.245	30.696

Las Notas 1 a 38 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Situación Financiera Consolidados a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

ENDESA, S.A., y sociedades dependientes**Estados del Resultado Consolidados**

correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2015 y 2014

Milones de Euros	Notas	2015	2014
INGRESOS	24	20.299	21.512
Ventas	24.1	19.281	20.473
Otros Ingresos de Explotación	24.2	1.018	1.039
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS		(14.818)	(15.974)
Compras de Energía	25.1	(4.795)	(5.120)
Consumo de Combustibles	25.1	(2.123)	(2.486)
Gastos de Transporte		(5.781)	(5.918)
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	25.2	(2.119)	(2.444)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN		5.481	5.538
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3a y 3d	102	113
Gastos de Personal	26	(1.332)	(1.245)
Otros Gastos Fijos de Explotación	27	(1.212)	(1.316)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		3.039	3.090
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	28	(1.441)	(1.618)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		1.598	1.472
RESULTADO FINANCIERO	29	(186)	(166)
Ingreso Financiero		55	110
Gasto Financiero		(229)	(280)
Diferencias de Cambio Netas		(12)	4
Resultado neto de Sociedades por el Método de Participación	10.1	(15)	(44)
Resultado de otras Inversiones		(1)	2
Resultado en Ventas de Activos	30	(5)	(25)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS		1.391	1.239
Impuesto sobre Sociedades	31	(301)	(296)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS		1.090	943
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	32.1	—	3.045
RESULTADO DEL EJERCICIO		1.090	3.988
Sociedad Dominante		1.088	3.337
Intereses Minoritarios		4	651
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)		1,03	0,90
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)		1,03	0,90
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)		—	2,25
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)		—	2,25
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO (en Euros)		1,03	3,15
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO (en Euros)		1,03	3,15

Las Notas 1 a 38 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 2015 y 2014.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de Otro Resultado Global Consolidados

correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2015 y 2014

Milones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014		
	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.086	4	1.090	3.337	651	3.988
OTRO RESULTADO GLOBAL						
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	291	—	291	(345)	87	(258)
Partidas que Pueden ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado	45	—	45	(22)	95	73
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles	—	—	—	—	—	—
Por Valoración de Instrumentos Financieros	—	—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponibles para la Venta	—	—	—	—	—	—
Otros Ingresos / (Gastos)	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja 14.1.6	64	—	64	46	(90)	(44)
Diferencias de Conversión	—	—	—	(29)	150	121
Entidades Valoradas por el Método de Participación 14.1.6	1	—	1	(27)	14	(13)
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—
Efecto Impositivo 14.1.6, 14.1.10 y 31	(20)	—	(20)	(12)	21	9
Partidas que no pueden ser objeto de reclasificación al Estado del Resultado	246	—	246	(323)	(8)	(331)
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes 16.1	319	—	319	(390)	(13)	(400)
Efecto Impositivo 14.1.10 y 31	(73)	—	(73)	73	5	78
TRANSFERENCIAS AL ESTADO DEL RESULTADOS Y/O INVERSIONES	(91)	—	(91)	241	(9)	232
Por Valoración de Instrumentos Financieros	—	—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponibles para la Venta 14.1.6	—	—	—	—	—	—
Otros Ingresos / (Gastos)	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja 14.1.6	(147)	—	(147)	9	(10)	(1)
Diferencias de Conversión 32.1	—	—	—	239	—	239
Entidades Valoradas por el Método de Participación 14.1.6	15	—	15	(6)	—	(6)
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—
Efecto Impositivo 14.1.6, 14.1.10 y 31	41	—	41	(1)	1	—
RESULTADO GLOBAL TOTAL	1.286	4	1.290	3.233	729	3.962

Las Notas 1 a 38 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados del Resultado Global Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

ENDESA, S.A., y sociedades dependientes

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2015

Millones de Euros

	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante								
	Fondos Propios								
	Notas	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias	Resultado del Ejercicio	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambio de Valor	Intereses Minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo Inicial a 1 de enero de 2015		1.271	4.042	—	3.337	—	(74)	(1)	8.575
Ajuste por Cambios de Criterios Contables		—	—	—	—	—	—	—	—
Ajuste por Errores		—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Inicial Ajustado		1.271	4.042	—	3.337	—	(74)	(1)	8.575
Resultado Global Total		—	246	—	1.086	—	(46)	4	1.290
Operaciones con Socios o Propietarios		—	(826)	—	—	—	—	—	(826)
Aumentos / (Reducciones) de Capital		—	—	—	—	—	—	—	—
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto		—	—	—	—	—	—	—	—
Distribución de Dividendos	14, 19	—	(826)	—	—	—	—	—	(826)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)		—	—	—	—	—	—	—	—
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios		—	—	—	—	—	—	—	—
Otras Operaciones con Socios o Propietarios		—	—	—	—	—	—	—	—
Otras Variaciones de Patrimonio Neto		—	3.337	—	(3.337)	—	—	—	—
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio		—	—	—	—	—	—	—	—
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto		—	3.337	—	(3.337)	—	—	—	—
Otras Variaciones		—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Final a 31 de diciembre de 2015		1.271	6.799	—	1.086	—	(120)	3	9.039

Las Notas 1 a 38 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 2015.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014

Miliones de Euros

Notas	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante						Intereses Minoritarios	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias	Resultado del Ejercicio	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambio de Valor		
Saldo Inicial a 1 de enero de 2014 (Re-Expresado)	1.271	12.665	—	1.879	—	(294)	6.241	26.762
Ajuste por Cambios de Criterios Contables	—	—	—	—	—	—	—	—
Ajuste por Errores	—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Inicial Ajustado	1.271	12.665	—	1.879	—	(294)	6.241	26.762
Resultado Global Total	—	(323)	—	3.337	—	219	729	3.962
Operaciones con Socios o Propietarios	—	(15.179)	—	—	—	1	(6.571)	(22.149)
Aumentos / (Reducciones) de Capital	—	—	—	—	—	—	—	—
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—	—	—
Distribución de Dividendos 14, 1.9	—	(15.008)	—	—	—	—	(503)	(15.511)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	—	—	—	—	—	—	—	—
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios	—	—	—	—	—	1	1	2
Otras Operaciones con Socios o Propietarios 2.3.1 y 14.2	—	(171)	—	—	—	—	(6.469)	(6.640)
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	—	1.879	—	(1.879)	—	—	—	—
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—
Traspos entre Partidas de Patrimonio Neto	—	1.879	—	(1.879)	—	—	—	—
Otras Variaciones	—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Final a 31 de diciembre de 2014	1.271	4.042	—	3.337	—	(74)	(1)	8.575

Las Notas 1 a 38 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 2014.

ENDESA, S.A., y sociedades dependientes

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados

correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2015 y 2014

Miliones de Euros		2015	2014
	Notas		
Resultado Bruto Antes de Impuestos e Intereses Minoritarios		1.391	4.852
Ajustes del Resultado		1.952	1.711
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	28	1.441	2.006
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		511	(295)
Cambios en el Capital Corriente		390	(1.228)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		(188)	(390)
Existencias		(20)	(292)
Activos Financieros Corrientes		862	(33)
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		(258)	(513)
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		(1.093)	(1.621)
Cobro de Intereses		42	280
Cobro de Dividendos		17	27
Pagos de Intereses		(198)	(593)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(603)	(810)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación		(351)	(525)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		2.658	3.714
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		(882)	(1.853)
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		17	19
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo		—	(68)
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo	32.1	1	6.358
Adquisiciones de otras Inversiones		(104)	(780)
Enajenaciones de otras Inversiones		76	3.526
Flujos de Efectivo por Variación de Perímetro		—	—
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos		119	153
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(773)	7.355
Flujos de Efectivo por Instrumentos de Patrimonio	14.2	—	(507)
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	17.1	326	5.471
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	17.1	(1.632)	(1.001)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente		(74)	(1.835)
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	14.1.9	(805)	(16.194)
Pago a Intereses Minoritarios		—	(492)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		(2.185)	(14.558)
FLUJOS NETOS TOTALES		(302)	(3.489)
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos		—	(8)
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES		(302)	(3.497)
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES INICIALES	13	648	4.145
Efectivo en Caja y Bancos		390	1.058
Otros Equivalentes de Efectivo		258	3.087
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES FINALES	13	346	648
Efectivo en Caja y Bancos		344	390
Otros Equivalentes de Efectivo		2	258

Las Notas 1 a 38 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 2015 y 2014.



Memoria de cuentas anuales consolidadas

correspondientes al ejercicio anual
terminado a 31 de diciembre de 2015



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, calle Ribera del Loira, 60.

La Sociedad fue constituida 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.

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 con las participaciones en otras sociedades. ENDESA desarrolla, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2015 y depositadas en el Registro Mercantil de Madrid.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2015 y las de cada una de las sociedades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2015, 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 esta 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 mercantil vigente en Italia, con domicilio social en Roma, Viale Regina Margherita, 137 y cuya cabecera en España es Enel Iberoamérica, S.L.U. con domicilio social en la calle Ribera del Loira, 60, Madrid. El Grupo Enel posee, a través de Enel Iberoamérica, S.L.U., un 70,101% del capital social de ENDESA, S.A. (70,144% a 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 14.1.1). Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enel del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 28 de mayo de 2015 y depositadas en los Registros Mercantiles de Roma y Madrid.

2. Bases de presentación de las Cuentas Anuales Consolidadas

2.1. Principios contables

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2015 han sido formuladas por los Administradores de la Sociedad Dominante, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 22 de febrero de 2016, 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 a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado, de conformidad con el Reglamento (CE) n.º 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicables a ENDESA.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera de ENDESA a 31 de diciembre de 2015, 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 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 y los activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta, que se registran al menor de su valor contable y valor razonable menos los costes de venta (véanse Notas 3 y 32.2). Por otra parte, las partidas del Estado del Resultado Consolidado se clasifican por naturaleza de los costes.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2015 y 2014 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 los criterios del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

Las políticas contables utilizadas en la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas son las mismas que las aplicadas en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014, a excepción de las nuevas normas adoptadas por la Unión Europea aplicables a ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2015 detalladas a continuación, e incluyendo las nuevas Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea y cuya primera aplicación por ENDESA se ha producido en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2015.

Como consecuencia de la aplicación a partir del 1 de enero de 2014 de la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos», los Estados Financieros de los Negocios Conjuntos que, hasta el ejercicio 2013, eran consolidados de forma proporcional, pasaron a consolidarse en 2014 mediante el método de participación. Por ello, las magnitudes correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 fueron reexpresadas para incluir la valoración de las participaciones en las que ENDESA mantiene control conjunto mediante el método de participación.

a) Normas e interpretaciones aprobadas por la Unión Europea, aplicadas por primera vez en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2015

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a partir de
Interpretación del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF 21) «Gravámenes». Esta interpretación de la NIC 37 «Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes», proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por una Administración Pública, distinto al impuesto a la renta o a las multas o sanciones que se impongan por el incumplimiento de la legislación, en sus Estados Financieros.	17 de junio de 2014
Mejoras Anuales de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Cido 2011-2013. Destinadas a subsanar una serie de problemas derivados de posibles incoherencias en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) o de la necesidad de una formulación más clara, modificando las siguientes Normas: — NIIF 3 - «Combinaciones de Negocios». — NIIF 13 - «Valoración del Valor Razonable». — NIC 40 - «Inversiones Inmobiliarias».	1 de enero de 2015

La aplicación de las Normas mencionadas anteriormente no ha tenido un impacto significativo sobre las Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015, si bien la aplicación de la CINIIF 21 «Gravámenes» ha afectado a las cifras presentadas en los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios.

b) Normas e interpretaciones aprobadas por la Unión Europea, cuya primera aplicación se producirá en 2016

Normas, Modificaciones e Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a partir de
Mejoras Anuales de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Ciclo 2010-2012. <i>Destinadas a subsanar una serie de problemas derivados de posibles incoherencias en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) o de la necesidad de una formulación más clara, modificando las siguientes Normas:</i> — NIC 16 - «Inmovilizado Material». — NIC 38 - «Activos Intangibles». — NIC 24 - «Información a Revelar sobre Partes Vinculadas». — NIIF 2 - «Pagos Basados en Acciones». — NIIF 3 - «Combinaciones de Negocios». — NIIF 8 - «Segmentos de Operación».	1 de febrero de 2015
Modificaciones a la NIC 19 «Retribuciones a los Empleados»: Planes de Prestación Definida: Aportaciones del Empleado. <i>Simplifica la contabilización de las contribuciones a los planes de prestación definida realizadas por los empleados, que no dependen del número de años trabajados, pudiendo reconocer tales contribuciones como una reducción del coste del servicio en el ejercicio en el que se presten, en vez de asignar las aportaciones durante los años de servicio.</i>	1 de febrero de 2015
Modificaciones a la NIC 16 «Inmovilizado Material» y NIC 41 «Agricultura»: «Activos Biológicos». <i>Se define qué es una planta productora y se incluyen a las plantas productoras en el alcance de la NIC 16 «Inmovilizado Material».</i>	1 de enero de 2016
Modificación a la NIC 16 «Inmovilizado Material» y NIC 38 «Activos Intangibles»: Clarificación sobre los Métodos Aceptados de Depreciación y Amortización. <i>Se prohíbe expresamente la utilización del método de amortización de un activo basado en los ingresos generados por este. Esto es así dado que los ingresos incluyen algunos factores adicionales al consumo de los beneficios económicos de los activos (inputs, procesos, actividades de venta, variaciones en volúmenes y precios de venta, inflación).</i>	1 de enero de 2016
Modificación a la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos»: Contabilización de las Adquisiciones de Intereses en Operaciones Conjuntas. <i>Se confirma que un operador conjunto debe contabilizar la adquisición de una participación en una Operación Conjunta, que constituye un negocio, aplicando los principios relevantes de la NIIF 3 «Combinaciones de Negocios». También se aclara que las participaciones que se mantenían anteriormente en la Operación Conjunta no se revalorizan en la adquisición de participaciones adicionales siempre que se mantenga el control conjunto. Estas modificaciones no se aplicarán cuando las partes que comparten el Control Conjunto estén bajo el control común de una sociedad dominante última.</i>	1 de enero de 2016
Modificaciones a la NIC 27 «Estados Financieros Separados»: Método de la Participación en los Estados Financieros Separados. <i>Se incorpora la opción de que las entidades que preparen Estados Financieros Separados utilicen el método de la participación, tal como se describe en la NIC 28 «Inversiones en Entidades Asociadas y en Negocios Conjuntos», para contabilizar las inversiones en dependientes, negocios conjuntos y asociadas en sus Estados Financieros Separados.</i>	1 de enero de 2016
Mejoras Anuales de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Ciclo 2012-2014. <i>Destinadas a subsanar una serie de problemas derivados de posibles incoherencias en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) o de la necesidad de una formulación más clara, modificando las siguientes Normas:</i> — NIIF 5 «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas». — NIIF 7 «Instrumentos Financieros: Información a Revelar». — NIC 19 «Retribuciones a los Empleados». — NIC 34 «Información Financiera Intermedia».	1 de enero de 2016
Modificaciones a la NIC 1 «Presentación de Estados Financieros»: Desgloses. <i>Estas modificaciones tienen por objeto mejorar la eficacia de la revelación de información y animar a las empresas a aplicar el juicio profesional a la hora de determinar qué información han de revelar en sus Estados Financieros al aplicar la citada norma.</i>	1 de enero de 2016

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, la Dirección de ENDESA está analizando su impacto. En base a los análisis realizados hasta la fecha, ENDESA estima que su aplicación inicial no tendrá un impacto significativo sobre sus Estados Financieros Consolidados.

c) Normas e interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB), pendientes de aprobación por la Unión Europea

Asimismo, el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB) ha aprobado las siguientes Normas de Información Financiera que pudieran afectar a ENDESA y están pendientes de aprobación por parte de la Unión Europea en la fecha de emisión de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas:

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a partir de
NIIF 9 «Instrumentos Financieros» y Modificaciones Posteriores.	1 de enero de 2018
NIIF 14 «Diferimiento de Actividades Reguladas».	1 de enero de 2016
NIIF 15 «Ingresos de Contratos con Clientes».	1 de enero de 2018
NIIF 16 «Arrendamientos».	1 de enero de 2019
Modificaciones a la NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados» y NIC 28 «Inversiones en Asociadas y en Negocios Conjuntos»: Venta o Aportación de Activos entre el Accionista y su Asociada o Negocio Conjunto.	1 de enero de 2016
Modificaciones a la NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados», NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades» y NIC 28 «Inversiones en Asociadas y en Negocios Conjuntos»: Aplicación de la Excepción a la Consolidación.	1 de enero de 2016
Modificaciones a la NIC 12 «Impuesto sobre las Ganancias»: Reconocimiento de Impuestos Diferidos de Activo en Relación a Pérdidas no Realizadas.	1 de enero de 2017
Modificaciones a la NIC 7 — «Estado de Flujos de Efectivo: Iniciativa sobre Información a Revelar».	1 de enero de 2017

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, la Dirección de ENDESA está evaluando el impacto que la aplicación de las Normas tendría, si fueran finalmente convalidadas por la Unión Europea, sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA, si bien, no se espera que estos sean significativos a excepción de la NIIF 9 «Instrumentos Financieros», NIIF 15 «Ingresos de Contratos con Clientes» y la NIIF 16 «Arrendamientos» cuyos correspondientes análisis no se han concluido.

cluidos en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

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:

- > La valoración de activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (véase Nota 3e).
- > Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones 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 3i.1, 3i.2 y 16).
- > La vida útil de los activos materiales e intangibles (véanse Notas 3a y 3d).
- > Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (véanse Notas 3g y 18.6).

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estas Cuentas Anuales Consolidadas es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad Dominante, que manifiestan expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios in-

- > La energía suministrada a clientes no medida en contadores (véase Nota 3o).
- > Determinadas magnitudes del Sistema Eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, incentivos de la actividad de distribución, etc. que permiten estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, y que podría afectar a los saldos de activo, pasivo, ingresos y gastos relacionados con la actividad sectorial del Sistema Eléctrico (véase Nota 4).
- > 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 4).
- > La probabilidad de ocurrencia y el importe de los activos o pasivos de importe incierto o contingentes (véanse Notas 3l y 16.3).
- > Los costes futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (véanse Notas 3a, 3b, 3d, 3l.4 y 16.3).
- > Las hipótesis utilizadas para la valoración de los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales (véase Nota 3ñ).
- > Los resultados fiscales de las distintas sociedades de ENDESA que se declararán ante las autoridades tributarias en el futuro y que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con el Impuesto sobre Sociedades en las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas (véanse Notas 3ñ, 21 y 31).

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.

2.3. Sociedades Dependientes

Son Sociedades Dependientes aquellas en las que la Sociedad Dominante controla, directa o indirectamente, tiene poder sobre la participada, está expuesta, o tiene derechos que le otorgan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de esa participada. Asimismo, está expuesta a los rendimientos variables de una participada cuando estos rendimientos varían en función de la evolución económica de la participada y puede ejercer su poder para influir sobre los rendimientos variables de la participada.

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 al cierre del ejercicio.

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.

Las Sociedades Dependientes se consolidan por integración global tal y como se describe en la Nota 2.7.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, 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.

En el Anexo I de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Sociedades Dependientes de ENDESA.

2.3.1. Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las variaciones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2015.

A continuación se detallan las variaciones del perímetro de consolidación producidas en los ejercicios 2015 y 2014.

Ejercicio 2015

Incorporaciones

Con fecha 1 de noviembre de 2015 se han incorporado al perímetro de consolidación: Madrileña Suministro de Gas, S.L.U. y Madrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U. (véase Nota 5), que han sido fusionadas inmediatamente después de su adquisición, tal y como se indica en el apartado siguiente.

Exclusiones

Durante el ejercicio 2015 se realizaron las siguientes operaciones de fusión entre Sociedades Dependientes:

Sociedades Absorbentes	Fecha Efectiva de Fusión	Sociedades Absorbidas	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2014 (Sociedad Absorbida)	
			Control	Económico
ENDESA Generación, S.A.U.	1 de enero de 2015	Carboex, S.A.U.	100,00	100,00
		Andorra Desarrollo, S.A.U.	100,00	100,00
ENDESA Red, S.A.U.	1 de enero de 2015	ENDESA Gas, S.A.U.	100,00	100,00
ENDESA Servicios, S.L.U.	1 de enero de 2015	Bolonia Real Estate, S.L.U.	100,00	100,00
ENDESA Energía, S.A.U.	1 de noviembre de 2015	Madrileña Suministro de Gas, S.L.U.*	—	—
ENDESA Energía XXI, S.L.U.	1 de noviembre de 2015	Madrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U.*	—	—

* Sociedades incorporadas al perímetro de consolidación el 1 de noviembre de 2015 (véanse Notas 5 y 8.1).

En el ejercicio 2015 se produjo la disolución de las siguientes Sociedades Dependientes:

Sociedades Disueltas	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2014	
	Control	Económico
Apamea 2000, S.L.U.	100,00	100,00
Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4, S.L.U.	100,00	100,00

Las magnitudes económicas de estas compañías no son significativas.

Finalmente, con fecha 5 de agosto de 2015 se ha materializado la venta del 100% de la participación que ENDESA mantenía en Gasificadora Regional Canaria, S.A. Las magnitudes económicas de esta compañía no son significativas.

Variaciones

Durante el ejercicio 2015 no se han producido variaciones en los porcentajes de participación de control y económico en las sociedades del perímetro de consolidación.

Ejercicio 2014

Incorporaciones

Inversiones GasAtacama Holding Ltda.

Como consecuencia de la adquisición del 50% adicional de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. realizada el 22 de abril de 2014 (véase Nota 5), se incorporaron las siguientes sociedades al perímetro de consolidación:

Incorporaciones al Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 22 de abril de 2014		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2013	
	Control	Económico	Control	Económico
Atacama Finance Co.	100,00	36,82	50,00	18,64
Energex Co.	100,00	36,80	50,00	18,64
Gasatacama Chile, S.A.	99,95	36,80	49,97	18,64
Gasatacama, S.A.	100,00	36,82	50,00	18,64
Gasoducto Atacama Argentina, S.A.	99,97	36,80	49,98	18,64
Gasoducto Taltal, S.A.	100,00	36,80	50,00	18,64
GNL Norte, S.A.	100,00	36,80	50,00	18,64
Inversiones Gasatacama Holding Ltda.	100,00	36,82	50,00	18,64
Progas, S.A.	100,00	36,80	50,00	18,64

El 23 de octubre de 2014 estas sociedades fueron dadas de baja como consecuencia de la desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1), a excepción de Atacama Finance Co. y Energex Co., que fueron liquidadas con carácter previo.

Nueva Marina Real Estate, S.L.

Como consecuencia de la declaración voluntaria del Concurso de Acreedores sobre Nueva Marina Real Estate, S.L., esta se excluyó del perímetro de consolidación por no tener ENDESA a 31 de diciembre de 2012 la capacidad de dirigir las políticas operativas de la sociedad. Tras los correspondientes trámites procesales, con fecha 6 de mayo de 2014 se recibió el Auto definitivo de finalización del Concurso de Acreedores por lo que fue incluida en el perímetro de consolidación de ENDESA, siendo el porcentaje de participación de control y económico, a 31 de diciembre de 2014 del 60%. La entrada en el perímetro de consolidación supuso el

aumento de 32 millones de euros en el Activo no Corriente, 7 millones de euros en el Activo Corriente, y 13 millones de euros en el Pasivo no Corriente y 21 millones de euros en el Pasivo Corriente.

Generandes Perú, S.A.

Como consecuencia de la adquisición de un 39% adicional de Generandes Perú, S.A. (véase Nota 14.2), con fecha 3 de septiembre de 2014, se incorporaron las siguientes sociedades al perímetro de consolidación: Inkia Holdings (Acter) Limited, Latin America Holding I Ltd., Latin America Holding II Ltd., Southern Cone Power Ltd. y Southern Cone Power Perú, S.A.A. Como consecuencia de esta adquisición, los porcentajes de participación de control y económico sobre dichas sociedades a dicha fecha, eran del 100% y 60,62%, respectivamente. El 23 de octubre de 2014 estas sociedades fueron dadas de baja como consecuencia de la desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1).

Exclusiones

Como consecuencia de la operación de desinversión descrita en la Nota 32.1, con fecha 23 de octubre de 2014 se produjo la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del Negocio en Latinoamérica las cuales se detallan en el Anexo III. El impacto de esta operación sobre los Estados Financieros Consolidados a 31 de diciembre de 2014 se detalla en la Nota 32.1. Asimismo, durante el ejercicio 2014 se produjo la disolución de Atacama Finance Co., Energex Co. y ENDESA Capital Finance, L.L.C.

Variaciones

Como consecuencia de la adquisición adicional de acciones de Companhia Energética do Ceará, S.A. y Generandes Perú, S.A. (véase Nota 14.2), el porcentaje de participación de control y económico en estas sociedades aumentó, conforme al siguiente detalle:

Variaciones en el Porcentaje de Participación	Porcentaje de Participación a la fecha de Desinversión del Negocio en Latinoamérica		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2013	
	Control	Económico	Control	Económico
Ampla Energia e Serviços, S.A.	99,64	55,79	99,64	55,55
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, S.A.	99,75	51,03	99,75	50,52
Central Geradora Termelétrica Fortaleza, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64
Chinango, S.A.C.	80,00	28,42	60,00	18,17
Compañía de Interconexión Energética, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64
Compañía de Transmisión del Mercosur, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64
Edegel, S.A.A.	83,60	35,53	83,60	22,71
En-Brasil Comercio e Serviços, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64
ENDESA Brasil, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64
Eólica Fazenda Nova — Geração e Comercialização de Energia, S.A.	99,95	51,13	99,95	50,62
Transportadora de Energia, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64

Con posterioridad, estas sociedades fueron dadas de baja como consecuencia de la desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1).

2.4. Sociedades Asociadas

Se consideran Sociedades Asociadas aquellas 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 de cada ejercicio, teniendo en cuenta, igualmente, los derechos de voto potenciales poseídos por ENDESA o por

2.3.2. Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque ENDESA posee una participación superior al 50% en la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E., tiene la consideración de «Sociedad de Operación Conjunta» (véase Nota 2.5) ya que ENDESA, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce control conjunto con el otro partícipe y tiene derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos de la misma.

otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que ENDESA posee una participación superior al 20%.

Las Sociedades Asociadas se integran en las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas por el método de participación, tal y como se describe en la Nota 3h.

En el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Sociedades Asociadas de ENDESA a 31 de diciembre de 2015.

En el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las incorporaciones, exclusiones y variaciones en los porcentajes de participación sobre las Sociedades Asociadas durante el ejercicio 2015.

Ejercicio 2015

Incorporaciones

Durante el ejercicio 2015 no se ha incorporado ninguna Sociedad Asociada al perímetro de consolidación.

Exclusiones

Durante el ejercicio 2015 se han producido las salidas del perímetro de consolidación de las siguientes sociedades:

Exclusiones al Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2015		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2014	
	Control	Económico	Control	Económico
Ayesa Advanced Technologies, S.A.	—	—	22,00	22,00
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.*	—	—	47,18	47,18
Oficina de Cambios de Suministrador, S.A.	—	—	20,00	20,00

* Véanse Notas 30 y 32.2.

Con fecha 1 de julio de 2015 ENDESA ha vendido su participación del 22% en el capital social de Ayesa Advanced Technologies, S.A. (véase Nota 30). Las magnitudes económicas de esta sociedad y del resto de las compañías que han salido del perímetro de consolidación no son significativas.

Variaciones

Durante el ejercicio 2015 se ha producido la variación en el porcentaje de participación en la sociedad Gorona del Viento El Hierro, S.A. pasando del 30% al 23,21%.

Ejercicio 2014

Incorporaciones

No se produjo la incorporación de Sociedades Asociadas al perímetro de consolidación.

Exclusiones

Como consecuencia de la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica se produjo la baja de las Sociedades indicadas en el Anexo III. El impacto de esta operación sobre los Estados Financieros Consolidados a 31 de diciembre de 2014 se detalla en la Nota 32.1.

Variaciones

Se produjo la variación en los porcentajes de participación de control y económico de Kromschroeder, S.A., que pasaron del 27,93% a 31 de diciembre de 2013, al 29,26% a 31 de diciembre de 2014.

2.5. 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, 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.

En el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las incorporaciones, exclusiones y variaciones en

los porcentajes de participación sobre los Acuerdos Conjuntos durante el ejercicio 2015.

Operaciones Conjuntas

Se consideran Operaciones Conjuntas aquellas sociedades 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 Operaciones Conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a la mencionada operación tal y como se describe en la Nota 2.7.

En el Anexo I de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Operaciones Conjuntas de ENDESA a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Ejercicio 2015

Durante el ejercicio 2015 no se ha producido la incorporación de ninguna sociedad de Operación Conjunta al perímetro de consolidación, ni se han producido salidas del perímetro ni variaciones en los porcentajes de participación de control y económico.

Ejercicio 2014

Incorporaciones y variaciones

No se produjeron incorporaciones ni variaciones.

Exclusiones

Durante el ejercicio 2014 se liquidó la participación en Consorcio Ara – IngENDESA Ltda., cuyos porcentajes de participación de control y económico eran del 50,00% y 18,64%, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013.

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 participación, tal y como se describe en la Nota 3h.

En el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan los Negocios Conjuntos de ENDESA a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Ejercicio 2015

Durante el ejercicio 2015 no se ha producido la incorporación de ningún Negocio Conjunto al perímetro de consolidación, ni se han producido salidas del perímetro ni variaciones en los porcentajes de participación de control y económico.

Ejercicio 2014

Incorporaciones y variaciones

No se produjo la incorporación ni variación en los porcentajes de participación de ningún Negocio Conjunto al perímetro de consolidación.

Exclusiones

Se produjeron las salidas del perímetro de consolidación de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. así como sus Sociedades Dependientes (véanse Notas 2.3.1, 5 y 32.1).

Como consecuencia de la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica, se produjo la baja de las Sociedades indicadas en el Anexo III. El impacto de esta operación sobre los Estados Financieros Consolidados a 31 de diciembre de 2014 se detalla en la Nota 32.1.

2.6. Otras participaciones

Las magnitudes económicas de las sociedades participadas por ENDESA que no tienen la consideración de Sociedades Dependientes, Sociedades de Operación Conjunta, Negocios Conjuntos o Sociedades Asociadas presentan un interés desdeniable respecto a la imagen fiel que deben expresar las Cuentas Anuales Consolidadas.

2.7. Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las Sociedades Dependientes se consolidan desde la fecha de adquisición, que es aquella en la que ENDESA obtiene efectivamente el control de las mismas, por el método de integración global, 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 los Estados del Resultado Consolidados desde la fecha efectiva de adquisición o hasta la fecha efectiva de enajenación, según corresponda.

Las Sociedades de Operación Conjunta se consolidan por el método de integración proporcional, 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 sociedades, una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones realizadas dentro de ENDESA.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Dominante y de las Sociedades Dependientes se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

- > En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial 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 se realiza dentro del plazo de 12 meses posterior a la combinación de negocios, con la consecuente reexpresión 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, 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 la participación de los Intereses Minoritarios 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 los Intereses Minoritarios» del Estado de Situación Financiera Consolidado e «Intereses Minoritarios» del Estado de otro Resultado Global Consolidado.
- > La conversión de los Estados Financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del euro se realiza del siguiente modo:
 - Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de las Cuentas Anuales Consolidadas.
 - Las partidas de los Estados del Resultado utilizando el tipo de cambio medio del ejercicio.
 - El Patrimonio Neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición, o al 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» dentro del Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global.

Las diferencias de conversión generadas con anterioridad a 1 de enero de 2004 fueron traspasadas a reservas al haberse acogido la Sociedad en la primera aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) a la excepción prevista para la conversión de los Estados Financieros elaborados con principios y criterios contables españoles a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

- > Todos los saldos y transacciones entre las sociedades 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 «Resultado en Ventas de Activos» del Estado del Resultado Consolidado. Los importes reconocidos en Otro Resultado Global se contabilizan como si se hubieran enajenado los activos o 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 de intereses minoritarios para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la subsidiaria. La diferencia que pueda existir entre el importe por el que se ajuste la participación de los intereses minoritarios y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce directamente en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante.

3. Normas de valoración

Las principales Normas de valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas han sido las siguientes:

a) Inmovilizado material

a.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:

1. Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período 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 2015 ha sido del 2,7% (en el ejercicio 2014 varió en un rango comprendido entre el 3,0% y el 8,5%, dependiendo del área geográfica). El importe activado por este concepto ha ascendido a 5 millones de euros en el ejercicio 2015 (55 millones de euros en el ejercicio de 2014, de los cuales 3 millones de euros correspondían a Actividades Continuas y 52 millones de euros a Actividades Interrumpidas) (véase Nota 29).
2. 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 in-

greso en el epígrafe «Trabajos Realizados por ENDESA para su Activo». En el ejercicio 2015, el importe activado por este concepto ha ascendido a 90 millones de euros (142 millones de euros en el ejercicio 2014, de los cuales 91 millones de euros correspondían a Actividades Continuas y 51 millones de euros a Actividades Interrumpidas).

3. 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, de acuerdo con el Real Decreto 1349/2003, de 31 de octubre, la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, y la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, la entidad pública empresarial Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. se haga cargo del desmantelamiento de estas centrales (véase Nota 16.3).

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 en los distintos países 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 período 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,

ca, 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.

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 6).

Los Administradores de la Sociedad Dominante, en base al resultado del test de deterioro explicado en la Nota 3e, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

a.2. Amortizaciones

El inmovilizado material, neto en su caso del valor residual del mismo, 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 período 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 períodos de vida útil utilizados para la amortización de los activos:

	Intervalo de Años de Vida Útil Estimada		
	2015	2014	
		Actividades Continuas	Actividades Interrumpidas
Instalaciones de Generación			
Centrales Hidráulicas			
Obra Civil	65	65	35-65
Equipo Electromecánico	35	35	10-40
Centrales de Carbón	25-59	25-59	25-40
Centrales Nucleares	60	50*	—
Centrales de Ciclo Combinado	40	40*	10-25
Renovables	20**	20**	35
Instalaciones de Transporte y Distribución			
Red de Alta Tensión	—	—	10-60
Red de Baja y Media Tensión	40	40	10-60
Equipos de Medida y Telecontrol	6-15	6-15	3-50
Otras Instalaciones	25	25	4-25

* A partir del 1 de octubre de 2014.

** Corresponden a plantas fotovoltaicas.

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Durante el ejercicio 2014 se realizaron nuevos estudios técnicos sobre las vidas útiles de las centrales nucleares basados en la mayor experiencia existente en centrales nucleares de características técnicas similares. Estos estudios demostraron que estas instalaciones, manteniendo unas condiciones de explotación, unos programas de operación y mantenimiento y las inversiones adecuadas, pueden alcanzar una vida útil mayor a la establecida inicialmente, garantizando la seguridad en su funcionamiento de acuerdo a los requerimientos legales establecidos.

Los permisos de explotación concedidos a estas centrales no alcanzan la totalidad de la vida útil estimada, ya que estos permisos se conceden inicialmente para 30 años, periodo inferior a la vida útil de las instalaciones, con posibilidad de posteriores renovaciones por periodos de 10 años, tramitadas una vez que se encuentre próximo su vencimiento. Los Administradores de la Sociedad estimaron que, de acuerdo con la política energética prevista en el documento «Planificación Energética Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020» emitido por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo que contempla el funcionamiento de centrales nucleares con más de 40 años de antigüedad, las centrales nucleares podrían ver renovadas sus licencias de explotación al menos hasta los 50 años, siempre que estén en condiciones técnicas de operar con un adecuado nivel de seguridad, lo que permitirá su funcionamiento por un periodo de, al menos, 50 años.

Por lo tanto, a partir del 1 de octubre de 2014 ENDESA modificó, con efecto prospectivo, la vida útil de sus centrales nucleares, pasando de los 40 años que se venían estimando a 50 años habiéndose considerado, en consecuencia, que se producirá una renovación adicional de 10 años en la autorización administrativa para su explotación. El efecto que este cambio en la vida útil estimada tuvo en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 fue positivo por importe de 28 millones de euros.

Asimismo, la Dirección de ENDESA revisó durante 2014 la estimación de la vida útil de las centrales de ciclo combinado. ENDESA comenzó a operar la primera central de ciclo combinado en el año 2001, fecha en la que estaba comenzando a aplicarse esta tecnología a nivel mundial para la generación de energía eléctrica. La estimación inicial de vida

útil fue de 25 años, si bien la experiencia acumulada en los años de funcionamiento de estas centrales sobre la depreciación técnica de los principales componentes de las mismas ha puesto de manifiesto que el nivel de depreciación técnica de estos elementos es similar al de las centrales de carbón. Por ello, con el soporte de los correspondientes estudios técnicos, con fecha 1 de octubre de 2014 se procedió a establecer de forma prospectiva la vida útil de las centrales de ciclo combinado en 40 años. El efecto que tuvo este cambio en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 fue de un menor cargo en la dotación a la amortización del ejercicio por importe de 15 millones de euros.

Por último, durante el ejercicio 2014 se llevaron a cabo inversiones en determinadas centrales de carbón que permitieron alargar sus respectivas vidas útiles, lo que supuso un efecto positivo en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 de 18 millones de euros.

a.3. Otros aspectos

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 hidroeléctricas españolas se hallan 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, a 31 de diciembre de 2015, su plazo de reversión entre 2016 y 2065. Estas instalaciones se amortizan en el plazo 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» (véase Nota 3d.1).

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 y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Inversiones inmobiliarias

El epígrafe de «Inversiones Inmobiliarias» 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.

El valor de mercado de las inversiones inmobiliarias se ha calculado en base a valoraciones externas realizadas en el cuarto trimestre del ejercicio 2015 (véanse Notas 7 y 18.6.2).

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, que se estiman según los mismos criterios que los establecidos para el inmovilizado material.

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 y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Fondo de comercio

El fondo de comercio generado en la consolidación representa el exceso del coste de adquisición sobre la participación de ENDESA en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los contingentes identificables de una Sociedad Dependiente o controlada conjuntamente adquirida en la fecha de adquisición.

La valoración de los activos y pasivos adquiridos se realiza de forma provisional en la fecha de toma de control de la sociedad, revisándose la misma en el plazo máximo de un año a partir de la fecha de adquisición. Hasta que se determina de forma definitiva el valor razonable de los activos y pasivos, la diferencia entre el precio de adquisición y el valor contable de la sociedad adquirida se registra de forma provisional como fondo de comercio.

En el caso de que la determinación definitiva del fondo de comercio se realice en los Estados Financieros Consolidados del año siguiente al de la adquisición de la participación, los cuentas del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos y pasivos adquiridos y del fondo de comercio definitivo desde la fecha de adquisición de la participación.

Los fondos de comercio surgidos en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del euro se valoran en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a euros al tipo de cambio vigente a la fecha del Estado de Situación Financiera.

Los fondos de comercio adquiridos a partir del 1 de enero de 2004 se mantienen valorados a su coste de adquisición y los adquiridos con anterioridad a esa fecha se mantienen por su valor neto registrado a 31 de diciembre de 2003 de acuerdo con los criterios contables españoles aplicables en esa fecha. Los fondos de comercio no se amortizan, sino que se asignan a cada una de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs o UGE), 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 (véase Nota 3e).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 ENDESA no tenía reconocido ningún fondo de comercio en el Estado de Situación Financiera Consolidado dado que todas las Sociedades Dependientes de ENDESA a las que se les había asignado fondo de comercio fueron objeto de desinversión durante el ejercicio 2014 (véase Nota 32.1).

- > La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- > La concedente controla, a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera, cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

d) Activos intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo 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 2015 y 2014 no existen activos intangibles con vida útil indefinida.

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 3e.

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 y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

d.1. Concesiones

La CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» proporciona guías para la contabilización de los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado. Esta interpretación contable se aplica en aquellas concesiones en las que:

De cumplirse, simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por ENDESA por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio, o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por ENDESA para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (véase Nota 3f).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 ENDESA no tenía reconocido ningún activo intangible por sus acuerdos de concesión como consecuencia de la aplicación de la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios». Las Sociedades Dependientes de ENDESA que tenían reconocidos activos intangibles por sus acuerdos de concesión como consecuencia de la aplicación de la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» fueron objeto de desinversión durante el ejercicio 2014 (véase Nota 32.1).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los ejercicios 2015 y 2014 no se activaron gastos financieros.

Durante los ejercicios 2015 y 2014 no se ha realizado ninguna activación de gastos de personal.

Las concesiones se amortizan dentro del periodo de duración de la misma.

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 3a), estos 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 3f.

d.2. Gastos de investigación y desarrollo

ENDESA sigue la política de registrar como activo intangible en el Estado de Situación Financiera Consolidado los costes de los proyectos en la 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 estos costes en el Estado del Resultado Consolidado asciende a 22 millones de euros en el ejercicio 2015 (35 millones de euros en el ejercicio 2014, de los cuales 18 millones de euros correspondían a Actividades Continuas y 17 millones de euros a Actividades Interrumpidas).

d.3. Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente 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 2015 y 2014 se han activado 7 millones de euros y 6 millones de euros de gastos de personal, respectivamente.

- > Carteras de clientes adquiridos mediante combinación de negocios, 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 oscila entre 15 años y 25 años en base a la disminución gradual esperada en dichas carteras.

e) Deterioro de valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y, en cualquier caso, en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún 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.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, 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.

e.1. Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

ENDESA considera que los activos del negocio de generación eléctrica, que pertenecen a un mismo sistema interconectado, y los del negocio de distribución eléctrica de cada país, 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 2015 y 2014 son las siguientes:

- > **Generación:** existe una Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de la generación de la Península Ibérica y otra Unidad Generadora de Efectivo (UGE) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla). Todos los activos del parque de generación de cada Unidad Generadora de Efectivo (UGE) se gestionan de forma conjunta, independientemente del tipo de tecnología (carbón, ciclo combinado, fuel, hidráulica y nuclear), en función de la disponibilidad de las centrales, la meteorología y la demanda, 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 y garantizar la seguridad del suministro. Estas características hacen que la generación, en su conjunto, de cada uno de los ámbitos geográficos mencionados forme una Unidad Generadora de Efectivo (UGE).
- > **Distribución:** los activos de la red de distribución en España constituyen una única Unidad Generadora de Efectivo (UGE) dado que sus activos individuales no generan entradas de efectivo independientes. La red de distribución está formada por un conjunto de activos interrelacionados y dependientes entre sí cuyo desarrollo, operación y mantenimiento se gestionan de forma conjunta.

caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable del inmovilizado material y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por ENDESA en prácticamente la totalidad de los casos.

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, en general, los próximos 5 años, estimándose los flujos para los años futuros hasta el fin de la vida útil de los activos, o hasta el final de las concesiones, en su caso, aplicando tasas de crecimiento razonables basadas en las tasas medias de crecimiento a largo plazo y la inflación prevista para el sector y país del que se trate, que se toman como hipótesis para la realización de las proyecciones.

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 zona geográfica.

Las tasas de descuento aplicadas en los ejercicios 2015 y 2014 se encuentran en los siguientes rangos:

	Moneda	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
		Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
Generación	Euro	6,1	8,6	6,2	8,8
Distribución	Euro	6,9	7,1	7,0	7,1

e.2. Cálculo del importe recuperable

El importe recuperable es el mayor entre el valor de mercado minorado por el coste necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por este el valor actual de los flujos de

Analizando los parámetros que componen las tasas de descuento de 2015, cabe destacar que la tasa libre de riesgo ha bajado ligeramente, pasando del 2,85% en el ejercicio 2014 al 2,57% en el ejercicio 2015, lo que ha supuesto un aumento en el valor recuperable de los activos, y la prima de riesgo del negocio, que representa el riesgo específico de los activos y se basa en las betas desapalancadas consideradas para empresas de actividad similar, muestra una ligera disminución tanto en los negocios liberalizados como en los negocios regulados.

Las tasas de crecimiento empleadas para extrapolar las proyecciones de los ejercicios 2015 y 2014 (tasa g) han sido del 1,8% y 2,0%, respectivamente. 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.

El enfoque utilizado para asignar valor a las hipótesis clave consideradas ha tenido en consideración:

- > 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 período proyectado.
- > Hidraulicidad media: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de hidraulicidad y proyectando, en base a estas, un año hidráulico medio. No obstante, y en especial para el primer año de proyección, se toma en consideración la situación hidráulica real del año precedente, ajustando en consecuencia el año medio.
- > Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada de ENDESA se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Dirección. 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 la 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 productos y servicios de valor añadido (PSVA).
- > 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 *commodities* (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.
- > 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 considerando una serie de factores determinantes como son los costes y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- > 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.
- > 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.
- > Se toman en cuenta proyecciones de terceros (analistas, Organismos Oficiales nacionales o internacionales) para estimar la evolución futura de los tipos de cambio.

- > 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.

Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos de Producto Interior Bruto (PIB), demanda, inflación y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad y calidad de las proyecciones de la Sociedad, lo que permite basar las hipótesis clave en el histórico de información. Las desviaciones observadas durante el ejercicio 2015 con respecto a las expectativas establecidas en las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2014, no han sido significativas, lo que ha producido que, tanto los resultados como los flujos de caja generados durante el año 2015 hayan sido similares a los previstos para dicho año en los test de deterioro realizados en el proceso de elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014.

A 31 de diciembre de 2015 ENDESA ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad de los resultados del test de deterioro realizado de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) descritas a una variación de 50 puntos básicos en las tasas de descuento y de crecimiento consideradas. Los resultados de estos análisis de sensibilidad indican que ni una modificación desfavorable en los valores considerados para las tasas de descuento utilizadas ni en las tasas de crecimiento empleadas de 50 puntos básicos resultan en un deterioro de activos.

e.3. Registro de los deterioros de valor

En el caso de que el importe recuperable de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) sea inferior al valor neto en libros de los activos asociados a la misma se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia con cargo al epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» del Estado del Resultado Consolidado, asignándose dicha provisión, 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), prorratean-

do en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costes de venta, su valor en uso y sin que pueda resultar un valor negativo.

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) Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

ENDESA evalúa el fondo económico de los contratos que otorgan el derecho de uso de determinados activos al objeto de determinar la existencia de arrendamientos implícitos. En estos casos, ENDESA separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables relativos, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados en el acuerdo.

Los arrendamientos financieros en los que ENDESA actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo importe e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si este fuera menor. Posteriormente, 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 período 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 activo se amortiza 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.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

Las cuotas de arrendamiento contingente se registran como gasto cuando es probable que se vaya a incurrir en las mismas.

g) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que da lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero, o a un instrumento de patrimonio, en otra entidad.

g.1. Inversiones financieras excepto derivados

A efectos de valoración, ENDESA clasifica sus inversiones financieras en el momento de su reconocimiento inicial, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (véanse Notas 3h y 10.1) y las mantenidas para la venta (véase Nota 3j), en 4 categorías:

- > **Préstamos y partidas a cobrar:** se registran a su costo amortizado, correspondiendo este al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método del tipo de interés efectivo. El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del coste amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero.
- > **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** aquellas que ENDESA tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento se contabilizan al coste amortizado según se ha definido en el párrafo anterior. A 31 de

diciembre de 2015 y 2014 ENDESA no tiene inversiones de esta naturaleza por importe significativo.

- > **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor razonable y las fluctuaciones se registran en el Estado del Resultado Consolidado.
- > **Inversiones disponibles para la venta:** son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las 3 categorías anteriores (véase Nota 18.1.2). Estas inversiones figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas, normalmente el valor de mercado no es posible determinarlo de forma fiable por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su coste de adquisición o por un importe inferior si existe evidencia de su deterioro. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono al epígrafe «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 14.1.6) hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el importe acumulado en este epígrafe referente a dichas inversiones es imputado íntegramente al Estado del Resultado Consolidado. En caso de que el valor razonable sea inferior al coste de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, es decir, que existe evidencia objetiva de un deterioro de valor, la diferencia se registra directamente en el Estado del Resultado Consolidado. 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 3g.3.

g.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a la vista y otras inversiones 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.

g.3. Deterioro del valor de los activos financieros

Para determinar la necesidad de realizar deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- > En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría «Préstamos y Cuentas a Cobrar», se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de que ENDESA no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los contratos. Con carácter general, las sociedades de ENDESA tienen definida una política de dotación de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellas situaciones en que existe alguna singularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de los importes a cobrar vencidos con entidades públicas (véanse Notas 12 y 19.5).
- > Para el caso de los activos financieros con origen financiero que se incluyen en las categorías «Préstamos y Cuentas a Cobrar» e «Inversiones Mantenidas hasta el Vencimiento», la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se estima por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva.
- > Para el caso de las inversiones disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3g.1.

ENDESA reconoce la pérdida por deterioro de los activos financieros 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 se reconoce como gasto en el epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 28). 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 19.5).

g.4. Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros, que incluyen tanto la deuda financiera como los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar, se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costes incurridos en la transacción. En periodos posteriores estas obligaciones se valoran a su coste amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (véase Nota 3g.1).

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 17.1, ésta ha sido dividida en deuda a tipo de interés fijo (deuda fija) y deuda a tipo de interés variable (deuda 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 deuda 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*). ENDESA aplica los criterios señalados en la Nota 3.g.7 para evaluar si debe dar de baja el pasivo original con los acreedores comerciales y reconocer un nuevo pasivo con las entidades financieras. Los pasivos comerciales cuya liquidación se encuentra gestionada por las entidades finan-

cieras se muestran 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, manteniéndose como obligado primario al pago de las deudas frente a los acreedores comerciales.

g.5. 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 *commodities* (electricidad, combustible, derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)) 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 «Activos Financieros», corrientes o no corrientes según su vencimiento y la intención de mantener el derivado hasta su vencimiento, si se trata de derivados financieros, y en el epígrafe «Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar», si son derivados sobre *commodities*. Si su valor es negativo, se registran en el epígrafe «Deuda Financiera», corriente o no corriente según su vencimiento y la intención de mantener el derivado hasta su vencimiento, si son derivados financieros, y en el epígrafe «Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes», si son derivados sobre *commodities*.

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 cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, 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, neteando los efectos en el mismo epígrafe del 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 «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 14.1.6). 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 neteando dicho efecto en el mismo epígrafe del Estado del Resultado Consolidado. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el Estado del Resultado Consolidado.

> Coberturas de activos netos provenientes de una filial extranjera: los cambios en el valor razonable se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, netas del efecto fiscal correspondiente, como «Diferencias de Conversión» en el «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» traspasándose al Estado del Resultado Consolidado cuando se produce la venta de la inversión cubierta.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto se compensan con los cambios en el valor razonable en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura con una efectividad comprendida en un rango de 80%-125%. La cobertura se interrumpe de forma prospectiva si el instrumento de cobertura expira, es vendido, resuelto o ejercido, si se han dejado de cumplir los criterios para la contabilidad de coberturas, o si se revoca la designación.

ENDESA tiene formalizados contratos de compra o venta a plazo de *commodities*, fundamentalmente de electricidad y combustibles. 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 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.

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.

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 al cierre del ejercicio.
- > En el caso de los derivados no cotizados en mercados organizados, ENDESA 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. Estas valoraciones se realizan a través de herramientas internas. 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 2015 y 2014 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 31 (véase Nota 18.6).

g.6. Contratos de garantía financiera

Los contratos de garantía financiera, entendiendo como tales las fianzas y avales concedidos por ENDESA a favor de terceros, se valoran inicialmente por su valor razonable que, salvo evidencia en contrario, es la prima recibida más, en su caso, el valor actual de los flujos de efectivo a recibir.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, los contratos de garantía financiera se valoran por la diferencia entre:

- > El importe del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 31.
- > El importe del activo inicialmente reconocido, menos, cuando proceda, la parte del mismo imputada al Estado del Resultado Consolidado en función de un criterio de devengo.

g.7. Bajas de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contable:

- > Cuando los derechos 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 perceptores, y,
- > ENDESA ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de la titularidad 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 2015 y 2014, 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 12 y 30).

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 del tipo de interés efectivo.

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

g.8. 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 18.5).

Estos derechos solo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal de la actividad de la entidad, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia, o de quiebra de la contraparte.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones en Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos se registran siguiendo el método de participación.

El método de 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 Pasivo No Corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 10.1).

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 Participación».

Tras la aplicación del método de 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 este 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 (véase Nota 3g.3).

Para evaluar el valor recuperable, se calcula el valor razonable de la participación de ENDESA en la empresa participada mediante el descuento de los flujos de caja futuros que se estima que 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 y descontando los costes necesarios para su venta.

Para la inversión en Enel Green Power España, S.L. (EGPE) se efectúa un test de deterioro basado en hipótesis similares a las descritas en la Nota 3e.2.

Si, como consecuencia de obligaciones legales o implícitas y una vez reducido el valor de la participación se producen pérdidas adicionales, estas se reconocerán mediante el registro de un pasivo.

En el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos de ENDESA.

i) Existencias

Con carácter general, las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización si este 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 2015 (3 millones de euros en el ejercicio 2014, correspondiente en su totalidad a Actividades Continuas) (véase Nota 29). El combustible nuclear en curso se traspa 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 período.

i.2. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)

Las sociedades de ENDESA que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), que pueden ser European Union Allowances (EUAs), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

Durante el ejercicio 2015 se ha revisado la política contable aplicada a los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂). A partir del análisis efectuado, y teniendo en consideración el contenido del Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Plan General de Contabilidad aprobado por el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, el Plan General de Contabilidad de Pequeñas y Medianas Empresas aprobado por Real Decreto 1515/2007, de 16 de noviembre, las Normas para la Formulación de Cuentas Anuales Consolidadas aprobadas por Real Decreto 1159/2010, de 17 de septiembre, y las Normas de Adaptación del Plan General de Contabilidad a las entidades sin fines lucrativos aprobadas por el Real Decreto 1491/2011, de 24 de octubre, emitido

el 22 de diciembre de 2015 por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas (ICAC), se ha procedido a modificar la política contable aplicada a los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) dado que estos activos no se prevé que tengan una larga permanencia en el Patrimonio de la Sociedad y su depreciación sistemática no resulta evidente.

Conforme a ello, el criterio para el reconocimiento de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs) será el de su registro como existencias conforme al siguiente detalle:

- > Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) mantenidos para la cobertura de las emisiones realizadas se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización, si este último es inferior.
- > Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) 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.

j) Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas

ENDESA clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta los activos materiales, intangibles, financieros o aquellos incluidos en el epígrafe «Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación» del Estado de Situación Financiera Consolidado y los grupos sujetos a disposición (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados) para los cuales, en la fecha de cierre del Estado de Situación Financiera Consolidado, se ha iniciado de forma activa un programa para su venta, se encuentran en disposición para su venta y se estima con alta probabilidad que la misma se llevará a cabo dentro de los 12 meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a disposición se valoran por el menor del importe en libros o el valor razonable de venta deducidos los costes necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

ENDESA valora los activos no corrientes que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o que dejen de formar parte de un grupo enajenable de elementos, al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos amortizaciones, depreciaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a activos no corrientes.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a disposición clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el Estado de Situación Financiera Consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» y los pasivos también en una única línea denominada «Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas».

Una actividad interrumpida es un componente que ha sido enajenado o se ha dispuesto de él por otra vía, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta; y:

- > Representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto.
- > Forma parte de un plan individual y coordinado para enajenar o disponer por otra vía de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto.
- > Es una entidad dependiente adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las Actividades Interrumpidas se presentan en una única línea del Estado del Resultado Consolidado denominada «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» incluyendo asimismo la plusvalía o minusvalía después de impuestos generada por la operación de desinversión una vez que la misma se ha materializado.

k) Ingresos diferidos

ENDESA recibe compensaciones establecidas legalmente por los importes desembolsados para la construcción o adquisición de determinadas instalaciones de inmovilizado o, en algunos casos, recibe directamente la cesión de la instalación de acuerdo con la regulación en vigor. Este epígrafe incluye básicamente:

- > 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 «Ingresos Diferidos» 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, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.
- > Instalaciones cedidas: tanto el activo material como el ingreso diferido se registran por el valor razonable del activo en la fecha de cesión y se imputan en el Estado del Resultado Consolidado en la vida útil del activo, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

l) Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado surgidas 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 consecuen-

cias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas con ocasión de cada cierre contable.

Las obligaciones recogidas en el Estado de Situación Financiera Consolidado en concepto de provisiones para pensiones y obligaciones similares y para planes de reestructuración de plantilla surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual suscritos con los trabajadores de ENDESA 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, fallecimiento, cese o suspensión de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

I.1. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

La mayoría de las empresas de ENDESA tienen contraídos compromisos por pensiones con sus trabajadores, variando en función de la sociedad de la que estos provienen. Dichos compromisos, 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, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos 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. Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones 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 «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 14.1.7).

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 «Provi-

siones no Corrientes: Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares» del Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado y si es negativa en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes: Préstamos y otras Cuentas a Cobrar» del Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado, en este último caso, siempre que dicha diferencia sea recuperable para ENDESA normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por el párrafo 57 (b) de la NIC 19 «Retribuciones a los Empleados» y por la CINIIF 14 «NIC 19 Límite de un Activo por Prestaciones Definidas, Obligación de Mantener un Nivel Mínimo de Financiación y su Interacción». El efecto de la aplicación de este límite se registra, neto de su efecto fiscal, en el epígrafe «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véanse Notas 14.1.7 y 16.1).

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto en el Estado del Resultado Consolidado conforme los empleados prestan sus servicios.

Aquellos planes postempleo 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 estos últimos, no se considera la existencia de pasivo actuarial ni de activos afectos.

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, o una expectativa cierta de que se alcanzará dicho acuerdo, 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 anticipadas se realizarán y una comunicación formal de la empresa al trabajador o a los representantes de los mismos.

ENDESA tiene en marcha planes de reducción de plantilla, los cuales se han materializado 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 período 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 ejercicio. Las diferencias actuariales positivas o negativas puestas de manifiesto en cada ejercicio son reconocidas en el Estado del Resultado Consolidado de dicho ejercicio.

I.3. Provisión para cubrir el coste de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂)

Las sociedades europeas de ENDESA que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

La obligación de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) realizadas durante el ejercicio se registra como provisiones corrientes dentro del epígrafe «Otras Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 23), habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe «Otros Aprovechamientos Variables y Servicios» del Estado del Resultado Consolidado. Esta obligación se valora por el mismo importe por el que están registrados los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) destinados a entregarse para cubrir esta obligación en el epígrafe «Existencias» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 3i.2).

Si ENDESA no posee a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado todos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) necesarios para cubrir las emisiones realizadas, el coste y la provisión se registran por esta parte 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 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 3a, 3b y 3d). 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 29). Las tasas de interés aplicadas para la correspondiente actualización se han situado entre el 0,2% y el 1,5% en el ejercicio 2015, dependiendo de la vida útil restante del activo asociado (entre el 0,4% y el 1,6% en el ejercicio 2014).

I.5. 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.

m) Conversión de saldos 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 transac-

ción. 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 Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 29).

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 Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 29).

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 período.

En el caso de aquellas obligaciones cuyo vencimiento sea a corto plazo, pero cuya refinanciación a largo plazo esté asegurada, a discreción de ENDESA, mediante pólizas de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se clasifican como pasivos no corrientes. Estos saldos ascienden a 525 millones de euros y 469 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014 respectivamente (véase Nota 17).

ñ) Impuesto sobre Sociedades

En el ejercicio 2014, todas las sociedades de ENDESA sobre las que Enel Iberoamérica, S.L.U. ostenta una participación de, al menos, el 70% y que cumplen los requisitos exigidos al efecto por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades, se

integran en el Grupo Fiscal cuya sociedad dominante es Enel Iberoamérica, S.L.U.

En el ejercicio 2015, todas las entidades del Grupo Enel 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 esta) y que cumplen los requisitos exigidos al efecto por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades, se integran en el Grupo Fiscal cuya sociedad dominante es Enel, S.p.A. y su representante en España es Enel Iberoamérica, S.L.U.

En este sentido, el número de sociedades que componen el Grupo Consolidado Fiscal a 31 de diciembre de 2015 es de 32 (31 sociedades a 31 de diciembre de 2014), y son las que se detallan a continuación: Enel Iberoamérica, S.L.U., ENDESA, S.A., Andorra Desarrollo, S.A.U., Apamea 2000, S.L.U., Aragonesa de Actividades Energéticas, S.A.U., Bolonia Real Estate, S.L.U., Carboex, S.A.U., Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages, S.A., Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U., Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U., ENDESA Capital, S.A.U., ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U., ENDESA Energía, S.A.U., ENDESA Energía XXI, S.L.U., ENDESA Financiación Filiales, S.A.U., ENDESA Gas, S.A.U., ENDESA Generación, S.A.U., ENDESA Generación II, S.A.U., ENDESA Generación Nuclear, S.A.U., ENDESA Ingeniería, S.L.U., ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U., ENDESA Red, S.A.U., ENDESA Servicios, S.L.U., Enel Ingeniería e Investigación, S.p.A. (Sucursal en España), Enel Latinoamérica, S.A.U., Energías de Aragón I, S.L.U., Gas y Electricidad Generación, S.A.U., Guadarranque Solar 4, S.L.U., Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.U., Minas Gargallo, S.L., Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4, S.L.U. y Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.

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. 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.

El Impuesto sobre Sociedades y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio se registran en el Estado del Resultado Consolidado o en las cuentas de Patrimonio Neto del Estado de Situación Financiera Consolidado en función de dónde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente cuando se considera probable que las sociedades consolidadas vayan a disponer de ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de fondos de comercio así como las asociadas 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. 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 del ejercicio 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.

Con fecha 28 de noviembre de 2014 se publicó en el *Boletín Oficial del Estado* (BOE) la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, que establece un tipo impositivo transitorio del 28% para el ejercicio 2015 y un tipo impositivo general del 25% a partir del ejercicio 2016, reduciéndose, por tanto, el aplicable hasta el ejercicio 2014 del 30%. El impacto que esta reducción del tipo impositivo ha tenido en el ejercicio 2015 sobre los activos y pasivos por impuestos diferidos ha ascendido a 11 millones de euros, negativos, registrados en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2015, y 4 millones de euros, positivos, registrados en el Estado de Otro Resultado Global (39 millones

de euros, positivos, registrados en el Estado del Resultado Consolidado y 28 millones de euros, negativos, registrados en el Estado de Otro Resultado Global en el ejercicio 2014) (véase Nota 31).

Las sociedades de ENDESA en España mantienen abiertos a inspección fiscal los ejercicios 2012 y siguientes respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas, con excepción del Impuesto sobre Sociedades, para el que se encuentran abiertos los ejercicios 2006 y siguientes (a excepción de los años 2007, 2008, 2009 y 2010) y del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas que, para determinadas sociedades del Grupo, se encuentran abiertos los ejercicios 2009 y siguientes. En Portugal, los periodos abiertos a inspección fiscal comprenden los ejercicios 2011 a 2015.

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las Normas fiscales, los resultados de las inspecciones que lleven a cabo las autoridades fiscales para los años sujetos a verificación pueden dar lugar a pasivos fiscales cuyo importe no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, los Administradores de la Sociedad Dominante estiman que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros de ENDESA.

o) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo y, en función del tipo de transacción, se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

- > Las ventas de electricidad y gas se registran como ingreso en el momento en que son entregadas al cliente, en función de las cantidades suministradas durante el periodo, aun cuando no hayan sido facturadas. Por lo tanto, la cifra de ventas incluye la estimación de la energía suministrada aún no leída en los contadores del cliente (véase Nota 2.2).
- > En relación a los ingresos por la actividad de distribución, el marco regulatorio del Sector Eléctrico en España establece anualmente la retribución mediante Orden

Ministerial. 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.

- > Las ventas de electricidad en el mercado mayorista se reconocen como ingresos en función de la mejor estimación de la electricidad entregada y servicios complementarios suministrados.
- > La actividad de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) tiene su retribución regulada. Para alcanzar la remuneración establecida se reconocen como ingresos, con carácter adicional a la valoración de la energía vendida el precio medio peninsular, las compensaciones correspondientes para alcanzar la citada remuneración regulada.

Los ingresos ordinarios se contabilizan atendiendo al fondo económico de la operación y se reconocen cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- > Se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes, independientemente de la transmisión o no de su propiedad jurídica.
- > No se gestiona ni retiene el control efectivo de los bienes.
- > Es probable que se reciban beneficios económicos derivados de la transacción y que dichos beneficios provoquen un incremento en el Patrimonio Neto que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio.
- > Los beneficios esperados y costes incurridos se puedan valorar con fiabilidad.

Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida, recibida o por recibir, derivada de los mismos.

En contratos con múltiples componentes, el criterio de reconocimiento se aplicará a cada componente separado identificable de la transacción con el objetivo de reflejar la sustancia comercial de la operación. Por el contrario, el criterio de reconocimiento será de aplicación a 2 o más transacciones, conjuntamente, cuando las mismas estén ligadas de manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones.

Los ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios se reconocen cuando el resultado de la transacción puede ser estimado con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado. Cuando el resultado de una transacción que implique la prestación de servicios no puede ser estimado de forma fiable, se reconocen ingresos por la cuantía en que los gastos reconocidos se consideran recuperables.

ENDESA excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza similar no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

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 ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectivo aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

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) 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

período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en poder de ENDESA.

Los beneficios netos por acción básicos de Actividades Continuas e Interrumpidas se calculan como el cociente entre el resultado después de impuestos de las Actividades Continuas e Interrumpidas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a los Intereses Minoritarios, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Dominante en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en poder de ENDESA.

Durante los ejercicios 2015 y 2014 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.

q) Sistemas de retribución basados en acciones

En los casos en que los empleados de ENDESA participan en planes de remuneración vinculados al precio de la acción de Enel, siendo asumido por esta última sociedad el coste del plan, ENDESA registra el valor razonable de la obligación de Enel con el empleado como gasto en el epígrafe «Gastos de Personal» del Estado del Resultado Consolidado registrando un incremento patrimonial por el mismo importe como aportación de los socios (véase Nota 14.1.13).

r) Dividendos

Los dividendos se reconocen cuando se genera el derecho a percibirlos.

Los dividendos se registran como menor «Patrimonio Neto» en el momento 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 14.1.9).

s) Estado de flujos de efectivo

El Estado de Flujos de Efectivo recoge los movimientos de tesorería realizados durante el ejercicio tanto por las Actividades Continuas como Interrumpidas calculados por el método indirecto. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- > Flujos de Efectivo: entradas y salidas de efectivo o de otros medios líquidos equivalentes, entendiendo por estos las inversiones a plazo inferior a 3 meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor (véase Nota 3g.2).
- > Actividades de Explotación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de ENDESA, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación. Recogen, entre otros, los dividendos recibidos así como los cobros y pagos de intereses.
- > Actividades de Inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes. Los flujos netos de las actividades de inversión incluyen los correspondientes a la pérdida y obtención de control sobre las Empresas del Grupo.
- > Actividades de Financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero. Los flujos netos de las actividades de financiación recogen los dividendos pagados.

t) 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 18.6):

- > 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. Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este Nivel, por clase de activos o pasivos, tiene 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.

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.

4. Regulación sectorial

Como consecuencia del proceso de reforma energética, iniciado por el Gobierno en 2012, con fecha 27 de diciembre de 2013 se publicó en el *Boletín Oficial del Estado* (BOE), la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga y sustituye, a partir de la mencionada fecha, a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que recogía la regulación básica del Sector Eléctrico. De este modo, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece un nuevo marco general de funcionamiento del sector y del régimen de actividades y agentes, cuyos aspectos más significativos 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 in-

greso 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.
 - En relación con el ejercicio 2013, se reconoce la existencia de un déficit por un importe máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse. Este déficit generará el derecho a su recuperación en los 15 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. Estos derechos podrán ser objeto de cesión, de acuerdo con el procedimiento que se establezca reglamentariamente.
 - 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 renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos tendrá en consideración los costes de una empresa efi-

ciente 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 fija la tasa de retribución de los activos para el primer periodo regulatorio (que finaliza 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.

- > Desaparece igualmente la diferenciación entre generación de energía eléctrica en régimen ordinario y régimen especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares para ciertas tecnologías.
- > La Tarifa de Último Recurso (TUR), a la que se acogen la mayor parte de los consumidores domésticos, pasa a denominarse Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), manteniéndose la Tarifa de Último Recurso (TUR) 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, y dentro del citado proceso de reforma energética, desde 2012 se han aprobado 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 energía renovable, 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 en régimen ordinario y especial, equivalente al 7% del ingreso total percibido.
- > Impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas.
- > Canon a la generación hidroeléctrica, equivalente al 22% del ingreso, que se reducirá un 90% para las instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW y 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.

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 anteriores, el Gobierno inició igualmente en julio de 2013 la tramitación de diversos desarrollos reglamentarios, que hacen referencia a las actividades de transporte, distribución, generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNPI), renovables, autoconsumo, pagos de capacidad, así como a aspectos de comercialización y del suministro, algunos de los cuales, como se indica con posterioridad, se encuentran aún en tramitación.

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 de Industria, Energía y Turismo sus planes de inversión (anual y plurianual) para su aprobación, requiriendo igualmente informe favorable de las Comunidades Autónomas afectadas. Se establece también una limitación de desviaciones frente al estándar establecido, reconociendo solo parcialmente el sobrecoste, que deberá estar debidamente justificado y auditado. Además, se minorará el volumen de inversión en caso de incumplimiento de los planes previstos y se establece la posibilidad de adelantar la construcción de una instala-

ción, siempre que esta 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 de 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 el Real Decreto de retribución de la distribución mencionado anteriormente. Entre otros aspectos, el Real Decreto elimina la actualización anual de valores unitarios en función del Índice de Precios de Consumo (IPC) conforme a la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía.

Asimismo, el pasado 11 de diciembre de 2015 se ha publicado la Orden Ministerial IET/2660/2015, que establece las instalaciones tipo y los valores unitarios a considerar en el cálculo de la retribución de distribución. Esta Orden fija el inicio del primer periodo regulatorio el 1 de enero de 2016. Por otro lado, la disposición transitoria tercera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, de peajes de acceso para 2016, contempla un mandato a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de retribución de distribución con la metodología prevista en el Real Decreto 1048/2013, de 17 de diciembre. Hasta la aprobación de la retribución definitiva se liquidará a cuenta la retribución de 2015.

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

fecha 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, debido a las especificidades de estos Sistemas.

Dentro de las medidas de ajuste adoptadas durante 2012, el Gobierno introdujo una serie de medidas que han afectado, entre otros, a la retribución de la actividad de generación extrapeninsular. En concreto, mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se establece que se propondrá una revisión del modelo retributivo de la generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP). Posteriormente, el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, modificó determinados aspectos concretos de los costes reconocidos de la generación en régimen ordinario de estos Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), señalando que la revisión que, en su caso, resulte del Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, será de aplicación desde el 1 de enero de 2012.

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 este régimen a nuevas instalaciones en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), tanto de régimen ordinario como especial, 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 de instalaciones de régimen especial. 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 titularidad de bombeos que tengan como finalidad la garantía y seguridad de suministro, o la integración de renovables, deberá corresponder al Operador del Sistema. En el resto de casos, se instrumentará un procedimiento de concurrencia. No obstante lo anterior, las empresas que con anterioridad a 1 de marzo de 2013 tuvieran otorgada concesión de aprovechamiento hidráulico o dispusieran de autorización administrativa y no dispusieran a la fecha de entrada en vigor de autorización de puesta en servicio, mantendrán su titularidad, debiendo presentar un aval del 10% de la inversión y cumplir un calendario de ejecución.
- > La titularidad de las plantas de regasificación corresponderá exclusivamente al Gestor Técnico del Sistema, debiendo transmitirse las instalaciones afectadas en el plazo de 6 meses a precio de mercado. En el supuesto de que la instalación no cuente con autorización administrativa se limitará el precio a los costes totales efectivamente incurridos hasta el 1 de marzo de 2013.
- > Los conceptos retributivos asociados a los costes de combustibles serán establecidos mediante un mecanismo que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.
- > Será obligatoria una resolución de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas previa a la autorización de nuevos grupos, para determinar que la instalación es compatible con los criterios técnicos establecidos por el Operador del Sistema y con criterios económicos para la reducción de costes.
- > Se contempla la posibilidad de reducción de la retribución de las instalaciones de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) en casos de reducción sustancial de disponibilidad de las mismas, de la seguridad de suministro o de los índices de calidad de suministro imputables a instalaciones de generación. Se refuerza además la posibilidad de intervención del Go-

bierno en el Sistema Eléctrico para garantizar el suministro ante situaciones de riesgo.

Adicionalmente, en el contexto de las medidas de reforma del sector energético iniciado en el Consejo de Ministros de 12 de julio de 2013, el Gobierno comenzó la tramitación de diversos desarrollos reglamentarios, que hacen referencia, entre otros aspectos, a la actividad de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP).

Como consecuencia de ello, con fecha 1 de agosto de 2015 se ha publicado 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 establece 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.

La entrada en vigor del Real Decreto se fija desde el 1 de septiembre de 2015, contemplándose para determinadas medidas un período 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.

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 período 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.

De la aplicación de la normativa citada anteriormente resulta que ENDESA ostenta un derecho de cobro a 31 de diciembre de 2015 por las compensaciones por sobrecostos de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) por importe de 137 millones de euros (707 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) registrados en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 18.1.1).

Producción de centrales de carbón autóctono

El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, establece un mecanismo que garantiza, por razones de seguridad de suministro, la producción de ciertas centrales de carbón autóctono, contemplándose un precio regulado para retribuir dicha energía. La aplicación práctica de este Real Decreto se inició a finales de febrero de 2011 y finalizó el 31 de diciembre de 2014.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo inició en mayo de 2015 la tramitación de una propuesta de Orden Ministerial que tiene por objeto regular un mecanismo que permita dar continuidad a la producción de electricidad a partir de carbón autóctono garantizando el cumplimiento de la normativa medioambiental y favoreciendo la diversificación de combustibles como soporte estratégico para la seguridad de suministro.

De acuerdo con la propuesta, se reconoce a aquellas instalaciones que utilicen carbón autóctono y que realicen inversiones en mejoras medioambientales de reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno (necesarias para el cumplimiento de la Directiva 2010/75/UE) el derecho a la percepción de un pago de 90.000 euros/MW. Para poder tener derecho a este pago, las empresas titulares de estas instalaciones deberán cumplir con una serie de requisitos, entre los que se encuentran la obligación de comprar un volumen de carbón autóctono equivalente a una cantidad mínima anual de 6.000.000 de toneladas PCS/MW hasta el 31 de diciembre de 2018, o estar incluidas en el Plan Nacional Transitorio. La solicitud de este derecho de cobro deberá realizarse antes

del 31 de diciembre de 2016, acompañada de la solicitud de autorización administrativa.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha emitido con fecha 30 de septiembre de 2015 su informe sobre la citada propuesta, en el que cuestiona desde el punto de vista de la regulación económica eficiente y de la competencia varios aspectos de la futura norma, y aconseja notificar la propuesta a Bruselas antes de aprobarla ya que contiene elementos que podrían considerarse ayuda de Estado.

Conforme a la información publicada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, este sigue trabajando con la Comisión Europea al objeto de estudiar la posibilidad de algún tipo de mecanismo de ayuda a lo largo de estos años para garantizar la quema de carbón nacional por parte de las centrales térmicas con el objetivo de no poner en riesgo la seguridad de suministro, y que sea compatible con el régimen europeo.

Producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, ha aprobado 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 será 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 de forma anual. 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.

Finalmente, el 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).

Autoconsumo

Con fecha 10 de octubre de 2015 se ha publicado 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 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.

Finalmente, el Real Decreto contempla un plazo de 6 meses para que los consumidores, instaladores y demás agentes se adapten a lo dispuesto en el mismo.

Bono Social

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que el coste del denominado Bono Social será asumido, como obligación de servicio público, por las matrices de las sociedades o Grupos de sociedades que realicen simultáneamente actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica, de forma proporcional al porcentaje que corresponda considerando tanto el número de suministros conectados a las redes de distribución como el número de clientes a los que suministra la actividad de comercialización. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competen-

cia (CNMC) calculará anualmente ese porcentaje, sin perjuicio de su aprobación por Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Tendrán derecho a este Bono Social aquellos clientes que cumplen con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se establezcan reglamentariamente. Se establecerá un umbral referenciado a un indicador de renta per cápita familiar, y en todo caso se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual.

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, al que se hace referencia con posterioridad, estableció que el Bono Social será equivalente a un descuento del 25% sobre el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

La Orden IET/2182/2015, de 15 de octubre, ha aprobado los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al Bono Social de 2015, correspondiendo a ENDESA, S.A. un 41,26%. Conforme a ello, el importe financiado por ENDESA, S.A. en el ejercicio 2015 ha ascendido a 78 millones de euros.

Déficit de las actividades reguladas

Los Reales Decretos Ley 6/2009, de 30 de abril, y 6/2010, de 9 de abril, establecieron que, a partir del año 2013, las tarifas de acceso a la red que se fijen deberían ser suficientes para cubrir la totalidad de los costes del Sistema Eléctrico, de forma que no se generasen nuevos déficit 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 titulación 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, estos 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 titulación 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 inicien desde 2014, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico estableció que los desajustes temporales que se produzcan serán 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.

Conforme a la liquidación definitiva de 2014, aprobada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en noviembre de 2015, el ejercicio 2014 ha finalizado con un superávit de 550 millones de euros.

De acuerdo con la última liquidación disponible del Sistema Eléctrico de 2015, ENDESA tiene registrado un derecho de cobro relativo al déficit acumulado por importe de 155 millones de euros en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado (466 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 18.1.1).

Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC) de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación

Con fecha 29 de marzo de 2014 se publicó este Real Decreto, 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.
- > Este nuevo mecanismo ha sido de aplicación desde el 1 de abril de 2014. Antes del 1 de julio de 2014 los Comercializadores de Referencia adaptarán sus sistemas de información a fin de realizar la facturación con el nuevo esquema. Hasta dicho momento, el coste de la energía a aplicar en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) fue el establecido, con carácter

transitorio, para el primer trimestre de 2014, procediéndose posteriormente, en la primera facturación realizada una vez se adapten los sistemas de información al nuevo Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), a regularizar en las facturaciones efectuadas por los consumos realizados desde el 1 de abril.

- > Del mismo modo, se han de regularizar en la primera facturación realizada, una vez que se adapten los sistemas, los consumos del primer trimestre de 2014, conforme a lo establecido en el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el diferencial entre el precio del mercado y el coste de adquisición de energía incluido en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en ese periodo.
- > Se establece igualmente que, en el plazo de 2 meses desde su publicación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) remitirá a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de procedimientos donde se regule la comprobación, validación y cierre de datos procedentes de equipos de medida conectados al Sistema de telegestión a efectos de la gestión de la medida horaria. Estos procedimientos establecerán un plazo máximo para que los encargados de lectura efectúen la telemedida de todos los contadores de telegestión instalados.
- > 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 han sido publicados 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. Sin perjuicio de lo anterior, las compañías eléctricas disponían de un período de adaptación de los sistemas informáticos hasta el 1 de octubre de 2015.

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. Por su parte, la Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, establece la metodología empleada para asignar las obligaciones de ahorro, así como los sujetos obligados, las cuotas respectivas de obligaciones de ahorro y su equivalencia económica para el período de aplicación correspondiente al ejercicio 2015.

Dicha Orden fija la aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en 30,2 millones de euros correspondientes a las obligaciones del ejercicio 2015 y 1,9 millones de euros derivados de los ajustes del ejercicio 2014.

A finales de 2015, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha iniciado la tramitación de una propuesta de Orden que establece las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2016, ascendiendo el importe propuesto para ENDESA a 25,3 millones de euros correspondientes a las obligaciones de 2016 y 0,8 millones de euros, negativos, derivados de ajustes del año 2015.

Tarifa eléctrica 2015

La Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, ha aprobado los peajes de acceso para el ejercicio 2015 manteniendo sin cambios los actualmente vigentes, habiendo incorporado igualmente los valores de los nuevos peajes de acceso correspondientes a la nueva división del escalón de tensión entre 1 y 36 kV, introducida en el ordenamiento por el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre.

Con fecha 10 de julio de 2015 ha sido aprobado el Real Decreto Ley 9/2015, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) y otras medidas de carácter económico. Este Real Decreto Ley ha introducido medidas sobre el Sector Eléctrico, entre las que hay que reseñar, tras la conclusión en 2014 del mecanismo de restricciones por garantía de suministro regulado en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, una reducción del 17% del precio unitario que pagan los clientes para la financiación de los pagos por capacidad, reducción que será del 40% de manera transitoria entre el 1 de agosto y el 31 de diciembre de 2015. El Gobierno considera, en todo caso, que esta medida no altera la sostenibilidad económica y financiera del Sistema Eléctrico exigida en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Tarifa eléctrica 2016

Con fecha 18 de diciembre de 2015 se ha publicado en el *Boletín Oficial del Estado* (BOE) la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso para 2016. De acuerdo a dicha Orden, los peajes se mantienen sin cambios, excepto el peaje 6.1B de alta tensión (30<kV<36). Por otro lado, se reducen los precios unitarios que pagan los clientes para financiar los pagos de capacidad un 21,5% respecto a los vigentes a 31 de diciembre de 2015.

Sistema gasista

Con fecha 22 de mayo de 2015 se ha publicado 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 mayor protección al consumidor, reducir costes para los consumidores y adaptar el régimen de infracciones y sanciones.

En el ámbito del gas natural, se persigue crear un mercado organizado de gas natural que permitirá obtener precios más competitivos y transparentes para los consumidores, así como facilitar la entrada de nuevos comercializadores incrementando la competencia. Igualmente, se designa al Operador del Mercado organizado de gas; se posibilita que cualquier instalador de gas natural habilitado pueda realizar la inspección de las instalaciones (anteriormente se hacían a través de los distribuidores); se fomenta la entrada de nuevos comercializadores mediante el reconocimiento mutuo de licencias para comercializar gas natural con otro país miembro de la Unión Europea con el que exista un acuerdo previo; y se adoptan algunas medidas en relación a 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 ha publicado 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 de gas natural. 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.

Tarifa de gas natural 2015

La Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, ha mantenido en general los peajes de acceso respecto a 2014, habiéndose actualizado, por otro lado, las Tarifas de Último Recurso (TUR) por la reducción del coste de la materia prima, con una reducción del término variable de entre un 3% y un 4%. Igualmente, y como consecuencia del descenso del coste de la materia prima, desde julio las Tarifas de Último Recurso (TUR) se han reducido de media un 3%, y, desde octubre, un 1,1% de media.

Tarifa de gas natural 2016

La Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, fija la tarifa de gas natural para 2016 manteniendo, en general, los peajes de acceso respecto a 2015, habiéndose actualizado, por otro lado, las Tarifas de Último Recurso (TUR) con una reducción media del 3% como consecuencia del descenso del coste de la materia prima.

5. Combinaciones de negocio

Ejercicio 2015

El 1 de noviembre de 2015, ENDESA formalizó la compra-venta con Galp Energía España, S.A. y Petróleos de Portugal – Petrogal, S.A., Sucursal en España, del segmento residencial del negocio de comercialización de gas natural en España mediante la adquisición del 100% de las acciones de

las sociedades Madrileña Suministro de Gas, S.L.U. y Madrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U. para su posterior fusión por absorción con ENDESA Energía, S.A.U. y ENDESA Energía XXI, S.L.U., respectivamente (véase Nota 2.3.1).

El importe de la inversión ha ascendido a 35 millones de euros. El valor razonable de los activos y pasivos de Madrileña Suministro de Gas, S.L.U. y Madrileña Suministro de Gas

Sur, S.L.U. así como su valor en libros a 1 de noviembre de 2015, fue como se detalla a continuación:

Millones de Euros			
	Notas	Valor en Libros	Valor Razonable
Activo No Corriente		2	26
Inmovilizado Material		—	—
Activos Intangibles	8	—	26
Activos Financieros No Corrientes		—	—
Activos por Impuesto Diferido		2	—
Activo Corriente		28	43
Existencias		—	—
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		11	26
Activos Financieros Corrientes		—	—
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		17	17
Total Activo		30	69
Pasivo No Corriente		—	10
Provisiones no Corrientes		—	—
Deuda Financiera no Corriente		—	—
Otros Pasivos no Corrientes		—	—
Pasivos por Impuesto Diferido		—	10
Pasivo Corriente		20	24
Deuda Financiera Corriente		—	—
Provisiones Corrientes		—	—
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		20	24
Total Pasivo		20	34

La salida neta de efectivo originada por la adquisición de las sociedades Madrileña Suministro de Gas, S.L.U. y Madrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U. es la siguiente:

Millones de Euros	
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquirida	17
Importe Pagado en Efectivo	(35)
Costes de la Adquisición Contabilizados con Cargo al Estado del Resultado Consolidado	—
Total	(18)

Desde la toma del control de Madrileña Suministro de Gas, S.L.U. y Madrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U. estas han generado resultados positivos por importe inferior a un millón de euros. Si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2015, los resultados después de impuestos generados por estas sociedades hasta el 31 de diciembre de 2015 habrían ascendido a 1 millón de euros.

La medición del valor razonable de la cartera de clientes adquirida a Madrileña Suministro de Gas, S.L.U. y Madrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U. ha sido realizada mediante el

descuento de los flujos futuros previstos de efectivo a una tasa de descuento equiparable al sector y operaciones similares en base a las expectativas de evolución de dicha cartera en el momento de la combinación de negocios.

Ejercicio 2014

Con fecha 22 de abril de 2014, Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y Southern Cross Latin American Private Equity Fund III, L.P. suscribieron los documentos y contratos requeridos para la adquisición directa por parte de la primera de todos los derechos sociales que la segunda tenía, por sí o a través de empresas relacionadas, en Inversiones GasAtacama Holding Ltda., equivalentes al 50% de los derechos sociales de dicha entidad, y para la cesión del crédito que mantenía la sociedad Pacific Energy Sub Co. en dicho Grupo.

El precio total de la operación ascendió a 309 millones de dólares estadounidenses (USD) (aproximadamente 227 millones de euros, de los cuales 206 millones de euros corresponden al precio pagado por la adquisición y 21 millones de euros al precio pagado por la cesión del crédito) y fue íntegramente pagado en esa fecha. Igualmente, ambas partes pusieron término al pacto de accionistas suscrito el 1 de agosto de 2007.

Con esta transacción, Empresa Nacional de Electricidad, S.A. alcanzó el 100% de la participación en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. pasando a tener el control de esta sociedad, frente a la situación de control conjunto que mantenía hasta ese momento.

El detalle del coste de la combinación de negocios, del valor razonable de los activos netos adquiridos y del fondo de comercio a 22 de abril de 2014 fue como sigue:

Millones de Euros		
	Notas	
Coste de la Combinación de Negocios		206
Valor Razonable de la Inversión Previa en el Negocio		206
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		(411)
Fondo de Comercio	9	1

La medición del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. fue realizada en base a los siguientes enfoques de valoración:

- > Enfoque de mercado mediante la comparación, cuando estuvieran disponibles, con los precios de mercado cotizados para elementos idénticos.
- > Enfoque de coste, por el cual se han reflejado los ajustes relativos al deterioro físico, así como la obsolescencia funcional y económica de los activos.
- > Enfoque de ingresos mediante técnicas de actualización al valor presente de los flujos futuros previstos de efectivo (ingresos y gastos) en base a las expectativas de mercado en el momento de la combinación de negocios.

El valor razonable de los activos y pasivos de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. así como su valor en libros a 22 de abril de 2014, fue como se detalla a continuación:

Millones de Euros		
	Valor en Libros	Valor Razonable
Activo No Corriente	235	294
Inmovilizado Material	232	266
Activos Intangibles	—	—
Activos Financieros No Corrientes	—	—
Activos por Impuesto Diferido	3	28
Activo Corriente	257	257
Existencias	—	—
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	61	61
Activos Financieros Corrientes	37	37
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	159	159
Total Activo	492	551
Pasivo No Corriente	49	48
Provisiones no Corrientes	2	2
Deuda Financiera no Corriente	—	—
Otros Pasivos no Corrientes	6	6
Pasivos por Impuesto Diferido	41	40
Pasivo Corriente	91	91
Deuda Financiera Corriente	43	43
Provisiones Corrientes	—	—
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	48	48
Total Pasivo	140	139
Activos Netos		412
Intereses Minoritarios		(1)
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		411

Los activos descritos en los párrafos anteriores de esta Nota formaban parte de la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica explicada en la Nota 32.1.

En el ejercicio 2014, desde la toma del control del 50% adicional hasta la fecha de desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1), Inversiones GasAtacama Holding Ltda. y sus filiales generaron para ENDESA resultados registrados en el epígrafe «Resultados Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» por importe de 11 millones de euros, de los cuales 5 millones de euros correspondían a los intereses minoritarios. Si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2014, los resultados después de impuestos generados por esta sociedad hasta la fecha de desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1) habrían ascendido a 19 millones de euros, de los que 12 millones de euros habrían correspondido a los intereses minoritarios.

Por su parte, la plusvalía procedente de la valoración a valor razonable de la participación existente del 50% en el patrimonio de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. ascendió a 28 millones de euros, y se registró en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» del Estado del Resultado Consolidado. El cálculo de la salida neta de efectivo originada por la adquisición de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. es el siguiente:

Millones de Euros	
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquirida	159
Importe Pagado en Efectivo	(227)
Costes de la Adquisición Contabilizados con Cargo al Estado del Resultado Consolidado	—
Total	(68)

6. Inmovilizado material

A continuación se presenta el detalle del inmovilizado material a 31 de diciembre de 2015 y 2014, así como el movimiento en ambos ejercicios:

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	31 de diciembre de 2015			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	663	(321)	(76)	264
Instalaciones de Generación Eléctrica	24.444	(16.146)	(20)	8.278
Centrales Hidráulicas	3.242	(2.403)	(10)	829
Centrales Carbón / Fuel	7.953	(5.857)	(10)	1.986
Centrales Nucleares	9.573	(6.761)	—	2.812
Centrales de Ciclo Combinado	3.759	(1.119)	—	2.640
Renovables	17	(6)	—	11
Instalaciones de Transporte y Distribución	19.936	(8.655)	—	11.281
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	19.936	(8.655)	—	11.281
Otro Inmovilizado	644	(418)	(72)	154
Inmovilizado en Curso	901	—	(63)	838
Total	46.588	(25.540)	(233)	20.815

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	31 de diciembre de 2014			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	726	(367)	(86)	273
Instalaciones de Generación Eléctrica	24.590	(15.957)	(11)	8.602
Centrales Hidráulicas	3.171	(2.318)	(10)	843
Centrales Carbón / Fuel	8.126	(5.971)	(1)	2.154
Centrales Nucleares	9.510	(6.647)	—	2.863
Centrales de Ciclo Combinado	3.756	(1.026)	—	2.730
Renovables	17	(5)	—	12
Instalaciones de Transporte y Distribución	19.460	(8.230)	—	11.230
Alta Tensión	—	—	—	—
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	19.460	(8.230)	—	11.230
Otro Inmovilizado	698	(478)	(65)	155
Inmovilizado en Curso	808	—	(24)	844
Total	46.334	(25.042)	(188)	21.104

Miliones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Saldo a 31 de diciembre de 2014	Incorporaciones/Reducciones Sociedades	Inversiones	Bajas	Traspasos y otros*	Diferencias de Conversión	Traspasos a Activos no Comerciales Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2015
Terrenos y Construcciones	728	—	—	(52)	(13)	—	—	663
Instalaciones de Generación Eléctrica	24.580	—	58	(383)	189	—	—	24.444
Centrales Hidráulicas	3.171	—	—	(1)	72	—	—	3.242
Centrales Carbón / Fuel	8.126	—	21	(345)	51	—	—	7853
Centrales Nucleares	9.510	—	35	(36)	64	—	—	9.573
Centrales de Ciclo Combinado	3.766	—	2	(1)	2	—	—	3.769
Renovables	17	—	—	—	—	—	—	17
Instalaciones de Transporte y Distribución	19.460	—	1	(172)	647	—	—	19.936
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	19.460	—	1	(172)	647	—	—	19.936
Otro Inmovilizado	698	—	18	(81)	9	—	—	644
Inmovilizado en Curso	868	—	838	—	(805)	—	—	901
Total	46.334	—	915	(688)	27	—	—	46.588

* Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones (véase Nota 16.3).

Miliones de Euros

Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31 de diciembre de 2014	Incorporaciones/Reducciones Sociedades	Dotaciones*	Bajas	Traspasos y otros	Diferencias de Conversión	Traspasos a Activos no Comerciales Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2015
Terrenos y Construcciones	(455)	—	(8)	50	14	—	—	(399)
Instalaciones de Generación Eléctrica	(15.978)	—	(552)	383	(19)	—	—	(16.166)
Centrales Hidráulicas	(2.328)	—	(66)	1	(20)	—	—	(2.413)
Centrales Carbón / Fuel	(5.972)	—	(240)	345	—	—	—	(5.867)
Centrales Nucleares	(6.647)	—	(151)	36	1	—	—	(6.761)
Centrales de Ciclo Combinado	(1.026)	—	(94)	1	—	—	—	(1.119)
Renovables	(5)	—	(1)	—	—	—	—	(6)
Instalaciones de Transporte y Distribución	(8.230)	—	(586)	171	(10)	—	—	(8.655)
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	(8.230)	—	(586)	171	(10)	—	—	(8.655)
Otro Inmovilizado e Inmovilizado en Curso	(567)	—	(67)	81	—	—	—	(553)
Total	(25.239)	—	(1.213)	685	(15)	—	—	(25.773)

* Incluye pérdidas por deterioro por importe de 53 millones de euros (véase Nota 28). La dotación a la amortización del ejercicio 2015 ha sido de 1.160 millones de euros (véase Nota 28).

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Incorporaciones/Reducciones Sociedades	Inversiones	Bajas	Traspasos y otros*	Diferencias de Conversión	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 32.1)	Saldo a 31 de diciembre de 2014
Terrenos y Construcciones	1.126	4	1	(67)	49	3	(368)	728
Instalaciones de Generación Eléctrica	34.322	291	51	(44)	446	(131)	(10.355)	24.580
Centrales Hidráulicas	10.088	—	—	(2)	57	(24)	(6.948)	3.171
Centrales Carbón / Fuel	9.360	—	20	(22)	243	(50)	(1.425)	8.126
Centrales Nucleares	9.395	—	31	(17)	101	—	—	9.510
Centrales de Ciclo Combinado	5.304	291	—	(3)	45	(51)	(1.830)	3.756
Renovables	175	—	—	—	—	(6)	(152)	17
Instalaciones de Transporte y Distribución	24.618	6	1	(186)	637	(32)	(5.564)	19.400
Alta Tensión	1.141	6	—	—	20	33	(1.200)	—
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	23.477	—	1	(186)	617	(65)	(4.364)	19.460
Otro Inmovilizado	954	152	143	(74)	18	1	(496)	698
Inmovilizado en Curso	2.567	14	1.251	(5)	(908)	(25)	(2.025)	868
Total	63.587	467	1.447	(376)	241	(184)	(18.848)	46.334

* Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones (véase Nota 15.3).

Millones de Euros

Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Incorporaciones/Reducciones Sociedades	Dotaciones*	Bajas	Traspasos y otros	Diferencias de Conversión	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 32.1)	Saldo a 31 de diciembre de 2014
Terrenos y Construcciones	(583)	—	(48)	64	1	(4)	115	(455)
Instalaciones de Generación Eléctrica	(20.164)	(107)	(609)	44	1	112	4.945	(15.978)
Centrales Hidráulicas	(5.724)	—	(131)	2	—	47	3.478	(2.328)
Centrales Carbón / Fuel	(6.320)	—	(264)	22	—	27	563	(5.972)
Centrales Nucleares	(6.440)	—	(224)	17	—	—	—	(6.647)
Centrales de Ciclo Combinado	(1.641)	(107)	(185)	3	1	37	866	(1.026)
Renovables	(39)	—	(5)	—	—	1	38	(5)
Instalaciones de Transporte y Distribución	(10.516)	(6)	(673)	196	(3)	37	2.745	(8.230)
Alta Tensión	(596)	(8)	(20)	—	(1)	(13)	636	—
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	(9.920)	—	(653)	196	(2)	50	2.109	(8.230)
Otro Inmovilizado e Inmovilizado en Curso	(733)	(88)	(125)	74	1	2	302	(567)
Total	(31.996)	(201)	(1.655)	368	—	147	8.107	(25.230)

* Incluye pérdidas por deterioro por importe de 122 millones de euros que corresponden en su totalidad a Actividades Continuas (véase Nota 28). La dotación a la amortización del ejercicio 2014 correspondiente a Actividades Continuas y Actividades Interumpidas ha sido de 1.261 millones de euros (véase Nota 28) y 272 millones de euros (véase Nota 32.1), respectivamente.

Los saldos de inmovilizado incluyen las participaciones en las comunidades de bienes que se detallan a continuación:

Millones de Euros			
	% Participación	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Central Nuclear Vandellòs II, C.B.	72	884	897
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85	682	685
Central Nuclear de Almaraz, C.B.	36	374	368
Central Térmica de Anllares, C.B.	33	—	—
Salto del Navia, C.B.	50	15	17

6.1. Información adicional de inmovilizado material

Principales inversiones

El detalle de las inversiones materiales realizadas durante los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros	
	2015
Generación y Comercialización	328
Distribución	585
Otros	2
Total	915

Millones de Euros				
	2014			
	Generación y Comercialización	Distribución y Transporte	Otros	Total
España y Portugal	307	619	2	928
Latinoamérica*	317	202	—	519
Total	624	821	2	1.447

* Las inversiones realizadas en el ejercicio 2014 en Latinoamérica correspondían a las realizadas hasta el 31 de julio de 2014, fecha en que se materializó el traspaso de las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 32.1) al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenedores para la Venta y de Actividades Interumpidas» del Estado de Situación Financiera Consolidada. Las inversiones efectuadas desde el 31 de julio de 2014 hasta la materialización de la operación de desinversión ascendieron a 240 millones de euros.

Las inversiones de generación del ejercicio 2015 se corresponden, en su mayor parte, con inversiones realizadas sobre centrales que ya estaban en funcionamiento a 31 de diciembre de 2014 incluyendo las inversiones realizadas en la Central de Carbón de Litoral por importe de 59 millones de euros (52 millones de euros en el ejercicio 2014) en relación a la Directiva de Emisiones Industriales (DEI), que han conllevado un alargamiento de su vida útil.

Las inversiones de comercialización corresponden principalmente al desarrollo de la actividad relacionada con productos y servicios de valor añadido (PSVA).

Las inversiones de distribución corresponden a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio. Asimismo, incluyen la

inversión en la instalación masiva de contadores inteligentes de telegestión y los sistemas para su operación.

Arrendamiento financiero

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el inmovilizado material recoge 493 millones de euros y 518 millones de euros, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (véase Nota 17.1). Los pagos futuros previstos y su valor actual son los siguientes:

Millones de Euros				
Plazo	Pagos Futuros Previstos		Valor Actual de los Pagos Futuros Previstos	
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Hasta Un Año	52	58	22	27
Entre Uno y Cinco Años	193	195	87	84
Más de Cinco Años	597	641	408	428
Total	842	894	517	539
Intereses	(325)	(355)	Na	Na
Valor Actual de los Pagos Futuros Previstos	517	539	Na	Na

Con carácter general, aquellos contratos en los que se incluye opción de compra, esta coincide con el importe establecido como última cuota.

Los activos objeto de arrendamiento financiero provienen principalmente de ENDESA Generación, S.A.U. y corresponden a un contrato de *rolling* durante 25 años, del que restan 20 años, con Elecgas, S.A. (sociedad participada en un 50% por la propia ENDESA Generación, S.A.U.) por el que Elecgas, S.A. pone a disposición de ENDESA Generación, S.A.U. la totalidad de la capacidad de producción de la planta y se compromete a transformar el gas suministrado en energía eléctrica a cambio de un peaje económico que devenga una tasa del 9,62%.

Arrendamiento operativo

Arrendatario

El Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2015 recoge 29 millones de euros (52 millones de euros en el ejercicio 2014, de los cuales 33 millones de euros correspondían a las Actividades Continuas y 19 millones de euros a las Actividades Interrumpidas), correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de

arrendamiento operativo de activos materiales en explotación (véase Nota 27).

ENDESA tiene arrendado el inmueble en el que se encuentra su sede social. Con fecha de 14 de febrero de 2013 entraron en vigor las nuevas condiciones de renta y duración renegotiadas en ejercicios anteriores, que supusieron prorrogar por 10 años adicionales el contrato existente (2013-2023). Asimismo, ENDESA actúa como arrendatario de diferentes inmuebles en los que se encuentran ubicadas diversas oficinas cuyo vencimiento oscila entre 1 y 12 años.

Por otra parte, ENDESA arrienda determinados equipos técnicos (entre otros, líneas y grupos electrógenos), cuyos contratos tienen una duración aproximada de 2 años y cuya renovación se negocia al vencimiento del contrato.

Los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Millones de Euros		
Plazo	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Hasta un año	25	34
Entre uno y cinco años	78	74
Más de cinco años	66	55
Total	169	163

Medio ambiente

En el ejercicio 2015 las inversiones de ENDESA en actividades para la protección del medio ambiente han sido de 84 millones de euros (113 millones de euros en el ejercicio 2014, de los cuales 60 millones de euros correspondían a Actividades Continuas y 53 millones de euros a Actividades Interrumpidas), siendo la inversión acumulada a 31 de diciembre de 2015 de 1.441 millones de euros (1.369 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Por lo que respecta a los gastos medioambientales, estos han ascendido en el ejercicio 2015 a 99 millones de euros (118 millones de euros en el ejercicio 2014, de los cuales 116 millones de euros correspondían a Actividades Continuas y 2 millones de euros a Actividades Interrumpidas). Del total de estos gastos, 41 millones de euros corresponden a la dotación de amortizaciones de las inversiones antes mencionadas (50 millones de euros en el ejercicio 2014, correspondiendo en su totalidad a Actividades Continuas).

Test deterioro

Como resultado de los test de deterioro efectuados en el ejercicio 2015 se ha dotado una provisión por deterioro por importe de 53 millones de euros (véase Nota 28), correspondiendo:

- > Activos de generación por importe de 46 millones de euros (véase Nota 33.2):
 - Deterioro por importe de 7 millones de euros asociados a estudios relacionados con proyectos en curso correspondientes a diversas centrales de generación eléctrica que no se realizarán conforme al último Plan Industrial aprobado.
 - Deterioro de los estudios de proyecto y otros activos asociados con el desarrollo del proyecto de ampliación de la Central Hidráulica de Moralets (21 millones de euros) como consecuencia de la decisión de abandono del mismo.
 - Deterioro de los costes que se estima no serán recuperados asociados al desarrollo del proyecto para la construcción de la Central Hidroeléctrica de Girabolhos (Portugal) (10 millones de euros) (véanse Notas 8.1 y 27).
 - Deterioro por importe de 8 millones de euros correspondiente a activos de generación no peninsular que se estima no estarán disponibles en el Sistema.

- > Activos de distribución por importe de 7 millones de euros (véase Nota 33.2):

- Deterioro por importe de 7 millones de euros correspondiente a los terrenos recibidos en ejecución de la Sentencia de Josei, S.L. (véase Nota 16.3) como consecuencia de las tasaciones realizadas.

A 31 de diciembre de 2015, el valor recuperable de estos activos es el siguiente:

Millones de Euros	
	2015
Proyectos Centrales de Fuel e Hidráulicas	—
Proyecto Central Hidráulica de Moralets	—
Proyecto Central Hidráulica de Girabolhos	—
Terrenos Josei, S.L.	62
Otros	—
Total	62

La dotación a la provisión por deterioro de las Actividades Continuas del ejercicio 2014 ascendió a 122 millones de euros, correspondiendo fundamentalmente a:

- > Activos de generación por importe de 48 millones de euros (véase Nota 33.2):

- Deterioro por importe de 25 millones de euros derivados de las tasaciones externas de los terrenos en los que se preveía construir centrales de generación eléctrica y que, conforme al Plan Industrial actualizado, no serán destinados a tal fin.
- Deterioro por importe de 15 millones de euros relativo a estudios de ingeniería relacionados con los proyectos de construcción de centrales de generación eléctrica mencionados en el párrafo anterior.
- Deterioro de los estudios de proyecto y otros activos asociados con el desarrollo del proyecto para la construcción de la Central Hidráulica de Girabolhos (Portugal), por importe de 8 millones de euros, como consecuencia de la disminución en los flujos de efectivo futuros derivados de esta inversión (véase Nota 8.1).

- > Activos de distribución por importe de 71 millones de euros (véase Nota 33.2):

- Deterioro de terrenos vinculados con la Sentencia del Tribunal Supremo a favor de Josei, S.L. (véase Nota 16.3) relativa a la demanda de resolución contractual

por la venta de determinados inmuebles como consecuencia de modificaciones en la calificación urbanística de los mismos, cuya tasación de valoración efectuada por un tercero independiente arrojó un deterioro por importe de 65 millones de euros.

- Deterioro de otros terrenos correspondientes a subestaciones cuya motivación de uso se ha visto modificada y para los que, como resultado de las tasaciones externas realizadas, se ha registrado un deterioro por importe de 6 millones de euros.

El valor recuperable de estos activos a 31 de diciembre de 2014 era el siguiente:

Miliones de Euros	2014
Terrenos y otros Activos relacionados con Centrales de Generación Eléctrica	3
Proyecto Central Hidráulica de Grabolhos	8
Terrenos Josel, S.L.	62
Otros Terrenos	3
Total	76

Otra información

Con fecha 28 de mayo de 2014, ENDESA solicitó ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo la autorización para el cierre de la Central Térmica de Foix ubicada en Cubelles (Barcelona). El 10 de marzo de 2015, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha autorizado a ENDESA Generación, S.A.U. el cierre de esta Central Térmica de modo que, durante el ejercicio 2015, se ha dado de baja esta instalación que se encontraba totalmente amortizada, cuyo coste y amortización acumulada ascendían a 272 millones de euros. A 31 de diciembre de 2015 existe una provisión por desmantelamiento registrada en el epígrafe de «Provisiones no Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado por importe de 14 millones de euros (véase Nota 16.3).

Con fecha 12 de noviembre de 2015, la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha autorizado el cierre definitivo del Grupo 2 de la Central Térmica de Compostilla, ubicada en Cubillos del Sil (León) y cuyo coste y amortización acumulada a 31 de diciembre de 2015 ascendían a 58 millones de euros, existiendo a dicha fecha una provisión por desmantelamiento registrada en el epígrafe de «Provisiones no Corrientes» del Estado de Si-

tuación Financiera Consolidado por importe de 10 millones de euros (véase Nota 16.3).

El detalle del inmovilizado material procedente de las principales áreas geográficas donde opera ENDESA es como sigue:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
España	20.363	20.621
Portugal	452	483
Total	20.815	21.104

A 31 de diciembre de 2015 las Sociedades de ENDESA mantenían compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por importe de 606 millones de euros (787 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) que recogen, en su mayor parte, inversiones en generación destinadas al parque de producción de ENDESA, la mayor parte de las cuales se materializarán en los ejercicios 2016 y 2017, e inversiones en distribución destinadas a la extensión o mejora de la red, así como los contadores inteligentes de telegestión, previstas hasta el año 2024.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material correspondientes a Negocios Conjuntos.

A 31 de diciembre de 2015 el importe del inmovilizado material totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 242 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación a terceros.

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 2015 se han reconocido indemnizaciones de compañías de seguros por siniestros por daños materiales por importe de 29 millones de euros (59 millones de euros en el ejercicio 2014, de los cuales 9 millones de euros correspondían a Actividades Continuas y 50 millones de euros a Actividades Interrumpidas).

En cumplimiento de las disposiciones legales en vigor en España y ajustándose a lo dispuesto por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ENDESA tiene asegurados los riesgos a terceros por accidente nuclear que puedan surgir en la explotación de sus centrales hasta 700 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) (aproximadamente, 1.380 millones de euros) 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 eleva la responsabilidad del operador a 1.200 millones de euros permitiendo al operador garantizar tal responsabilidad por varios medios. Esta Norma entrará en vigor cuando, a su vez, lo estén el Protocolo de 12 de febrero de 2004 por el que se modifica el Convenio de Responsabilidad Civil por daños Nucleares (Convenio de París) y el Protocolo de 12 de febrero de 2004, por el que se modifica el Convenio complementario del anterior (Convenio de Bruselas) que, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, quedan pendientes de ratificar por algunos Estados Miembros de la Unión Europea.

7. Inversiones inmobiliarias

La composición y movimientos de las inversiones inmobiliarias durante los ejercicios 2015 y 2014 han sido los siguientes:

Millones de Euros									
	Saldo a 31 de diciembre de 2014	Incorporación/Reducción Sociedades	Inversión	Traspaso de Inmuebles	Bajas por Ventas	Diferencias de Conversión	Otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2015
Inversiones Inmobiliarias en España y Portugal	22	—	—	(1)	—	—	—	—	21
Total	22	—	—	(1)	—	—	—	—	21

Millones de Euros									
	Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Incorporación/Reducción Sociedades*	Inversión	Traspaso de Inmuebles	Bajas por Ventas	Diferencias de Conversión	Otros**	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta (Nota 32.1)	Saldo a 31 de diciembre de 2014
Inversiones Inmobiliarias en España y Portugal	15	11	—	—	—	—	(4)	—	22
Inversiones Inmobiliarias en Latinoamérica	62	—	1	—	(2)	(3)	—	(58)	—
Total	77	11	1	—	(2)	(3)	(4)	(58)	22

* Corresponde a la incorporación en el perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. (véase Nota 2.3.1).

** Incluye la detección de deterioro por importe de 2 millones de euros correspondiente en su totalidad a Actividades Continuas (véase Nota 28).

7.1. Información adicional de inversiones inmobiliarias

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, la totalidad de las inversiones inmobiliarias de ENDESA se encuentran situadas en España.

Como consecuencia de los test de deterioro efectuados en el ejercicio 2014 se dotó una provisión por deterioro de 2 millones de euros correspondiente a Actividades Continuas (véase Nota 28). El valor recuperable de los activos deteriorados a 31 de diciembre de 2014 ascendía a 5 millones de euros.

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2015 de las inversiones inmobiliarias se sitúa en 58 millones de euros (61 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) (véanse Notas 3b y 18.6.2).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, ninguna de las inversiones inmobiliarias se encontraba totalmente amortizada ni existían restricciones para su realización. Los importes registrados como gastos directos en el Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2015 y 2014, relacionados con las inversiones inmobiliarias no son significativos. A 31 de diciembre de 2015 y 2014, ENDESA no mantiene obligaciones contractuales de compra, construcción o desarrollo de inversiones inmobiliarias, ni de reparación, mantenimiento y mejora, excepto por aquellos compromisos de Nueva Marina Real Estate, S.L. relacionados con el desarrollo urbanístico acordado con el Ayuntamiento de Málaga.

ENDESA tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a 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.

8. Activo intangible

El detalle del activo intangible a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es como sigue:

Miles de Euros	31 de diciembre de 2015			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto
Aplicaciones Informáticas	1.230	(870)	—	360
Concesiones	101	(22)	(65)	14
Otros	107	(53)	—	54
Total	1.438	(945)	(65)	428

Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2014			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto
Aplicaciones Informáticas	1.209	(853)	—	356
Concesiones	101	(21)	(67)	13
Otros	66	(47)	—	19
Total	1.376	(921)	(67)	388

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2015 y 2014 han sido los siguientes:

Millones de Euros									
	Saldo a 31 de diciembre de 2014	Incorporación/ Reducción de Sociedades (Nota 5)	Inversiones	Amortización y Pérdidas por Deterioro*	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de Conversión	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2015
Aplicaciones Informáticas	356	—	107	(88)	—	(15)	—	—	360
Concesiones	13	—	—	—	—	1	—	—	14
Otros	19	26	3	(8)	—	14	—	—	54
Total	388	26	110	(96)	—	—	—	—	428

* Incluye una reversión de pérdidas por deterioro por importe de 1 millón de euros (véase Nota 28).

Millones de Euros									
	Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Incorporación/ Reducción de Sociedades	Inversiones	Amortización y Pérdidas por Deterioro*	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de Conversión	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2014
Derechos Emisión Dióxido de Carbono (CO ₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)	193	—	—	49	(261)	19**	—	—	—
Aplicaciones Informáticas	402	—	92	(82)	—	3	—	(59)	356
Concesiones	1.502	—	138	(154)	—	32	141	(1.646)	13
Otros	128	—	15	(11)	—	(15)	2	(100)	19
Total	2.225	—	245	(198)	(261)	39	143	(1.805)	388

* Incluye una dotación de pérdidas netas por deterioro por importe de 32 millones de euros, de la cual, 17 millones de euros corresponde a Actividades Continuas (véase Nota 28) y 15 millones de euros a Actividades Interrumpidas (véase Nota 32.1). La dotación a la amortización del ejercicio 2014 correspondiente a Actividades Continuas y Actividades Interrumpidas fue de 89 millones de euros (véase Nota 28) y 77 millones de euros, respectivamente (véase Nota 32.1).

** Véase Nota 31.2.

8.1. Información adicional de activo intangible

Incorporación / reducción de sociedades

Durante el ejercicio 2015 se ha adquirido el 100% de las participaciones sobre el capital social de las sociedades Madrileña Suministro de Gas, S.L.U. y Madrileña Suministro de

Gas Sur, S.L.U., que posteriormente han sido fusionadas por absorción en ENDESA Energía, S.A.U. y ENDESA Energía XXI, S.L.U., respectivamente (véase Nota 5). Como resultado de dicha operación, a 31 de diciembre de 2015 el activo intangible incluye 26 millones de euros correspondientes a la cartera de clientes adquirida.

Principales inversiones

El detalle de las inversiones en activos intangibles realizadas durante los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros	
	2015
Generación y Comercialización	47
Distribución	37
Otros	26
Total	110

Millones de Euros		2014			
		Generación y Comercialización	Distribución y Transporte	Otros	Total
España y Portugal		39	27	33	99
Latinoamérica*		5	141	—	146
Total		44	168	33	245

* Las inversiones en Latinoamérica corresponden a inversiones de activos intangibles realizadas hasta el 31 de julio de 2014, fecha en que se materializó el traspaso de las Sociedades objeto de la operación de desinversión al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interumpidas» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 32.1). Las inversiones realizadas desde el 31 de julio de 2014 hasta la desinversión del Negocio en Latinoamérica ascendieron a 51 millones de euros.

En el Negocio en España y Portugal las inversiones realizadas en los ejercicios 2015 y 2014 corresponden fundamentalmente a aplicaciones informáticas. En el Negocio en Latinoamérica, las inversiones realizadas en el ejercicio 2014 hasta la fecha de desinversión del Negocio en Latinoamérica incluían, principalmente, las realizadas en la distribución en Brasil ya que, como consecuencia de la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios», dadas las características de la concesión, los activos asociados a las mismas se consideran, en una parte, activos intangibles y, por otra, financieros.

- > Activos de Generación que se estiman no recuperables del proyecto para la construcción de la Central Hidroeléctrica de Girabolhos (Portugal), por importe de 35 millones de euros (véanse Notas 6.1, 27 y 33.2).
- > Activos de Distribución por importe de 31 millones de euros correspondiente a la concesión de Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U., derivado de la disminución en los flujos de efectivo futuros como consecuencia de la menor retribución esperada (véase Nota 33.2).

Test de deterioro

En el ejercicio 2015 se ha registrado una reversión por pérdidas de deterioro por importe de 3 millones de euros (véase Nota 28) que corresponde, fundamentalmente a la reversión por importe de 1 millón de euros de la provisión dotada en ejercicios anteriores sobre la concesión de Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U., como resultado de un aumento en los flujos de efectivos previstos. El valor recuperable de esta concesión a 31 de diciembre de 2015 es de 18 millones de euros.

La dotación a la provisión por deterioro de las Actividades Continuas del ejercicio 2014 ascendió a 17 millones de euros (véase Nota 28), correspondiendo a:

A 31 de diciembre de 2014, el valor recuperable de estos activos era el siguiente:

Millones de Euros	
	2014
Proyecto Central Hidráulica de Girabolhos	—
Concesión Distribuidora Eléctrica Puerto de la Cruz, S.A.U.	17
Total	17

Asimismo, en el ejercicio 2014 se incluye una reversión por pérdidas de deterioro por importe de 49 millones de euros (véase Nota 33.2).

Otra información

El detalle del activo intangible procedente de las principales áreas geográficas donde opera ENDESA es como sigue:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
España	428	388
Portugal	—	—
Total	428	388

A 31 de diciembre de 2015 existen compromisos de adquisición de activos intangibles por importe de 2 millones de euros (3 millones de euros a 31 de diciembre de 2014). Los Negocios Conjuntos no tenían a 31 de diciembre de 2015 y 2014 ningún compromiso de adquisición de activos intangibles.

A 31 de diciembre de 2015 el importe del inmovilizado intangible totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 163 millones de euros.

9. Fondo de comercio

Durante el ejercicio 2014 se produjo la toma de control del 50% adicional de Inversiones GasAtacama Holding Ltda., lo que generó un fondo de comercio por importe de 1 millón de euros (véase Nota 5).

Con fecha 31 de julio de 2014 se traspasó al epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» la totalidad del fondo de comercio por importe de 2.240 millones de euros al corresponder íntegramen-

te a las Sociedades objeto de la desinversión descrita en la Nota 32.1, por lo que a 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existe fondo de comercio.

A continuación se presenta el detalle del fondo de comercio por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) o grupos de ellas a las que está asignado y el movimiento del mismo durante el ejercicio 2014:

Millones de Euros								
	Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Combinaciones de Negocio	Bajas	Pérdidas por Deterioro	Traspasos y otros	Diferencias de Conversión	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 32.1)	Saldo a 31 de diciembre de 2014
Filiales en Chile (Chile)	1.905	—	—	—	—	(86)	(1.819)	—
Companhia Energética do Ceará, S.A. (Brasil)	131	—	—	—	—	11	(142)	—
Ampla Energia e Serviços, S.A. (Brasil)	92	—	—	—	—	7	(99)	—
Edegel, S.A.A. (Perú)	100	—	—	—	—	3	(103)	—
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. (Perú)	49	—	—	—	—	2	(51)	—
Hidroeléctrica El Chocón, S.A. (Argentina)	9	—	—	—	—	(2)	(7)	—
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (Chile)	—	1	—	—	—	1	(2)	—
Otros	16	—	—	—	—	1	(17)	—
Total	2.302	1	—	—	—	(63)	(2.240)	—

10. Inversiones contabilizadas por el método de participación y sociedades de Operación Conjunta

10.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

El detalle de las inversiones contabilizadas por el método de participación a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es como sigue:

Los créditos y avales concedidos a las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos a 31 de diciembre de 2015 y 2014 así como las transacciones realizadas con las mismas durante los ejercicios 2015 y 2014 se detallan en la Notas 18.1.1 y 34.2.

A continuación se presenta un detalle de las principales Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos de ENDESA contabilizados por el método de participación y sus movimientos durante los ejercicios 2015 y 2014:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Sociedades Asociadas	903	888
Negocios Conjuntos	184	216
Total	1.087	1.104

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2014	Incorporación/ Salida de Sociedades	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de Participación	Dividendos	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Manteneridos para la Venta (Nota 22.2)	Saldo a 31 de diciembre de 2015
Sociedades Asociadas	888	—	—	—	12	—	—	8	(5)	903
Enel Green Power España, S.L. (EGPE)	852	—	—	—	10	—	—	8	—	870
Tecnatom, S.A.	31	—	—	—	2	—	—	—	—	33
Elcogas, S.A.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras	5	—	—	—	—	—	—	—	(5)	—
Negocios Conjuntos	216	—	24	—	(27)	(16)	—	28	(41)	184
Enel Insurance, N.V.	99	—	—	—	5	—	—	—	(41)	63
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	60	—	—	—	8	(6)	—	—	—	62
Nuclenor, S.A.	—	—	24	—	(58)	—	—	34	—	—
Otras	57	—	—	—	18	(10)	—	(6)	—	59
Total	1.104	—	24	—	(15)	(16)	—	36	(46)	1.087

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re- expresado)	Incorpo- ración/ Salida de Sociedades	Inv- ersiones o Aumentos	Desinv- ersiones o Redu- cciones	Resultado por el Método de Participa- ción*	Dividen- dos	Diferen- cias de Conver- sión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 32.1)	Saldo a 31 de diciembre de 2014
Sociedades Asociadas	880	—	—	—	(11)	(12)	—	47	(16)	888
Enel Green Power España, S.L. (EGPE)	825	—	—	—	30	—	—	(3)	—	852
Tecnatom, S.A.	30	—	—	—	1	—	—	—	—	31
Elcogas, S.A.	—	—	—	—	(51)	—	—	51	—	—
Otras	25	—	—	—	9	(12)	—	(1)	(16)	5
Negocios Conjuntos	528	(179)	38	—	(20)	(16)	1	17	(153)	216
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	171	(179)	—	—	4	—	4	—	—	—
Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.	96	—	4	—	(1)	—	(5)	—	(94)	—
Enel Insurance, N.V.	90	—	—	—	9	—	—	—	—	99
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A.	58	—	—	—	6	(4)	—	—	—	60
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P.	45	—	—	—	2	—	3	—	(50)	—
Nuclenor, S.A.	12	—	34	—	(56)	—	—	10	—	—
Otras	56	—	—	—	16	(12)	(1)	7	(9)	57
Total	1.408	(179)	38	—	(31)	(28)	1	64	(169)	1.104

* El resultado por el método de participación corresponde a Actividades Continuas por importe de 44 millones de euros, negativos, y a Actividades Interrumpidas por importe de 13 millones de euros, positivos (véase Nota 32.1).

Sociedades Asociadas

A continuación se presenta la información a 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los Estados Financieros de las principales Sociedades Asociadas que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados:

Miliones de Euros

	Sociedades Asociadas					
	Enel Green Power España, S.L. (EGPE)		Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.	
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Activo No Corriente	2.257	3.087	77	72	3	9
Activo Corriente	933	215	69	63	63	101
Efectivo y Otros Medios Líquidos Equivalentes	47	74	5	2	19	21
Otros Activos Corrientes	886	141	64	61	34	80
Total Activo	3.190	3.302	146	135	56	110
Patrimonio Neto	1.924	1.662	72	67	(101)	(34)
Pasivo no Corriente	1.008	1.373	28	26	129	2
Deuda Financiera no Corriente	717	1.028	26	23	129	—
Otros Pasivos no Corrientes	291	345	2	3	—	2
Pasivo Corriente	258	267	46	42	28	142
Deuda Financiera Corriente	100	63	8	8	—	129
Otros Pasivos Corrientes	158	204	38	34	28	13
Total Patrimonio Neto y Pasivo	3.190	3.302	146	135	56	110

Millones de Euros

	Sociedades Asociadas					
	Enel Green Power España, S.L. (EGPE)		Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Ingresos	607	335	104	97	58	124
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(166)	(160)	(8)	(7)	—	(42)
Ingreso Financiero	17	23	1	—	—	—
Gasto Financiero	(81)	(65)	1	(1)	—	(2)
Resultados Antes de Impuestos	254	43	6	2	(65)	(24)
Impuesto sobre Sociedades	2	44	(1)	—	—	—
Resultado del Ejercicio Actividades Continuas	256	87	5	2	(65)	(24)
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Intermumpidas	—	—	—	—	—	—
Otro Resultado Global	21	(7)	—	—	—	—
Resultado Global Total	287	80	5	2	(65)	(24)

Los datos patrimoniales de las Sociedades Asociadas en los ejercicios 2015 y 2014 corresponden a la información de las sociedades individuales, a excepción de Enel Green Power España, S.L. (EGPE) y Tecnatom, S.A. que corresponden a sus Estados Financieros Consolidados.

Enel Green Power España, S.L. (EGPE)

ENDESA mantiene una participación del 40% en Enel Green Power España, S.L. (EGPE), cuyo negocio es la producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables en España y Portugal.

La conciliación del valor contable de la participación en Enel Green Power España, S.L. (EGPE) con la información financiera de esta sociedad, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	1.816	1.540
Participación sobre el Patrimonio Neto (40%)	726	616
Fondo de Comercio	144	236
Valor Contable de la Participación	870	852

Millones de Euros

	2015	2014
Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante	254	75
Participación sobre el Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante (40%)	102	30
Fondo de Comercio	(92)	—
Resultado Neto en Sociedades por el Método de Participación (40%)	10	30

En el ejercicio 2015 Enel Green Power España, S.L. (EGPE) ha materializado la desinversión de su negocio en Portugal mediante la venta de su participación en el capital social de Finerge Gestão de Projectos Energéticos, S.A. (Portugal) a First State Wind Energy Investments, S.A., lo que ha supuesto la minoración del valor del fondo de comercio registrado dentro del valor contable de dicha participación en 92 millones de euros.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen los Administradores de ENDESA, las previsiones de los flujos de caja de Enel Green Power España, S.L. (EGPE) permiten recuperar el valor registrado por esta participación. Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor recuperable de Enel Green Power España, S.L. (EGPE) son similares a las descritas en la Nota 3.e.2.

Elcogas, S.A.

Elcogas, S.A., sociedad productora de energía eléctrica mediante gasificación del carbón en la que ENDESA, S.A. participa en un 40,99%, ante la situación de inviabilidad económica tras la finalización de la aplicación de las medidas contempladas en el Real Decreto sobre el procedimiento de resolución de Restricciones por Garantía de Suministro, decidió cesar sus actividades a 31 de diciembre de 2014. Con tal motivo, la sociedad presentó con fecha 1 de julio de 2014 la solicitud de autorización de cierre ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. No obstante, y ante el anuncio de la inminente aprobación de un Plan específico para el carbón nacional, el Consejo de Administración de Elcogas, S.A., solicitó con fecha 13 de enero de 2015, una suspensión temporal de la solicitud de cierre, para poder valorar la viabilidad

de la sociedad bajo el nuevo Plan, decisión que fue ratificada por la Junta General de Accionistas el 4 de febrero de 2015.

Con fecha 18 de septiembre de 2015 se publicó en el *Boletín Oficial del Estado* (BOE) la Resolución de 31 de julio de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo por la que se autoriza a Elcogas, S.A. el cierre de la central termoeléctrica de gasificación integrada en ciclo combinado de 320 MW en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real) contemplando para ello un plazo de 3 meses a partir de la fecha de dicha Resolución. Igualmente, el plazo en el que Elcogas, S.A. deberá proceder al desmantelamiento parcial de la central es de 4 años contados a partir de la fecha de dicha Resolución. Con fecha 30 de octubre de 2015, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo aprobó una Resolución por la que se concedía, de forma extraordinaria y por una única vez, una prórroga de 3 meses del plazo otorgado para el cierre hasta el próximo 31 de enero de 2016 para que la empresa presentara un Plan de Viabilidad.

Con fecha 21 de diciembre de 2015 el Consejo de Administración de Elcogas, S.A. aprobó un Plan de Viabilidad que fue

entregado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y que incluía la condiciones mínimas para hacer viable la sociedad. El 18 de enero de 2016 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo rechazó el plan propuesto de modo que, dada la ausencia de un Plan de Viabilidad, el Consejo de Administración de Elcogas, S.A. de fecha 21 de enero de 2016 acordó proceder con la desconexión y cierre de la planta en el plazo máximo fijado.

El Patrimonio Neto negativo de Elcogas, S.A. está cubierto por la provisión de 55 millones de euros registrada en el epígrafe «Provisiones no Corrientes» del pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2015 (55 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 16.3).

Negocios Conjuntos

A continuación se presenta la información a 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los Estados Financieros de los principales Negocios Conjuntos que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados:

	Negocios Conjuntos					
	Enel Insurance, N.V.		Tejo Energía - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica S.A.		Nuclenor, S.A.	
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Activo No Corriente	111	199	326	378	69	74
Activo Corriente	516	364	140	140	79	99
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	327	155	102	96	1	1
Otros Activos Corrientes	189	209	38	44	78	98
Total Activo	627	563	466	518	148	173
Patrimonio Neto	207	197	162	156	(19)	(21)
Pasivo no Corriente	293	243	214	261	98	108
Deuda Financiera no Corriente	—	—	198	242	—	—
Otros Pasivos no Corrientes	293	243	16	19	98	108
Pasivo Corriente	127	123	90	101	69	86
Deuda Financiera Corriente	—	—	44	51	—	—
Otros Pasivos Corrientes	127	123	46	50	69	86
Total Patrimonio Neto y Pasivo	627	563	466	518	148	173

Millones de Euros

	Negocios Conjuntos					
	Enel Insurance, N.V.		Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Elétrica S.A.		Nucenor, S.A.	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Ingresos	131	131	221	195	8	25
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	—	—	(53)	(53)	(3)	(3)
Ingreso Financiero	22	24	—	—	—	5
Gasto Financiero	(1)	—	(2)	(3)	(2)	(2)
Resultados antes de Impuestos	13	24	29	22	(42)	(112)
Impuesto sobre Sociedades	(3)	(6)	(8)	(6)	(4)	—
Resultado del ejercicio Actividades Continuas	10	18	21	16	(46)	(112)
Resultado después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—	—
Otro Resultado Global	—	—	—	—	—	—
Resultado Global Total	10	18	21	16	(46)	(112)

Los datos patrimoniales de los Negocios Conjuntos en los ejercicios 2015 y 2014 corresponden a la información de las sociedades individuales, a excepción de Enel Insurance, N.V. que corresponden a sus Estados Financieros Consolidados.

Nucenor, S.A.

La actividad principal de Nucenor, S.A. consiste en la explotación de la Central Nuclear de su propiedad ubicada en Santa María de Garoña cuya licencia de operación expiró el 6 de julio de 2013. Por tanto, Santa María de Garoña, principal activo de Nucenor, S.A., no ha estado en operación en los ejercicios 2015 y 2014 y se encuentra en situación de cese de explotación, y, en consecuencia, en fase de predesmantelamiento cuya duración estimada es de aproximadamente 3 años.

Al amparo de los efectos del Real Decreto 102/2014, de 21 de febrero, para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, que facultaba a Nucenor, S.A. para solicitar con anterioridad al 6 de julio de 2014 la ampliación de la licencia de operación de Santa María de Garoña por un periodo indeterminado de tiempo, la sociedad ha estado dando los pasos necesarios encaminados a la obtención de una nueva licencia de operación. A tal efecto, con fecha 27 de mayo de 2014 Nucenor, S.A. presentó ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo la documentación necesaria para la obtención de la renovación de la licencia de operación que abarcaría hasta el ejercicio 2031, y, con fecha 2 de junio de 2014, dicho Ministerio de Industria, Energía y Turismo solicitó al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) el informe preceptivo para la concesión de la renovación quien, a su vez, con fecha 30 de julio de 2014,

envió a Nucenor, S.A. la Instrucción Técnica Complementaria ITC/14/01 en la que se identificaba documentación y, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas está a la espera de que dicho Organismo se pronuncie sobre la documentación aportada para, en su caso, evaluar las condiciones impuestas en relación a la licencia de operación a conceder.

El epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2015 incluye un impacto negativo de 58 millones de euros (56 millones de euros en 2014) correspondiente a su participación en el 50% de Nucenor, S.A. por el reconocimiento de una provisión para cubrir el sobrecoste estimado en que va a incurrir la compañía por el plazo adicional en la emisión del informe preceptivo del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) respecto de la solicitud mencionada en los párrafos anteriores. El impacto negativo del ejercicio 2015 incluye 24 millones de euros correspondientes al valor de la aportación de fondos efectuada durante el ejercicio 2015, y 34 millones de euros restantes se destinaron a registrar una provisión en el epígrafe «Provisiones no Corrientes» del pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2015 para cubrir la parte del Patrimonio Neto negativo de Nucenor, S.A. que corresponde a la participación de ENDESA (véase Nota 16.3).

Resto de Sociedades

A continuación se desglosa la información a 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los Estados Financieros, en términos agregados, de las participaciones en Sociedades Asociadas

o Negocios Conjuntos, individualmente no relevantes en las que ENDESA ejerce una influencia significativa que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos	
	2015	2014	2015	2014
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuas	(3)	—	45	40
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—	—	—
Otro Resultado Global	—	—	14	(53)
Resultado Global Total	(3)	—	59	(13)

La relación completa de las sociedades participadas en las que ENDESA ejerce una influencia significativa se incluye en el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas. Dichas sociedades no tienen precios de cotización públicos.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, ENDESA no mantiene pasivos contingentes relacionados con Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos por importe significativo.

10.2. Sociedades de Operación Conjunta

A continuación se presenta la información a 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los Estados Financieros de las principales sociedades de Operación Conjunta que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros	Operación Conjunta	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellòs II, A.I.E.	
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Activo no Corriente	88	75
Activo Corriente	122	203
Efectivo y otros Medios Liquidos Equivalentes	—	—
Otros Activos Corrientes	122	203
Total Activo	210	278
Patrimonio Neto	14	10
Pasivo no Corriente	104	143
Deuda Financiera no Corriente	—	—
Otros Pasivos no Corrientes	104	143
Pasivo Corriente	92	125
Deuda Financiera Corriente	—	—
Otros Pasivos Corrientes	92	125
Total Patrimonio Neto y Pasivo	210	278

Miliones de Euros

	Operaciones Conjuntas	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	
	2015	2014
Ingresos	234	305
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	—	—
Ingreso Financiero	—	—
Gasto Financiero	(3)	(2)
Resultados Antes de Impuestos	(30)	48
Impuesto sobre Sociedades	—	—
Resultado del Ejercicio Actividades Continuas	(30)	48
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interumpidas	—	—
Otro Resultado Global	34	—
Resultado Global Total	4	48

El detalle de los flujos de efectivo generados por las sociedades de Operación Conjunta durante los ejercicios 2015 y 2014 se detalla a continuación:

Miliones de Euros

	2015	2014
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	25	14
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(25)	(9)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	—	(5)

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 ENDESA no ha incurrido en ningún pasivo contingente significativo.

11. Existencias

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Materias Energéticas	762	876
Carbón	278	340
Combustible Nuclear	336	334
Fuel	71	92
Gas	77	110
Otras Existencias	125	139
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)*	379	239
Corrección de Valor	(4)	(7)
Total	1.262	1.247

* Véase Nota 3.2.

11.1. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)

En los ejercicios 2015 y 2014 se ha efectuado la redención de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) de 2014 y 2013, que han supuesto una baja por importe de 197 millones de euros y 149 millones de euros, respectivamente (31,3 millones de toneladas y 28,4 millones de toneladas, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2015, la provisión por derechos a entregar para cubrir las emisiones de dióxido de carbono

(CO₂) incluida en el pasivo corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado es igual a 240 millones de euros (197 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 23).

A 31 de diciembre de 2015, el importe de los compromisos totales para la adquisición de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs) asciende a 67 millones de euros (92 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) de acuerdo con los precios comprometidos, en el caso de que la totalidad de los correspondientes proyectos finalizaran con éxito.

Durante el ejercicio 2015 ENDESA se ha acogido al proceso de intercambio establecido en el Reglamento (UE) n.º 389/2013 artículos 58-61 habiendo intercambiado 25 millones de toneladas de Emission Reduction Units (ERUs) y Certified Emission Reductions (CERs) por la misma cantidad de toneladas de European Union Allowances (EUAs). Con posterioridad a este intercambio, con fecha 17 de diciembre de 2015 se materializó una venta *forward* de los European Union Allowances (EUAs) recibidos habiéndose generado un resultado positivo de 184 millones de euros registrado en el epígrafe «Otros Ingresos de Explotación» (véase Nota 24.2) del Estado del Resultado Consolidado del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2015.

11.2. Compromisos de adquisición de existencias

El importe de los compromisos de compra de materias energéticas a 31 de diciembre de 2015 es de 26.411 millones de euros (27.870 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), de los que una parte de los mismos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas *take or pay*.

A 31 de diciembre de 2015 el detalle de dichos compromisos de compra es como sigue:

	Compromisos Futuros de Compra				
	Combustible Nuclear	Fuel	Gas	Otros	Total
2016-2020	503	345	9.222	238	10.308
2021-2025	43	—	9.423	—	9.466
2026-2030	—	—	6.636	1	6.637
2031-Resto	—	—	—	—	—
Total	546	345	25.281	239	26.411

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 ningún importe corresponde a sociedades de Negocios Conjuntos.

En el ejercicio 2014 ENDESA firmó 2 contratos con Corpus Christi Liquefaction, LLC para la compra de gas natural licuado (GNL) a partir del ejercicio 2019 por un total de 3 bcm/año cuya entrada en vigor estaba sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas que, a 31 de diciembre de 2015, ya se han materializado. ENDESA ha firmado sendos acuerdos con Enel Trade, S.p.A. y con ENDESA Energía, S.A.U. por los cuales cederá a estas últimas 1 bcm/año y 2 bcm/año, respectivamente, del gas adquirido conforme a dicho contrato en iguales términos y condiciones a los suscritos con Corpus Christi Liquefaction, LLC. Enel, S.p.A. ha prestado una garantía a favor de ENDESA por importe de 137 millones de dólares estadounidenses (USD) (aproximadamente 126 millones de euros) para el cumplimiento de dicho contrato (véase Nota 34.1.2). La cifra de compromisos de adquisición de existencias a 31 de diciembre de 2015 y 2014 mencionada anteriormente incluye el compromiso de adquisición de gas por estos contratos.

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.

11.3. Otra información

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 ENDESA no tiene existencias por importe significativo pignoradas en garantía de cumplimiento de deudas.

ENDESA tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetas las existencias, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidas.

12. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Instrumentos Financieros	18	2.571	2.726
Cientes por Ventas y Prestaciones de Servicios		2.662	2.574
Cientes por Ventas de Electricidad		2.000	1.808
Cientes por Ventas de Gas		248	287
Cientes por otras Operaciones		386	391
Cientes Empresas del Grupo y Asociadas	34.1.3 y 34.2	28	28
Derivados no Financieros	16.3	177	292
Derivados no Financieros por Operaciones con Terceros		38	141
Derivados no Financieros por Operaciones con Empresas del Grupo y Asociadas	34.1.3	139	151
Otros Deudores		243	203
Otros Deudores Terceros		199	164
Otros Deudores Empresas del Grupo y Asociadas	34.1.3	44	39
Corrección de Valor		(411)	(343)
Cientes por Ventas y Prestaciones de Servicios		(407)	(338)
Otros Deudores		(4)	(5)
Activos por Impuestos		306	345
Impuesto sobre Sociedades Corriente		210	291
Hacienda Pública Deudora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		33	39
Otros Impuestos		63	15
Total		2.977	3.071

Los saldos incluidos en este epígrafe, con carácter general, no devengan intereses.

El periodo medio de cobro a clientes es de 31 días en el ejercicio 2015 y 29 días en el ejercicio 2014 por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

Durante los ejercicios 2015 y 2014 se han realizado operaciones de *factoring* cuyos importes no vencidos, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, ascienden a 503 millones de euros y 648 millones de euros, respectivamente, que han sido dados de baja del Estado de Situación Financiera Consolidado. Dichas operaciones han tenido un coste de 23 millones de euros y 31 millones de euros, respectivamente, registrado en el epígrafe «Resultado en Ventas de Activos» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 30).

No existen restricciones a la disposición de este tipo de derechos de cobro por importe significativo.

No existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de ENDESA.

El movimiento del epígrafe «Corrección de Valor» durante los ejercicios 2015 y 2014 se muestra a continuación:

Millones de Euros			
	Notas	2015	2014
Saldo Inicial		343	560
Dotaciones*	18.4.1, 28 y 33.2	134	151
Aplicaciones		(99)	(137)
Trasposos a Activos no Corrientes Mantendidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	32.1	—	(240)
Trasposos y otros		33	9
Saldo Final		411	343

* Las dotaciones del ejercicio 2014 correspondientes a Actividades Continuas han sido de 127 millones de euros (véase Nota 28) y a Actividades Interrumpidas 24 millones de euros (véase Nota 32.1).

La práctica totalidad del importe de corrección de valor corresponde a clientes por ventas de energía.

13. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros			
	Nota	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Efectivo en Caja y Bancos		344	390
Otros Equivalentes de Efectivo		2	258
Total	18	346	648

El detalle de este epígrafe por tipo de moneda a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros			
Moneda		31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Euro		341	613
Dólar Estadounidense (USD)		3	34
Otras Monedas		2	1
Total		346	648

Las inversiones de tesorería a corto vencen en un plazo inferior a 3 meses desde su fecha de contratación y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones. No existen restricciones por importes significativos a la disposición de efectivo.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el detalle de las colocaciones en deuda soberana que se incluyen en «Otros Equivalentes de Efectivo» es el siguiente:

Millones de Euros			
País		31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
España		—	135
Total		—	135

14. Patrimonio neto

La composición del patrimonio neto de ENDESA a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Milones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Total Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	14.1	9.036	8.576
Capital Social	14.1.1	1.271	1.271
Prima de Emisión	14.1.2	89	89
Reserva Legal	14.1.3	254	254
Reserva de Revalorización	14.1.4	404	404
Otras Reservas	14.1.5	106	106
Ajustes por Cambio de Valor		(120)	(74)
Reserva por Revaluación de Activos y Pasivos	14.1.6	(120)	(74)
Reserva por Pérdidas y Ganancias Actuariales	14.1.7	(584)	(830)
Beneficio Retenido	14.1.8	8.040	14.111
Dividendo a Cuenta	14.1.9	(424)	(6.755)
Total Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios	14.2	3	(1)
Total Patrimonio Neto		9.039	8.575

14.1. Patrimonio neto: de la Sociedad Dominante

14.1.1. Capital social

A 31 de diciembre de 2015 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 2015 y 2014.

El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. celebrado el 15 de diciembre de 2014 acordó la exclusión de cotización de ENDESA, S.A. en la bolsa chilena y, con fecha 24 de diciembre de 2014, los títulos de ENDESA, S.A. de-

jaron de negociarse en la Bolsa «Off-Shore» de Santiago de Chile.

Enel Iberoamérica, S.L.U. efectuó una Oferta Pública de Venta (OPV) de acciones de ENDESA, S.A. que fue inscrita en el registro oficial de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) con fecha 6 de noviembre de 2014 y que culminó con fecha 25 de noviembre de 2014. El número de acciones ofertadas ascendió a 232.070.000 acciones, representando el 21,92% del capital social de ENDESA, S.A. a un precio por acción de 13,50 euros.

En virtud de la opción emitida a favor del Tramo Minorista que acudió a dicha Oferta Pública de Venta de Acciones (OPV) por la cual se le concedía el derecho a recibir una acción adicional por cada 40 acciones que hubiesen adquirido en la Oferta Pública de Venta (OPV), siempre que mantuviesen las acciones adquiridas durante un plazo mínimo de 12 meses a contar desde la fecha de liquidación de la Oferta Pública de Venta (OPV), el porcentaje sobre el capital social de ENDESA, S.A. que el Grupo Enel posee, a través de

Enel Iberoamérica, S.L.U., ha pasado del 70,144% a 31 de diciembre de 2014 al 70,101% a 31 de diciembre de 2015. A esas mismas fechas, ningún otro accionista ostentaba acciones que representasen más del 10% del capital social de ENDESA, S.A.

14.1.2. 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 2015, 55 millones de euros tenían carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (50 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Durante el ejercicio 2014 se produjo el reparto de un dividendo extraordinario mediante distribución de prima de emisión de ENDESA, S.A. por importe de 1.287,3 millones de euros (véase Nota 14.1.9).

14.1.3. 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 esta alcance, al menos, el 20% del capital social.

La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que excede del 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva solo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

El 21 de octubre de 2014, la Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A. acordó el traspaso a beneficio retenido de 30,9 millones de euros (véase Nota 14.1.8).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, la Sociedad Dominante tenía dotada esta reserva por el límite mínimo que establece la citada ley.

14.1.4. 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.

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 siempre que, en este último caso, 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.

El 21 de octubre de 2014, la Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A. acordó el traspaso a beneficio retenido de 1.310 millones de euros (véase Nota 14.1.8).

14.1.5. Otras reservas

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 incluye 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.

14.1.6. Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados

El movimiento producido en esta reserva por las entidades valoradas por el método de participación y los derivados y operaciones de financiación designados como de cobertura de flujos de caja y sus aplicaciones a resultados es el siguiente:

Milones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2014	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2015
Cobertura de Flujos de Caja	18.3	21	64	(147)	—	(62)
Derivados de Tipo de Interés		(29)	—	—	—	(29)
Derivados de Tipo de Cambio		34	51	(81)	—	4
Derivados de «Commodities»		16	13	(66)	—	(37)
Entidades Valoradas por el Método de Participación		(67)	1	15	—	(51)
Otros Ajustes por Cambio de Valor		1	—	—	—	1
Efecto Fiscal		(29)	(20)	41	—	(8)
Total		(74)	45	(91)	—	(120)

Milones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2014
Cobertura de Flujos de Caja	18.3	(34)	46	9	—	21
Derivados de Tipo de Interés		(39)	(14)	24	—	(29)
Derivados de Tipo de Cambio		(7)	24	17	—	34
Derivados de «Commodities»		12	36	(32)	—	16
Entidades Valoradas por el Método de Participación		(34)	(27)	(6)	—	(67)
Otros Ajustes por Cambio de Valor		—	—	—	1	1
Efecto Fiscal		(16)	(12)	(1)	—	(29)
Total		(84)	7	2	1	(74)

14.1.7. Reserva por pérdidas y ganancias actuariales

Los importes reconocidos en esta reserva se derivan de las pérdidas y ganancias actuariales reconocidas en patrimonio (véase Nota 16.1).

14.1.8. Beneficio retenido

El detalle de las reservas de la Sociedad a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Reservas Voluntarias	703	703
Reserva de Fusión	667	667
Otras Reservas de Libre Disposición	36	36
Otro Beneficio Retenido	7.337	13.408
Total	8.040	14.111

La reserva de fusión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad y su saldo, a 31 de diciembre de 2015, es de 667 millones de euros, de los que 117 millones de euros están afectos a restricción en la medida en que están sujetos a determinados beneficios fiscales (667 millones de euros y 125 millones de euros restringidos, respectivamente, a 31 de diciembre de 2014).

El 21 de octubre de 2014, la Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A. acordó el traspaso a reservas voluntarias de 30,9 millones de euros procedentes de la reserva legal (véase Nota 14.1.3) y 1.310 millones de euros procedentes de la reserva de revalorización (véase Nota 14.1.4).

Asimismo, durante el ejercicio 2014 se produjo el reparto de un dividendo extraordinario mediante distribución de reservas voluntarias de ENDESA, S.A. por importe de 8.252,9 millones de euros (véase Nota 14.1.9).

14.1.9. Dividendos

Ejercicio 2015

El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. en su reunión celebrada el 21 de diciembre de 2015, acordó distribuir a sus accionistas un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2015 por un importe bruto de 0,40 euros por acción cuyo pago, que ha supuesto un desembolso de 424 millones de euros, se hizo efectivo el pasado 4 de enero de 2016. Dicho dividendo a cuenta figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2015.

Ejercicio 2014

La Junta General Extraordinaria de Accionistas de ENDESA, S.A. en sesión celebrada el día 21 de octubre de 2014 aprobó el reparto de un dividendo extraordinario a los Accionistas contra reservas por el mismo valor que el precio acordado en la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1). Dicho dividendo extraordinario por importe de 7.795 euros brutos por acción, lo que supone un importe total de 8.252,9 millones de euros, fue abonado el 29 de octubre de 2014, con cargo a las siguientes reservas de ENDESA, S.A.:

Millones de Euros		
	Notas	
Prima de Emisión	14.1.2	1.287,3
Con Origen en Capital y Prima de Emisión		612,3
Con Origen en Reservas Libres		675,0
Reservas Voluntarias		6.965,6
Remanente		3.154,3
Reserva de Fusión		1.383,4
Con Origen en Capital y Prima de Emisión		516,1
Con Origen en Reservas Libres		867,3
Otras Reservas de Libre Disposición		2.427,9
Reservas Voluntarias		2.227,0
Reserva Real Decreto 1514/2007 de 16 de noviembre		200,9
Total		8.252,9

Adicionalmente, el Consejo de Administración de ENDESA, S.A., en sesiones celebradas el día 7 de octubre de 2014 y el 15 de diciembre de 2014, acordó el reparto de dos dividendos a cuenta del resultado del ejercicio 2014, de 6 euros brutos por acción y 0,38 euros brutos por acción, respectivamente, lo que supone un importe total de 6.754,8 millones de euros y figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2014. Dichos dividendos a cuenta fueron abonados con fecha 29 de octubre de 2014 y 2 de enero de 2015, respectivamente.

La Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A. celebrada el 27 de abril de 2015 acordó que el dividendo total del ejercicio 2014 fuera igual a 6,76 euros por acción, lo que representa un importe igual a 7.157 millones de euros. La diferencia entre el dividendo total aprobado por la Junta General de Accionistas y los dividendos a cuenta pagados previamente y descritos en el párrafo anterior por importe de 6.754,8 millones de euros (6,38 euros brutos por acción) suponen 402 millones de euros que fueron pagados con fecha 1 de julio de 2015.

14.1.10. Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado

La composición a 31 de diciembre de 2015 y 2014, así como el movimiento de las Pérdidas y Ganancias reconocidas directamente en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado durante los ejercicios 2015 y 2014 es como sigue:

Millones de Euros											
Notas	31 de diciembre de 2014			Variaciones del Ejercicio 2015					31 de diciembre de 2015		
	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Ingresos y Gastos Imputados Directamente en el Patrimonio Neto	Traspasos al Estado del Resultado y/o Inversiones	Efecto Impositivo	Variación de Perímetro	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios
Partidas que pueden ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado	(75)	(75)	—	65	(132)	21	—	—	(120)	(120)	—
Por Valoración de Instrumentos Financieros	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponibles para la Venta	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros Ingresos/(Gastos)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja 14.1.6	(6)	(6)	—	64	(147)	21	—	—	(70)	(70)	—
Diferencias de Conversión	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Entidades Valoradas por el Método de Participación 14.1.6	(67)	(67)	—	1	15	—	—	—	(50)	(50)	—
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Partidas que No van a ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado	(830)	(830)	—	319	—	(73)	—	—	(584)	(584)	—
Por Ganancias y Pérdidas Actuales y Otros Ajustes 16.1	(830)	(830)	—	319	—	(73)	—	—	(584)	(584)	—
Total	(905)	(905)	—	384	(132)	(52)	—	—	(704)	(704)	—

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)			Variaciones del Ejercicio 2014				31 de diciembre de 2014			
		Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Ingresos y Gastos Imputados Directamente en el Patrimonio Neto	Traspasos al Estado del Resultado y/o Inversiones	Efecto Impositivo	Variación de Patrimonio	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios
Partidas que pueden ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado		(651)	(294)	(357)	64	232	9	—	271	(75)	(75)	—
Por Valoración de Instrumentos Financieros		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponibles para la Venta		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros Ingresos/(Gastos)		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja	14.1.6	263	(50)	313	(44)	(1)	9	—	(235)	(8)	(8)	—
Diferencias de Conversión		(880)	(210)	(670)	121	239	—	—	520	—	—	—
Entidades Valoradas por el Método de Participación	14.1.6	(34)	(34)	—	(13)	(6)	—	—	(14)	(67)	(67)	—
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Partidas que No van a ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado		(554)	(507)	(47)	(409)	—	78	—	55	(830)	(830)	—
Por Garantías y Pérdidas Actuariales y Otros Ajustes	16.1	(554)	(507)	(47)	(409)	—	78	—	55	(830)	(830)	—
Total		(1.205)	(801)	(404)	(345)	232	87	—	326	(905)	(905)	—

14.1.11. Gestión del capital

La gestión del capital de ENDESA está enfocada a mantener una estructura financiera sólida que optimice el coste de capital y la disponibilidad de los recursos financieros, asegurando la continuidad del negocio a largo plazo. Esta política de prudencia financiera permite mantener una adecuada creación de valor para el accionista a la vez que asegura la liquidez y la solvencia de ENDESA.

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran como indicador de seguimiento de la situación financiera el nivel de apalancamiento consolidado, cuyo dato a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	Apalancamiento	
		31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Deuda Financiera Neta		4.323	5.420
Deuda Financiera no Corriente	17.1	4.680	6.083
Deuda Financiera Corriente	17.1	—	1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	(346)	(648)
Derivados Registrados en Activos Financieros	18.3	(11)	(16)
Patrimonio Neto	14	9.036	8.575
De la Sociedad Dominante		9.036	8.576
De los Intereses Minoritarios		3	(1)
Apalancamiento (%)*		47,83	63,21

* Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

ENDESA mantiene criterios de prudencia similares a los aplicados hasta ahora 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 reciente mejora del entorno económico, junto con la estabilización de la regulación eléctrica y la implantación de un plan industrial focalizado en la rentabilidad, han permitido a la Sociedad proponer una política de dividendos que procure que los accionistas obtengan el máximo retorno posible por su inversión sin que ello comprometa su sostenibilidad y posibilidades de crecimiento a largo plazo.

Los Administradores de la Sociedad consideran que el apalancamiento alcanzado permite optimizar el coste de capital manteniendo un elevado nivel de solvencia. Por ello, 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 que permita conseguir el objetivo de la gestión de capital mencionado anteriormente.

En el ejercicio 2014 se distribuyó un dividendo extraordinario contra reservas que fue atendido con los fondos obtenidos en la operación de desinversión en Latinoamérica por importe de 8.253 millones de euros (véase Nota 32.1). Además, en el ejercicio 2014 se distribuyó un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 por importe total de 6.353 millones de euros (véase Nota 14.1.9) cuyo pago fue atendido con las operaciones de financiación suscritas con Enel Finance International, N.V. por importe de 5.500 millones de euros (véase Nota 17.2) y fondos procedentes de la propia liquidez de la Sociedad. Finalmente, en el ejercicio 2015 se ha procedido a la distribución de sendos dividendos, a cuenta y complementario del ejercicio 2014 por un importe total de 805 millones de euros sin que ello afectase de forma negativa al ratio de la Deuda Financiera Neta con respecto al Patrimonio Neto de la Sociedad (véase Nota 14.1.9).

A continuación se muestran 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 2015 y 2014, los cuales corresponden a niveles de «investment grade»:

	31 de diciembre 2015			31 de diciembre 2014		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Positiva	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Estable	Baa2	P-2	Negativa
Fitch Ratings	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Estable

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.

14.1.12. Restricciones a la disposición de fondos y prenda sobre acciones de las filiales

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 ENDESA no tiene cláusulas incluidas en sus contratos financieros cuyo cumplimiento sea requisito para efectuar distribuciones de resultados a los accionistas, ni existen prendas sobre acciones de ninguna filial de ENDESA como garantía para el cumplimiento de obligaciones.

14.1.13. Otra información

Determinados miembros de la Alta Dirección de ENDESA que proceden de Enel eran beneficiarios de algunos de los planes de remuneración de Enel basados en el precio de la acción de Enel con vencimiento el 31 de diciembre de 2014. El coste de estos planes era asumido por Enel sin realizar ninguna repercusión a ENDESA.

El resultado negativo reconocido durante 2014 contra el Patrimonio Neto por los planes de remuneración basados en acciones de Enel fue de 53.942 euros.

14.2. Patrimonio neto: de los Intereses Minoritarios

Como consecuencia de la desinversión del Negocio en Latinoamérica descrita en la Nota 32.1 se canceló prácticamente la totalidad del saldo del epígrafe «Patrimonio neto: de los Intereses Minoritarios». Las principales operaciones relativas a los intereses minoritarios realizadas durante el

ejercicio 2014 hasta la fecha de la desinversión fueron las siguientes:

- > Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (OPA) sobre Companhia Energética do Ceará, S.A. Con fecha 16 de mayo de 2014 culminó el proceso mediante el cual Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) adquirió un 15,18% de Companhia Energética do Ceará, S.A. por un importe total de 242 millones de dólares estadounidenses (USD) (aproximadamente 181 millones de euros), de manera que su participación directa e indirecta en dicha sociedad pasó a ser del 74,05% a la fecha de desinversión del Negocio en Latinoamérica, suponiendo un decremento en el epígrafe de «Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante» por 62 millones de euros y de «Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios» por importe de 118 millones de euros.
- > Adquisición de un 39% adicional de Generandes Perú. El 3 de septiembre de 2014 Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) adquirió a Inkia Americas Holding Limited la participación indirecta del 39,001% que Inkia Americas Holding Limited poseía en Generandes Perú, S.A. por 421 millones de dólares estadounidenses (USD) (aproximadamente 333 millones de euros). Con esta adquisición Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) pasó a poseer el 100% de Generandes Perú, S.A., sociedad que poseía una participación del 54,2% de Edegel, S.A.A., adicional a la participación del 17,6% que Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) poseía indirectamente en Edegel, S.A.A. Esta operación supuso el aumento de la participación efectiva de ENDESA en Edegel, S.A.A. que cambió el interés económico que ENDESA poseía en Edegel, S.A.A., pasando del 22,7% al 35,5% a la fecha de desinversión del Negocio en Latinoamérica. Esta operación supuso un decremento en el epígrafe de «Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante» por 112 millones de euros y de «Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios» por importe de 221 millones de euros.
- > Operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica. Con fecha 23 de octubre de 2014 se materializó la operación de desinversión del Negocio de ENDESA en Latinoamérica por importe de 8.253 millones de euros (véase Nota 32.1), lo que supuso la baja de «Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios» por importe de 6.134 millones de euros.

15. Ingresos diferidos

El movimiento de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado durante los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

Millones de Euros				
	Notas	Subvenciones de Capital	Instalaciones Cedidas de Clientes	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)		363	4.210	4.573
Altas		11	230	241
Imputación a Resultados		(19)	(150)	(169)
Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	32.1	(2)	(27)	(29)
Otros		—	(4)	(4)
Saldo a 31 de diciembre de 2014		353	4.259	4.612
Altas		2	231	233
Imputación a Resultados		(19)	(149)	(167)
Otros		1	—	1
Saldo a 31 de diciembre de 2015		337	4.342	4.679

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 de Industria, Energía y Turismo y con los Organismos Públicos de las Comunidades Autónomas para la construcción de instalaciones de distribución eléctrica.

El epígrafe «Instalaciones Cedidas de Clientes» recoge, fundamentalmente, la valoración realizada sobre las instalaciones de distribución cedidas por clientes y los ingresos recibidos por terceros, distintos a Organismos Oficiales, relacionados con instalaciones de nueva extensión nece-

sarios para atender las solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes. Asimismo se incluyen los «Derechos por Acometidas de Extensión» asociados con las instalaciones de nueva extensión que la empresa distribuidora está obligada a realizar en función de la tensión y potencia solicitados, dentro del límite establecido legalmente y que son necesarias para hacer posibles los nuevos suministros y efectuar extensiones de la red de distribución existente. Estos «Derechos por Acometidas de Extensión» han sido regulados hasta el ejercicio 2000 inclusive por el Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, desde el ejercicio 2001 por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de septiembre, y, desde el ejercicio 2013, por el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

16. Provisiones no corrientes

El desglose de este epígrafe en el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	16.1	839	1.140
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		876	720
Expedientes de Regulación de Empleo	16.2.1	204	388
Acuerdos Voluntarios de Salidas	16.2.2	672	334
Otras Provisiones no Corrientes	16.3	1.690	1.731
Total		3.405	3.591

16.1. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

Todos los trabajadores de las empresas de ENDESA son partícipes del Plan de Pensiones, salvo renuncia expresa al mismo.

Tras la firma del primer Convenio Marco, el 25 de octubre de 2000, quedó definido un sistema de pensiones en régimen de aportación definida para la contingencia de jubilación, y de prestación definida para las contingencias de fallecimiento e incapacidad.

Se estableció un sistema de aportación compartida empresa-trabajador, siendo la máxima de un 6% del salario pensionable para la empresa y un 3% sobre el mismo salario para el trabajador.

Adicionalmente existen trabajadores afectados por convenios de origen, anteriores al Convenio Marco:

> Aportación Definida para la contingencia de jubilación, y de prestación definida para las contingencias de fallecimiento e incapacidad y con un sistema prestacional y un sistema de aportación distinto al descrito anteriormente, la casuística varía dependiendo del origen.

> Prestación Definida para todas las contingencias de jubilación, fallecimiento e incapacidad, diferenciando 2 grandes colectivos:

- Trabajadores de la Ordenanza Eléctrica de la antigua ENDESA. Colectivo cerrado, en el que el carácter predeterminado de la prestación de jubilación y su aseguramiento íntegro eliminan cualquier riesgo.
- Trabajadores del ámbito Fecsa / Enher / HidroEmpordà. Colectivo cerrado, en el que la prestación está ligada a la evolución del Índice de Precios de Consumo (IPC) y no asegurado a excepción de las prestaciones causadas hasta el 31 de diciembre de 2011, momento en el que se suscribió una póliza de seguros, para instrumentar dichas prestaciones, mediante la cual se elimina cualquier obligación futura respecto de dicho colectivo.

El coste normal correspondiente al ejercicio 2015 se ha realizado contra el superávit del Plan de Pensiones.

Para este colectivo, existe una provisión en fondo interno que, junto con el patrimonio del Plan, cubren el 100% de la obligación.

Adicionalmente, existen obligaciones de prestación de determinados beneficios sociales a los empleados durante el período de jubilación, principalmente relacionados con el suministro eléctrico. Estas obligaciones no se han externalizado y se encuentran cubiertas con la correspondiente provisión interna.

Durante el ejercicio 2014 y hasta la fecha de desinversión en el Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1), fuera de España existían compromisos de prestación definida de distinta naturaleza en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú,

que estaban soportados también mediante las correspondientes provisiones en fondo interno. Asimismo, en Brasil, los empleados de ENDESA eran partícipes de alguno de los planes de pensiones promovidos por sus filiales.

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:

- > 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 se hallan 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 conlleva 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.

Las hipótesis utilizadas para el cálculo del pasivo actuarial para los compromisos de prestación definida no asegurados han sido los siguientes a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

31 de diciembre de 2015			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria
Tipo de Interés	2,54%	2,56%	2,53%
Tablas de Mortalidad	PERM / F2000	PERM / F2000	PERM / F2000
Rendimiento Esperado de los Activos	2,54%	Na	Na
Revisión Salarial*	2,00%	2,00%	Na
Incremento de los Costes de Salud	Na	Na	3,20%

* Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

31 de diciembre de 2014			
España			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria
Tipo de Interés	2,06%	2,11%	2,06%
Tablas de Mortalidad	PERM / F2000	PERM / F2000	PERM / F2000
Rendimiento Esperado de los Activos	2,06%	Na	Na
Revisión Salarial*	2,30%	2,30%	Na
Incremento de los Costes de Salud	Na	Na	3,50%

* Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

31 de diciembre de 2014					
	Chile	Brasil	Colombia	Argentina*	Perú
Tipo de Interés	5,00%	11,83%	7,13%	5,50%	6,55%
Tablas de Mortalidad	RV / 2004	AT / 2000	RV / 2008	RV / 2004	RV / 2004
Rendimiento Esperado de los Activos	N/A	11,83%	N/A	N/A	N/A
Revisión Salarial	3,0%	7,61%	4,0%	—	3,0%

(*) Datos en términos reales.

Para la determinación del tipo de interés para descontar los compromisos en España 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 obligaciones derivadas de cada compromiso. Por otro lado, en los países latinoamericanos se tomaba una curva construida con los rendimientos de las emisiones, en términos generales, de bonos soberanos y en base al plazo de pago estimado de las obligaciones derivadas de cada compromiso.

A continuación se presenta 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:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Pasivo Actuarial	1.563	1.875
Activos Afectos	(724)	(735)
Diferencia	839	1.140
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	839	1.140

A continuación se muestra la información sobre los pasivos actuariales netos, brutos y los cambios en el valor de mercado de los activos afectos para los compromisos de prestación definida a 31 de diciembre de 2015:

Miliones de Euros

	2015				Total
	Notas	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	
Pasivo Actuarial Neto Inicial		220	906	14	1.140
Coste Neto por Intereses	29	4	19	1	24
Costes de los Servicios en el Período		11	6	—	17
Beneficios Pagados en el Período		—	—	—	—
Aportaciones del Período		(8)	(23)	(1)	(32)
Otros Movimientos		6	3	—	9
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas		—	—	—	—
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		(69)	(65)	(1)	(135)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia		(29)	(151)	—	(180)
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		(4)	—	—	(4)
Cambios del Límite del Activo		—	—	—	—
Pasivo Actuarial Neto Final		131	695	13	839

Miliones de Euros

	2015			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Pasivo Actuarial Inicial	955	906	14	1.875
Gastos Financieros	19	19	1	39
Costes de los Servicios en el Período	11	6	—	17
Beneficios Pagados en el Período	(38)	(23)	(1)	(62)
Otros Movimientos	6	3	—	9
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas	—	—	—	—
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	(69)	(65)	(1)	(135)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencias	(29)	(151)	—	(180)
Pasivo Actuarial Final	855	695	13	1.563

Miliones de Euros

	2015			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Valor de Mercado Inicial	735	—	—	735
Rendimiento Esperado	15	—	—	15
Aportaciones del Período	8	23	1	32
Beneficios Pagados en el Período	(38)	(23)	(1)	(62)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	4	—	—	4
Valor de Mercado Final	724	—	—	724

A continuación se presenta la información sobre los pasivos actuariales netos, brutos y los cambios en el valor de mercado de los activos afectos para los compromisos de prestación definida a 31 de diciembre de 2014:

Notas	2014										
	España			Chile			Brasil			Colombia	
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria y otras
Pasivo Actuarial Neto Inicial	39	729	12	53	3	3	102	48	89	5	11
Coste Neto por Intereses	1	27	—	2	—	—	2	2	4	—	—
Costas de los Servicios en el Periodo	10	6	—	1	—	—	—	—	—	—	—
Beneficios Pagados en el Periodo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aportaciones del Periodo	(13)	(24)	(1)	(4)	—	—	(7)	(2)	(6)	—	(1)
Otros Movimientos	5	(32)	—	1	—	—	1	—	4	—	(2)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	204	195	3	—	—	—	—	—	—	—	—
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia	(17)	8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(8)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Cambios del Límite del Activo	—	—	—	—	—	—	2	—	—	—	—
Diferencias de Conversión	—	—	—	(4)	—	—	6	8	3	—	(2)
Traspasos a Planos Asociados con Activos no Corrientes Manteniéndose para la Venta	—	(3)	—	(48)	(3)	(3)	(106)	(56)	(94)	(5)	(10)
Pasivo Actuarial Neto Final	220	906	14	—	—	—	—	—	—	—	—
											1.140

Millones de Euros	2014										
	España			Chile			Brasil			Colombia	
	Notas	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Asistencia Sanitaria	Energía	Pensiones y otros
Pasivo Actuarial Inicial		765	729	12	53	3	3	489	48	5	11
Gastos Financieros		27	27	—	2	—	—	29	2	4	—
Costes de los Servicios en el Periodo		10	6	—	1	—	—	—	—	—	—
Beneficios Pagados en el Periodo		(30)	(24)	(1)	(4)	—	—	(22)	(2)	—	(1)
Otros Movimientos		5	(32)	—	1	—	—	1	4	—	(2)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		204	195	3	—	—	—	—	—	—	—
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencias		(17)	8	—	—	—	—	—	—	—	—
Diferencias de Conversión		—	—	—	(4)	—	—	73	8	3	—
Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	32.1	(1)	(3)	—	(49)	(3)	(3)	(570)	(56)	(5)	(10)
Pasivo Actuarial Final		955	906	14	—	—	—	—	—	—	—
											1.875

Millones de Euros	2014										
	España			Chile			Brasil			Colombia	
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria y otros
Valor de Mercado Inicial	726	—	—	—	—	—	445	—	—	—	1.171
Rendimiento Esperado	26	—	—	—	—	—	27	—	—	—	53
Aportaciones del Periodo	13	24	1	4	—	—	7	2	6	—	1
Beneficios Pagados en el Periodo	(30)	(24)	(1)	(4)	—	—	(22)	(2)	(6)	—	(1)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9
Diferencias de Conversión	—	—	—	—	—	—	67	—	—	—	67
Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	(1)	—	—	—	—	—	(524)	—	—	—	(525)
Valor de Mercado final	735	—	—	—	—	—	—	—	—	—	735

Las principales categorías de los activos de los planes de prestación definida, en términos porcentuales sobre el total de activos, a 31 de diciembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

Porcentaje (%)	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Activos de Renta Fija	68	63
Acciones	25	29
Inversiones Inmobiliarias y otros	7	8
Total	100	100

El detalle del valor razonable de los valores de renta fija por área geográfica es como sigue:

Millones de Euros		
Pais	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
España	220	230
Italia	82	77
Francia	38	23
Gran Bretaña	22	17
Estados Unidos de América	19	17
Alemania	16	14
Holanda	14	9
Brasil	3	5
Luxemburgo	4	5
Bélgica	4	3
Resto	72	63
Total	492	463

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el valor de los activos afectos a los planes de prestación definida colocados en deuda soberana es el siguiente:

Millones de Euros		
Pais	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
España	161	158
Italia	46	43
Francia	7	3
Alemania	5	7
Bélgica	1	2
Holanda	1	1
Brasil	—	—
Resto	15	22
Total	236	236

A 31 de diciembre de 2015, los activos afectos a los planes de prestación definida incluyen acciones y bonos de sociedades del Grupo Enel por importe de 22 millones de euros (22 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

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. La rentabilidad media real en el ejercicio 2015 ha sido del 3,48% positiva (7,1% positiva en España y 7,8% positiva en el resto de países en el ejercicio 2014).

Actualmente la estrategia de inversión y la gestión del riesgo son únicas para todos los participantes del plan y no se está siguiendo ninguna estrategia de correlación entre activos-pasivos.

A 31 de diciembre de 2015, la duración media ponderada, calculada mediante los flujos probables del compromiso, es de 16,9 años (17,6 años a 31 de diciembre de 2014), siendo el calendario previsto de los pagos necesarios para atender a las obligaciones de prestación definida el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Año 1	40	50
Año 2	45	57
Año 3	51	64
Año 4	55	68
Año 5	59	66
A partir del Año 5	1.870	2.130
Total	2.120	2.435

La clasificación de los activos de los planes de prestación definida valorados por niveles de jerarquía de valor razonable a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es como sigue:

Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2015			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos de los Planes de Prestación Definida	724	696	20	8

Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2014			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos de los Planes de Prestación Definida	735	707	18	10

Las valoraciones de los activos clasificados como Nivel 3 se determinan en base a los informes de valoración realizados por la sociedad gestora correspondiente.

Los importes registrados en el Estado del Resultado Consolidado por las obligaciones de pensiones de prestación definida han sido los siguientes:

Millones de Euros			
	Notas	2015	2014
Coste Corriente del Ejercicio*	26	(17)	(18)
Costes Financieros Netos**	29	(24)	(45)
Total		(41)	(63)

* En el coste corriente del ejercicio 2014 incluye 16 millones de euros de Actividades Continuas (véase Nota 26) y 2 millones de euros de Actividades Interrumpidas.

** Los costes financieros netos del ejercicio 2014 incluyen 28 millones de euros de Actividades Continuas (véase Nota 29) y 17 millones de euros de Actividades Interrumpidas.

En el ejercicio 2015 el coste corriente del ejercicio imputado en el Estado del Resultado Consolidado incluye 6 millones de euros (7 millones de euros en el ejercicio 2014, correspondiendo en su totalidad a Actividades Continuas) (véase Nota 26) 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 a las obligaciones por pensiones.

Los importes registrados en el Otro Resultado Global Consolidado adjunto por las obligaciones de pensiones de prestación definida han sido los siguientes:

Millones de Euros		
	2015	2014
Rendimiento Esperado de los Activos Afectos al Plan	(4)	(45)
Pérdidas / (Ganancias) Actuales	(315)	448
Variación de la Limitación del Superávit por Aplicación de CINIIF 14 y párrafo 57 (b) de la NIC 19	—	6
Total*	(319)	409

* El importe relativo a las obligaciones de pensiones de prestación definida correspondientes a Actividades Continuas del ejercicio 2014 asciende a 384 millones de euros.

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida se registran en el epígrafe «Gastos de Personal» del Estado del Resultado Consolidado. Los importes registrados por este concepto en los ejercicios 2015 y 2014 han ascendido a 31 millones de euros y 52 millones de euros, respectivamente, que en el ejercicio 2014 correspondían a Actividades Continuas (véase Nota 26). Adicionalmente, se han aportado 31 millones de euros y 33 millones de euros en los ejercicios 2015 y 2014, respectivamente, que estaban incluidos previamente en el epígrafe de «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla», correspondiendo en el ejercicio 2014 a Actividades Continuas.

Conforme a la mejor estimación disponible, las aportaciones previstas para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2016 ascenderán aproximadamente a 15,8 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por pensiones ante fluctuaciones de 50 puntos básicos en las principales hipótesis actuariales, dejando constantes el resto de variables, es la siguiente:

Millones de Euros

Hipótesis	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014		
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria
Disminución en 50 p.b. del Tipo de Interés	70	59	1	75	66	1
Aumento en 50 p.b. del Tipo de Interés	(63)	(52)	(1)	(67)	(69)	(1)
Disminución en 50 p.b. del Índice de Precios de Consumo (IPC)*	(14)	(52)	(1)	(10)	(66)	(1)
Aumento en 50 p.b. del Índice de Precios de Consumo (IPC)*	15	58	1	19	66	1
Incremento del 1 % de los Costes de Asistencia Sanitaria	Na	Na	(2)	Na	Na	(2)
Incremento de 1 año de la Esperanza de Vida de Empleados en Activo y Jubilados	20	25	1	21	29	1

* Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

16.2. 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 suscritos con los trabajadores de ENDESA en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar una contraprestación en el futuro para la situación de cese o suspensión de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

16.2.1. Expedientes de regulación de empleo

A 31 de diciembre de 2015 existen principalmente 3 tipos de planes vigentes:

> Expedientes de regulación de empleo aprobados en las antiguas empresas con anterioridad al proceso de reordenación societaria de 1999. Para estos expedientes de regulación de empleo ha finalizado el plazo para que los empleados puedan acogerse por lo que la obligación corresponde prácticamente en su totalidad a empleados que ya han causado baja en la Sociedad. El colectivo considerado en la valoración es de 607 personas (888 personas a 31 de diciembre de 2014).

> Plan voluntario de salidas aprobado en 2000. El Plan afecta a los trabajadores con 10 o más años de antigüedad reconocida en el conjunto de empresas afectadas a 31 de diciembre de 2005. Los trabajadores mayores de 50 años, a 31 de diciembre de 2005, tienen derecho a acogerse a un plan de prejubilación a los 60 años, pudiendo incorporarse al mismo desde la fecha en que cumplen los 50 años hasta los 60 años con el mutuo acuerdo del trabajador y la empresa. El colectivo total considerado en la valoración es de 1.122 personas, de las cuales la totalidad se encuentran actualmente en situación de prejubilación (1.714 personas de las cuales 1.582 personas, se encuentran en situación de prejubilación a 31 de diciembre de 2014). La aplicación del Plan para trabajadores menores de 50 años, a 31 diciembre de 2005, requiere solicitud escrita del trabajador y aceptación de la empresa. Las condiciones aplicables a los trabajadores menores de 50 años afectados por el Plan consisten en una indemnización de 45 días de salario por año de servicio más una cantidad adicional de 1 ó 2 anualidades en función de la edad a 31 de diciembre de 2005.

> Planes Mineros 2006-2012. Los trabajadores tienen derecho a acogerse al cumplir 52 años de edad física o equivalente durante el periodo 2006-2012, siempre y cuando reúnan a esa fecha al menos 3 años de antigüedad y 8 años en puesto con coeficiente reductor. La adhesión al Plan se realiza de mutuo acuerdo entre el trabajador y la empresa. El colectivo total considerado en la valoración es de 877 personas, de las cuales la totalidad se encuentran actualmente en situación de prejubilación (895 personas de las cuales 866 personas se encuentran en situación de prejubilación a 31 de diciembre de 2014).

Las condiciones económicas aplicables a los trabajadores que se acogan a dichos planes de prejubilación son las siguientes:

- La empresa garantiza al empleado, desde el momento de la extinción de su contrato y hasta la primera fecha de jubilación posible posterior a la finalización de las prestaciones contributivas por desempleo y, como máximo, hasta el momento en el que el afectado que cumpliendo la edad de jubilación cause el derecho, una indemnización en pagos periódicos en función de su última retribución anual, revisable en función del Índice de Precios de Consumo (IPC).
- De las cuantías resultantes se deducen las prestaciones y subsidios derivados de la situación de desempleo como cualesquiera otras ayudas oficiales a la prejubilación que se perciban con anterioridad a la situación de jubilado.

El movimiento de la provisión para expedientes de regulación de empleo durante los ejercicios 2015 y 2014 se muestra a continuación:

Millones de Euros			
	Notas	2015	2014
Saldo Inicial		386	578
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		(30)	7
Gastos de Personal	26	(35)	(46)
Resultados Financieros	29	5	53
Traspos a Corto Plazo y otros		(152)	(198)
Traspos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	32.7	—	(11)
Saldo Final		204	386

Adicionalmente, el epígrafe «Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2015, incluye 194 millones de euros correspondientes a provisiones para expedientes de regulación de empleo cuyo pago está previsto en el ejercicio 2016 (253 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 23).

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las obligaciones por estos expedientes de regulación de empleo son las siguientes:

	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Tipo de Interés	1,17%	0,87%
Índice de Precios de Consumo (IPC)	2,00%	2,30%
Tablas de Mortalidad	PERM / F 2000	PERM / F 2000

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por planes de reestructuración ante fluctuaciones de 50 puntos básicos en las principales hipótesis actuariales, manteniendo constantes el resto de variables, es la siguiente:

Millones de Euros				
Hipótesis	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.
Tipo de Interés	(12)	13	(18)	20
Índice de Precios de Consumo (IPC)*	4	(4)	6	(6)

* Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial

16.2.2. Acuerdo sobre medidas voluntarias de suspensión o extinción de contratos de trabajo en el período 2013-2018

El 3 de diciembre de 2013 ENDESA firmó con la Representación Social de los Trabajadores un «Acuerdo sobre Medidas Voluntarias de Suspensión o Extinción de Contratos de Trabajo en el período 2013-2018 del Acuerdo marco de garantías para ENDESA, S.A. y sus filiales eléctricas» el cual fue registrado mediante Resolución de la Dirección General de Empleo de 29 de diciembre de 2013, publicada en el *Boletín Oficial del Estado* (BOE) del 24 de enero de 2014, que se aplicará a los trabajadores afectados por los procesos de reorganización que se puedan llevar a cabo durante este período.

Este Acuerdo distingue 2 colectivos, contemplándose para cada uno de ellos las siguientes medidas, para cuya aplicación será imprescindible el mutuo acuerdo de la empresa y el trabajador:

- Para los trabajadores con edad inferior a 50 años contempla la posibilidad de que la empresa ofrezca a los trabajadores la posibilidad de rescindir el contrato de trabajo mediante el pago de una indemnización.

- > Para los trabajadores de más de 50 años contempla la posibilidad de que la empresa ofrezca a los trabajadores la suspensión del contrato de trabajo por el plazo de un año a cambio de la percepción de una renta periódica durante el plazo de suspensión del contrato. Esta suspensión podrá ser renovada por periodos anuales hasta la fecha de jubilación ordinaria del trabajador, siempre que ni el empleado ni la empresa soliciten la reincorporación del trabajador a la empresa.

Como consecuencia del plan de reestructuración y reorganización que ENDESA puso en marcha, el 30 de diciembre de 2014, la Sociedad firmó un acuerdo con los representantes sindicales de los trabajadores por el cual la Sociedad se comprometió a no ejercitar la facultad de solicitar el retorno a la empresa en las sucesivas renovaciones anuales de los acuerdos de suspensión del contrato de trabajo para los 222 acuerdos firmados con efectos de 2014 ni para los 251 acuerdos adicionales contemplados en el citado Plan con efectos en el ejercicio 2015. Con carácter adicional, con fecha 31 de diciembre de 2015, la Sociedad ha firmado un nuevo acuerdo con los representantes sindicales de los trabajadores por el cual se ha comprometido a no ejercitar la facultad de solicitar el retorno a la empresa en las sucesivas renovaciones anuales de los acuerdos de suspensión del contrato de trabajo para los 215 acuerdos más firmados con efectos de 2015 ni para los 397 acuerdos adicionales contemplados en el citado Plan.

A 31 de diciembre de 2015 existen 688 empleados con el contrato suspendido en aplicación de este Acuerdo y la Sociedad ha adquirido el compromiso de ofrecer la suspensión del contrato de trabajo a otros 397 empleados, de los que 92 empleados ya han firmado el acuerdo de suspensión a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

A 31 de diciembre de 2015 la provisión registrada para cubrir las obligaciones adquiridas por este concepto asciende a 710 millones de euros, de los cuales 672 millones de euros están registrados en el epígrafe «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla» a largo plazo y 38 millones de euros en el epígrafe «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla» a corto plazo (véase Nota 23) (334 millones de euros y 11 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2014) y se refiere a todas las suspensiones de contrato firmadas con los empleados o comprometidas con los representantes sociales de los trabajadores antes del 31 de diciembre de 2015. La provisión cubre la totalidad del coste que deberá asumir la empresa durante el perio-

do para el que, de acuerdo con los compromisos adquiridos hasta el 31 de diciembre de 2015, la empresa no puede evitar que el contrato de trabajo se encuentre suspendido.

El movimiento de esta provisión a largo plazo durante el ejercicio 2015 se muestra a continuación:

Millones de Euros			
	Notas	2015	2014
Saldo Inicial		334	—
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		393	349
Gastos de Personal	26	391	349
Resultados Financieros	29	2	—
Aplicaciones		(55)	(15)
Traspasos y otros		(55)	(15)
Saldo Final		672	334

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las obligaciones por el acuerdo de suspensión de contratos son las siguientes:

	2015	2014
Tipo de Interés	1,17%	1,01%
Incremento Futuro Garantía	2,00%	1,8%
Incremento Resto de Conceptos	2,00%	2,3%
Tablas de Mortalidad	PERM / F2000	PERM / F2000

A 31 de diciembre de 2015, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por suspensión de contratos ante fluctuaciones de 50 puntos básicos en las principales hipótesis actuariales, manteniendo constantes el resto de variables, es la siguiente:

Millones de Euros		
Hipótesis	31 de diciembre de 2015	
	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.
Tipo de Interés	(19)	20
Garantía y Resto Conceptos	18	(17)

16.3. Otras provisiones

El movimiento y composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado durante los ejercicios 2015 y 2014 se muestra a continuación:

Millones de Euros

	Notas	Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2014		735	996	1.731
Dotaciones Netas con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		45	(13)	32
Gastos de Explotación		41	(24)	17
Resultados Financieros	29	4	11	15
Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado	6	—	(11)	(11)
Pagos		(53)	(17)	(70)
Diferencias de Conversión		—	—	—
Traspasos y otros		28	(20)	8
Saldo a 31 de diciembre de 2015		755	935	1.690

Millones de Euros

	Notas	Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)		1.056	742	1.798
Dotaciones Netas con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		(52)	37	(15)
Gastos de Explotación		(85)	25	(60)
Resultados Financieros (*)		33	12	45
Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado	6	9	250	259
Pagos		(82)	(7)	(89)
Diferencias de Conversión		13	(1)	12
Traspasos y otros		52	8	60
Traspaso a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	32.1	(261)	(33)	(294)
Saldo a 31 de diciembre de 2014		735	996	1.731

* Incluye 32 millones de euros en Actividades Continuas (véase Nota 29) y 13 millones de euros en Actividades Interumpidas.

En el ejercicio 2014 se incrementaron las provisiones por desmantelamiento para determinadas centrales de generación como consecuencia de que, en anteriores Planes Industriales, se preveía la utilización del emplazamiento para la construcción de una nueva central, mientras que, en el actual Plan Industrial, no se contempla esa posibilidad lo que incrementa de forma significativa el coste de desmantelamiento de las mismas.

El detalle de las provisiones por costes de cierre de las instalaciones por tipo de instalación es como sigue:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Centrales Nucleares	3a y 6	529	561
Otras Centrales		254	266
Desmantelamiento de Contadores		73	77
Cierre Explotaciones Mineras		79	92
Total		935	996

Litigios y arbitrajes

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que se hallan incurso las sociedades de ENDESA son los siguientes:

- > Existen 3 procedimientos judiciales en curso contra ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. por incendios forestales en Cataluña de los que pudiera resultar la obligación de atender diversas reclamaciones por daños y perjuicios por importe superior a 24 millones de euros.
- > El 8 de mayo de 2008 se dictó Sentencia en el recurso de casación interpuesto por ENDESA, S.A. ante el Tribunal Supremo contra la Sentencia de la Audiencia Nacional por la que se anuló la Orden de 29 de octubre de 2002, reguladora de los Costes de Transición a la Competencia (CTC) correspondientes al año 2001, dictada en recurso contencioso-ad-

administrativo 825/2002 interpuesto por Iberdrola, S.A. El Tribunal Supremo desestima la pretensión de ENDESA, S.A. de que se casase la Sentencia de la Audiencia Nacional. Se estima que su ejecución no debería tener un efecto económico significativo para ENDESA, S.A., entre otros motivos porque la Sentencia no se pronunciaba sobre posibles importes de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), sino que se limitaba a identificar que, habida cuenta del importe total de la plusvalía contable que ENDESA, S.A. había obtenido en la venta de Electra de Viesgo, S.L., habría alguna plusvalía a efectos de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), pero ni en esta Sentencia ni posteriormente en casación ante el Tribunal Supremo se identificó importe alguno sobre el que se pueda realizar el cálculo del posible impacto sobre ENDESA, S.A.

- > En enero de 2009 se interpuso por parte de Josel, S.L. contra ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. demanda de resolución contractual por la venta de determinados inmuebles, como consecuencia de modificaciones en la calificación urbanística de los mismos, en la que se reclamaba la devolución de 85 millones de euros más intereses. El 9 de mayo de 2011 se dictó Sentencia en primera instancia por la que se declaraba resuelto el contrato, lo que obligaba a la restitución de las prestaciones y se condenaba a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. a devolver el precio de la venta más intereses, gastos e impuestos. El 20 de mayo de 2011 ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. interpuso recurso de apelación ante la Audiencia Provincial de Palma de Mallorca, el cual fue estimado por Sentencia en 2012, si bien el demandante interpuso recurso de casación ante el Tribunal Supremo que fue estimado por Sentencia de 13 de junio de 2014, notificada el 16 de julio de 2014. Una vez recibida esta Sentencia, ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. ha realizado la valoración por un tercero independiente de los terrenos afectados a efectos de poder realizar una cuantificación preliminar del impacto económico de la misma, si bien se continúan analizando las consecuencias jurídicas del fallo dado que el inmueble originario ha pasado a ser de titularidad municipal en la ejecución del planeamiento. ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. formuló incidente de nulidad de actuaciones previo al recurso de amparo ante el Tribunal Constitucional que, habiendo sido admitido a trámite, se desestimó mediante Auto de 9 diciembre de 2014. El Juzgado señaló el 13 de mayo de 2015 para la firma de la escritura pública. Si bien la minuta preparada no contenía ninguna de las propuestas realizadas por ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. en relación con las vicisitudes urbanísti-

cas sufridas por las fincas como consecuencia de las modificaciones de planeamiento y que fueron recurridas por Josel, S.L., para defender que el retraso en la ejecución no es imputable a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U., se ha procedido a la firma de la escritura facilitándose la liberación de los fondos a favor de Josel, S.L., reservándose ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. el derecho de interponer un recurso por infracción procesal sustanciado, en apelación, ante la Audiencia tras el correspondiente Auto del Juzgado que resolvía sus alegaciones. No obstante el pago de las cantidades consignadas, se mantiene una discrepancia respecto a una cifra adicional de intereses, discrepancia que ha sido resuelta por el Juzgado mediante Auto de fecha 9 de diciembre de 2015 desestimando las pretensiones de ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. por lo que se ha procedido a interponer, el 18 de enero de 2016, el correspondiente recurso de apelación liberando los fondos consignados.

- > El 11 de mayo de 2009 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo dictó Orden Ministerial por la que impuso 4 sanciones por valor acumulado de 15 millones de euros a ENDESA Generación, S.A.U., como explotador responsable de la Central Nuclear Ascó I, en relación con la liberación de partículas radiactivas en dicha Central en diciembre de 2007 por la comisión de 4 infracciones graves tipificadas por la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear. Tal Orden fue recurrida ante la Audiencia Nacional. Simultáneamente, el Director General de Política Energética y Minas impuso 2 sanciones por valor acumulado de 90 miles de euros por infracciones leves derivadas de los mismos incidentes, sanciones que fueron recurridas en alzada y posterior contencioso. Mediante Auto de la Audiencia Nacional de 1 de diciembre de 2009, a instancia de ENDESA Generación, S.A.U., se acordó la suspensión cautelar de la ejecutividad de la resolución impugnada, prestándose por ENDESA Generación, S.A.U., ante el Tribunal, aval bancario por el importe de la sanción, 15 millones de euros. Dicho recurso sigue pendiente de resolución sobre la cuestión principal, encontrándose desde el 14 de septiembre de 2010 en periodo de conclusiones y pendiente de Sentencia. Mediante Auto de fecha 6 de abril de 2011 la Audiencia Nacional suspendió dicho recurso por razón de prejudiciabilidad hasta que concluyan, mediante resolución firme, las diligencias penales 111/2011 que se siguen en el Juzgado de Instrucción de Gandesa (Tarragona) sobre los mismos hechos. El Juzgado de Gandesa (Tarragona) dictó Auto de fecha 21 de octubre de 2015, cuya parte dispositiva estima parcialmente la solicitud de sobre-

seimiento y se acuerda el sobreseimiento provisional de las actuaciones. Dicho Auto ha sido recurrido en Reforma y Apelación por el Fiscal y el resto de denunciantes. Con fecha 4 de noviembre de 2015 la Audiencia Nacional emite Diligencia de Ordenación, por la que, visto el tiempo transcurrido, se reitera el exhorto al Juzgado de Instrucción de Gandesa (Tarragona) sobre situación de diligencias penales. El Tribunal Superior de Justicia de Madrid, por Auto de 16 de julio de 2012, suspendió el recurso por prejudicialidad penal como consecuencia de las diligencias previas que se instruyen ante el Juzgado de Instrucción de Gandesa (Tarragona). Por Diligencia de Ordenación de 16 de diciembre, se recibe escrito del Juzgado de Instrucción de Gandesa (Tarragona) en el que se informa que las Diligencias Previas 111/2011 se encuentran en trámite, practicándose actualmente diligencias de investigación y restando declaraciones pendientes. El proceso penal continúa en tramitación, por lo que el procedimiento contencioso-administrativo se mantiene suspendido.

- > El 1 de julio de 2010, por obligación legal, ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. vendió a Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) la red de transporte de que era titular (fundamentalmente en los Territorios No Peninsulares (TNP)). El precio alcanzó los 1.412 millones de euros, si bien el contrato contemplaba un ajuste de precio si antes del 31 de diciembre de 2013 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) practicaba liquidación en la que aflorase una menor retribución. Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), por entender que la Orden IET/2442/2013 (publicada en el *Boletín Oficial del Estado* (BOE) el 28 de diciembre) estableció una retribución definitiva del transporte insular inferior a la prevista en el contrato y que ello le legitima para instar la revisión, formuló ante la Corte Civil y Mercantil de Arbitraje (CIMA) solicitud de arbitraje contra ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. con fecha 21 de julio de 2014. Con fecha 18 de noviembre de 2015, se firmó acuerdo de transacción con Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) resolviendo la controversia existente y el 18 de enero de 2016 el Tribunal Supremo estimó el recurso formulado por ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. y anuló la retribución que había sido establecida por la Orden IET/2442/2013. El 21 de enero de 2016 el Tribunal Arbitral dictó resolución dando por concluido el arbitraje a petición de ambas partes.
- > El 4 de noviembre de 2010, la extinta Comisión Nacional de la Competencia (CNC) incoó expediente sancionador contra la comercializadora ENDESA Energía XXI, S.L.U. por una

supuesta violación del artículo 3 de la Ley de Defensa de la Competencia (LDC) consistente en aplicar a determinados clientes sin derecho a la Tarifa de Último Recurso (TUR) unas condiciones contractuales diferentes a las exigidas en virtud del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril. El 12 de junio de 2012 la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) notificó resolución por la que sancionaba a ENDESA Energía XXI, S.L.U. con una multa de 5 millones de euros por una supuesta infracción del artículo 3 de la Ley de Defensa de la Competencia (LDC). En julio de 2012, ENDESA Energía XXI, S.L.U. recurrió la referida resolución ante la Audiencia Nacional y solicitó la suspensión cautelar de la ejecución de la multa, la cual ha sido suspendida. La Audiencia Nacional ha desestimado el recurso interpuesto por ENDESA Energía XXI, S.L.U. Se ha interpuesto, a su vez, recurso de casación que ha sido admitido por el Tribunal Supremo. El asunto está actualmente pendiente de Sentencia.

- > El 22 de febrero de 2012 la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) notificó a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. resolución por la que le impuso una multa de 23 millones de euros por una supuesta conducta abusiva en el mercado de las instalaciones eléctricas consistente en presentar ofertas económicas por instalaciones no reservadas al tiempo de informar al solicitante de suministro de las condiciones técnico-económicas de su solicitud (Asunto ENDESA/Fenie). Asimismo, con fecha 26 de abril de 2012, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) impuso una sanción de 1 millón de euros por un expediente similar limitado al ámbito geográfico de Mallorca (Asunto ENDESA/Asinem). ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. recurrió ambas sanciones ante la Audiencia Nacional, que suspendió el pago de las multas mediante Autos de 21 de mayo y 3 de julio de 2012. Con relación al primero de los asuntos (Asunto ENDESA/Fenie), la Audiencia Nacional desestimó el recurso contencioso-administrativo interpuesto contra la multa impuesta a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. por importe de 23 millones de euros. Se interpuso, a su vez, recurso de casación ante el Tribunal Supremo contra dicha Sentencia. El Tribunal Supremo ha admitido el recurso y este está actualmente pendiente de Sentencia. Con relación al segundo de los asuntos (ENDESA/Asinem), la Audiencia Nacional dictó Sentencia estimando parcialmente el recurso interpuesto por ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. y ordenó a la autoridad de competencia reducir la multa. La Administración recurrió dicha Sentencia en casación. El Tribunal Supremo ha dictado Sentencia de fecha 27 de febrero de 2015 por la que estima el re-

curso interpuesto por la Administración solo parcialmente y confirma la nulidad de la resolución sancionadora en lo referente al importe de la multa pues, según el Tribunal Supremo, la multa ha sido fijada «a partir de un método de cálculo no conforme a derecho». En consecuencia, el Tribunal Supremo ordena a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) recalcular la multa de conformidad con la interpretación que aquel ha realizado de los artículos 63 y 64 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

- > Con fecha 23 de mayo de 2013 el Director General de Política Energética y Minas acordó el inicio de un expediente sancionador a ENDESA Generación, S.A.U. y a Iberdrola Generación, S.A.U., como explotadores responsables de la Central Nuclear de Ascó I y de la Central Nuclear de Ascó II, por incumplimientos en relación a la pérdida de trazabilidad en el control de fuentes radiactivas en desuso procedentes de la mencionada central, por una supuesta infracción grave prevista en el artículo 86.b).3, de la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear (LEN) por incumplimiento del Plan de Gestión de Residuos Radiactivos y del Combustible Gastado (IPGRR), apartado 3.1.2. relativo a «Modalidades de Gestión Implantadas en la Instalación», e incumplimiento del Manual de Protección Radiológica (MPR), apartado 10.5 relativo a fuentes radiactivas, consistiendo el incumplimiento en la supuesta pérdida de la información afectada. Al tratarse de una central nuclear, conforme el artículo 89.1 de la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear (LEN), las infracciones tipificadas como graves pueden sancionarse con multa entre 0,3 millones de euros, en su grado mínimo, y 9 millones de euros, en su grado máximo. El 10 de junio de 2013 se formularon las correspondientes alegaciones por parte de ENDESA Generación, S.A.U. solicitando, al haberse recuperado la trazabilidad de las fuentes, el archivo del expediente o, en su caso, de forma subsidiaria para el caso de no aceptarse dicho archivo, una vez acreditada la recuperación de la trazabilidad de las fuentes, que se califique la conducta como falta leve, tipificada en el artículo 86.c).3 de la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear (LEN), siendo la sanción en tal caso, de multa que, en su grado mínimo, es de 0,015 millones de euros y, en su grado máximo, de 0,3 millones de euros. Por resolución del Ministerio de Industria, Energía y Turismo de 29 de enero de 2014 impusieron con carácter solidario una sanción de 1 millón de euros a ENDESA Generación, S.A.U. y a Iberdrola Generación, S.A.U. por una infracción considerada grave, en grado mínimo, por la pérdida de trazabilidad en

el control de fuentes radiactivas. Por parte de ENDESA Generación, S.A.U. se ha procedido al pago de la sanción en la cantidad asignada por su participación de 1 millón de euros. Dicha resolución fue recurrida ante la Audiencia Nacional el 4 de abril de 2014. Por providencia dictada el 27 de marzo de 2015 dicho recurso se ha declarado concluso, quedando los Autos pendientes de señalamiento para votación y fallo.

- > En 2013, el Juzgado de Primera Instancia número 4 de Algeciras (Cádiz) admitió a trámite la demanda interpuesta por Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L. frente a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. solicitando se condenase a ésta última a pagar a Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L. una indemnización por importe de 61 millones de euros en concepto de daños y perjuicios ocasionados por incumplimiento de un Convenio de fecha 16 de enero de 2006 suscrito entre ambas entidades, y, en concreto, por la falta de construcción por ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. de una subestación cuyo destino era dotar de suministro eléctrico a las más de 450 viviendas de las que los demandantes eran los propietarios, de forma que la falta de suministro impidió la obtención de la licencia de primera ocupación en las promociones finalizadas. ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. entiende que dicha pretensión carece de fundamento al no existir incumplimiento contractual alguno y no haber un nexo causal suficiente entre las acciones u omisiones de ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. y la no disposición de una parcela para ubicar en ella la subestación eléctrica, ni tampoco entre el retraso en la construcción de la subestación y el retraso en la obtención de la licencia de primera ocupación de las viviendas. La celebración de la Audiencia previa fijada para el 22 de junio de 2015 fue suspendida por el Juzgado, habiendo quedado nuevamente señalada su celebración para el próximo día 29 de marzo de 2016.
- > El 22 de enero de 2014 el Presidente de la Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) dictó resolución por la que acuerda exigir a ENDESA Generación, S.A.U. entregar el 25% de la energía producida en los aprovechamientos hidroeléctricos de la cuenca del Noguera Ribagorzana, y en las Centrales de Mequinenza y Ribarroja en el río Ebro, con efectos desde el 1 de enero de 2012, y aprobar liquidaciones por importe de 28 millones de euros, ante la imposibilidad de ejecución forzosa de la obligación *in natura*, como compensación equivalente por el período del 1 de enero de 2012 hasta el 30 de septiembre de 2013, y posteriores nuevas liquidaciones de la Confederación Hidrográfica

del Ebro (CHE) de fecha 6 de junio 2014, por importe de 2 millones de euros, como indemnización sustitutiva por el período comprendido entre el 1 de octubre y el 17 de diciembre de 2013. La Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) dictó la resolución con base en lo previsto en el artículo 10 del Decreto de 1946 que concedió la reserva del Ribagorzana al Instituto Nacional de Industria (INI), posteriormente refrendado por el Decreto que concedió a la Empresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana, S.A. la reserva del tramo medio del río Ebro entre las centrales de Escatrón y Flix. ENDESA Generación, S.A.U. interpuso recursos contencioso-administrativos que se siguen ante la Sección 2.ª de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Aragón.

- > La Disposición Adicional Tercera de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos introduce una modificación a la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear, sobre el régimen de titularidad de las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares, al establecer que el titular de la autorización o explotador de una central nuclear y responsable en la totalidad de la instalación debe ser una sola persona jurídica, estableciéndose el plazo de un año para la adaptación, previa presentación del correspondiente plan de adaptación, en los casos de titularidades de las autorizaciones de explotación de centrales nucleares que no reunieran las condiciones exigidas. Por parte de ENDESA Generación, S.A.U., el 28 de septiembre de 2011, se presenta en tiempo y forma el plan exigido, sin que la Dirección General de Política Energética y Minas tenga por cumplida la adaptación. Las empresas cotitulares son requeridas para que elaboren un plan de adaptación único para cada una de las centrales suscrito por todos sus titulares. El 25 de junio de 2012 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo incoa expedientes sancionadores a las empresas titulares de las centrales nucleares de Ascó I, Ascó II, Vandellós II y Almaraz I y II, por comisión de infracción grave y posible sanción de entre 0,3 millones de euros y 9 millones de euros. Tras las alegaciones formuladas por las empresas, el 14 de marzo de 2013 son dictadas las Órdenes Ministeriales que declaran incumplida por las empresas la obligación de adaptación y la comisión de una infracción grave con sanción de 0,9 millones de euros por reactor. ENDESA Generación, S.A.U., procede a recurrir las sanciones impuestas ante la Audiencia Nacional, acordándose durante la sustanciación del recurso la suspensión cautelar de las multas previa prestación de caución por 3,6 millones de euros. La Audiencia

Nacional dicta Sentencia de fecha 25 de junio de 2014 desestimatoria del recurso, interponiéndose contra la misma recurso de casación ante el Tribunal Supremo el 8 de julio de 2014, que está pendiente de admisión a trámite. Con fechas 15 y 16 de abril de 2014, fueron notificadas 4 resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas, todas ellas de fecha 10 de abril de 2014, por las que se inician nuevos expedientes sancionadores frente a ENDESA Generación, S.A.U., al ser titular o cotitular de las Centrales Nucleares Almaraz, Unidades I y II, Ascó I y II y Vandellós, por el presunto incumplimiento, de forma continuada, de la Disposición Transitoria Única de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear, con sanción por infracción grave de 0,3 millones de euros hasta 9 millones de euros por cada expediente abierto, en concreto, por considerar que el Plan de Adaptación presentado no se trata del «correspondiente plan de adaptación» al que se refiere la Disposición Transitoria Única de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear, no llevándose a cabo en el plazo establecido. Con fecha 25 de septiembre de 2014 se dictan las Órdenes Ministeriales que resuelven los expedientes sancionadores que imponen, cada uno de ellos, una multa de 3 millones de euros. ENDESA Generación, S.A.U., interpone recurso ante la Audiencia Nacional contra las 4 resoluciones dictadas en los 4 expedientes sancionadores de forma acumulada. Tras solicitar la suspensión cautelar de las sanciones, la Audiencia Nacional acuerda la medida tras la prestación de aval por importe de 9 millones de euros mediante providencia de fecha 9 de julio de 2015.

- > Con fecha 17 de julio de 2014, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) notificó a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. resolución sancionadora por la que imponía a aquella una multa de 1 millón de euros por un supuesto abuso de posición de dominio consistente en el cobro indebido por la ejecución de instalaciones de extensión de red, al cobrar, a precio libre, obras de extensión de red que, según la interpretación de la normativa realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) deberían ser cobradas a baremo. ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. entiende, por el contrario, que aplicó de forma correcta la normativa sectorial tal y como ha sido confirmado por numerosas sentencias aportadas durante el trámite del procedimiento administrativo. ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. recurrió dicha resolución ante la Audiencia Nacional por ser contraria a derecho y solicitó la suspensión cautelar de la multa. La Audiencia Nacional suspendió cautelarmente

la ejecución de la multa y el asunto está actualmente pendiente de Sentencia por parte de la Audiencia Nacional.

- > El 13 de abril de 2015 fueron notificadas a ENDESA Generación, S.A.U. las liquidaciones emitidas por la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir (CHG) en concepto de energía de reserva por la producción eléctrica de las Centrales Hidroeléctricas de Tranco de Beas, Guadalmellato, Guadalen, Bembezar, Iznajar, Guadálmena, Doña Aldonza y Pedro Marín, correspondientes al segundo semestre del año 2009 y los años 2010 a 2013, por importe de 11 millones de euros. Anteriormente, en diciembre de 2014 y enero de 2015, ENDESA Generación, S.A.U., había recibido liquidaciones por cánones de producción de esas mismas centrales por importe de 3 millones de euros por los años 2011 y 2012, e importe de 2 millones de euros por el año 2013. ENDESA Generación, S.A.U., ha impugnado todas esas liquidaciones en vía económico-administrativa ante el Tribunal Económico-Administrativo Regional de Andalucía, y solicitado y obtenido, la concesión de la suspensión de su pago.
- > Electrometalúrgica del Ebro, S.L. (EMESL) ha iniciado un procedimiento arbitral contra ENDESA, S.A. reclamando el pago de una garantía de precio mínimo de venta de la producción de las Centrales Hidroeléctricas Sástago I, Sástago II y Menuza, que cuantifica en 2 millones de euros para la producción de 2013 y de 8 millones de euros para la del año 2014, y la condena de seguir realizando hasta 2021 esos pagos de garantía de precio mínimo, con fijación de las bases para calcular su importe. El Tribunal arbitral quedó constituido en junio de 2015. Electrometalúrgica del Ebro, S.L. (EMESL) presentó su demanda que fue oportunamente contestada por parte de ENDESA, S.A. oponiéndose a sus pretensiones e interponiendo a su vez demanda reconvenzional contra Electrometalúrgica del Ebro, S.L. (EMESL) en reclamación de 12 millones de euros. Electrometalúrgica del Ebro, S.L. (EMESL) ha contestado mediante escrito de réplica, al que seguirá el de dúplica de ENDESA, S.A.
- > En relación con la Ecotasa de Extremadura, se han recurrido las liquidaciones correspondientes al periodo 2006-2015 dictadas al amparo de la Ley de la Asamblea de Extremadura 8/2005, del Impuesto sobre Instalaciones que inciden en el Medio Ambiente de la Comunidad Autónoma de Extremadura. Se argumenta inconstitucionalidad y ausencia de uno de los elementos esenciales del impuesto. Respecto al primero de dichos vicios, el pasado 16 de febrero de 2015 el Tribunal Constitucional, en un litigio

planteado por Gas Natural Fenosa, SDG, S.A. similar al de ENDESA Generación, S.A.U. ha declarado la inconstitucionalidad del tributo. Por Sentencia de fecha 11 de junio de 2015, el Tribunal Supremo ha estimado el recurso presentado por el ejercicio 2006. En fecha 29 de enero de 2016, se ha notificado Sentencia favorable del Tribunal Superior de Justicia de Extremadura por el año 2007 que aún no es firme. La relativa al año 2009 se encuentra pendiente de resolución en el Tribunal Superior de Justicia de Extremadura, el cual, ha resuelto favorablemente a los intereses de Iberdrola, S.A. y Gas Natural Fenosa, SDG, S.A. (que también tenían interpuestos sendos recursos ante el Tribunal) y la Junta de Extremadura ha recurrido la Sentencia ante el Tribunal Supremo. El 3 de noviembre de 2015 el Tribunal Supremo ha planteado una nueva cuestión de inconstitucionalidad en relación con la ecotasa de Iberdrola, S.A. correspondiente al ejercicio 2012. El importe pagado por ENDESA Generación, S.A.U. por este tributo en los años 2006 a 2015 asciende a 188 millones de euros, importe que, en caso de producirse la devolución, debería verse incrementado por los intereses correspondientes.

- > El pasado 11 de enero de 2016 se recibe demanda judicial por la que la Junta de Andalucía reclama a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. una indemnización por daños y perjuicios derivada de un incendio presuntamente provocado por una línea ubicada en Paraje Gatuna en Alhama de Almería y que provocó daños y perjuicios en 3.259 hectáreas en terrenos de titularidad pública y privada considerados zona de peligro. Se reclaman 35 millones de euros por gastos de extinción, daños medioambientales y pérdidas por el incendio en productos. La contestación a la demanda se presentó el 5 de febrero de 2016.

Los Administradores de la Sociedad 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.

El importe de los pagos realizados por la resolución de litigios en los ejercicios 2015 y 2014, ha ascendido a 46 millones de euros y 91 millones de euros (57 millones de euros corresponden a Actividades Continuas y 34 millones de euros a Actividades Interrumpidas), respectivamente.

17. Deuda financiera

17.1. Deuda financiera no corriente y corriente

El desglose de los epígrafes de «Deuda Financiera no Corriente» y «Deuda Financiera Corriente» a 31 de diciembre de 2015 y 2014, es como sigue:

Miliones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2015				
	Valor Nominal	Valor Contable		Total	Valor Razonable
		No Corriente	Corriente		
Obligaciones y otros Valores Negociables	215	226	—	226	223
Deudas con Entidades de Crédito	676	676	—	676	693
Otras Deudas Financieras*	3.778	3.778	—	3.778	4.377
Total Deuda Financiera sin Derivados	4.669	4.680	—	4.680	5.293
Derivados	18.3	—	—	—	—
Total	18	4.669	4.680	—	5.293

* Incluye arrendamientos financieros por importe de 517 millones de euros presentados dentro del pasivo no corriente.

Miliones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2014				
	Valor Nominal	Valor Contable		Total	Valor Razonable
		No Corriente	Corriente		
Obligaciones y otros Valores Negociables	333	347	—	347	347
Deudas con Entidades de Crédito	505	506	—	506	532
Otras Deudas Financieras*	5.230	5.230	—	5.230	6.875
Total Deuda Financiera sin Derivados	6.068	6.083	—	6.083	7.554
Derivados	18.3	21	1	1	1
Total	18	6.069	6.083	1	7.555

* Incluye arrendamientos financieros por importe de 539 millones de euros presentados dentro del pasivo no corriente.

El desglose de los epígrafes de deuda financiera sin derivados por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros									
	Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre 2015	Valor Razonable	Corriente	No Corriente	Vencimientos			Valor Nominal
						2017	2018	2019	2020 Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables									
Tipo Fijo	2031	41	39	—	41	—	—	—	41
Tipo Variable	2019	185	184	—	185	36	132	17	—
Total		226	223	—	226	36	132	17	41
Deudas con Entidades de Crédito									
Tipo Fijo	2046	21	22	—	21	—	—	—	21
Tipo Variable	2028	655	671	—	655	59	171	46	333
Total		676	693	—	676	59	171	46	354
Otras Deudas Financieras									
Tipo Fijo	2036	3.522	4.121	—	3.522	24	39	22	23
Tipo Variable	2020	256	256	—	256	1	250	—	5
Total		3.778	4.377	—	3.778	25	289	22	28
Total		4.680	5.293	—	4.680	120	552	85	74
									3.809
									4.689

Millones de Euros									
	Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre 2014	Valor Razonable	Corriente	No Corriente	Vencimientos			Valor Nominal
						2016	2017	2018	2019 Siguijentes
Obligaciones y otros Valores Negociables									
Tipo Fijo	2031	43	42	—	43	—	—	—	43
Tipo Variable	2019	304	305	—	304	250	36	—	18
Total		347	347	—	347	250	36	—	43
Deudas con Entidades de Crédito									
Tipo Fijo	2046	22	22	—	22	—	—	—	22
Tipo Variable	2028	484	510	—	484	329	13	16	13
Total		506	532	—	506	329	13	16	135
Otras Deudas Financieras									
Tipo Fijo	2036	5.052	6.497	—	5.052	50	23	22	22
Tipo Variable	2017	178	178	—	178	177	1	—	—
Total		5.230	6.675	—	5.230	227	24	22	4.935
Total		6.083	7554	—	6.083	806	73	38	53
									5.113
									6.068

El desglose de la deuda financiera bruta antes de derivados, por monedas, y el efecto sobre la misma por las coberturas de tipo de cambio, es el siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2015							
	Estructura Inicial de la Deuda no Corriente			Efectos de la Cobertura de la Deuda	Estructura de la Deuda no Corriente 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	4.680	4.689	100,00%	—	4.680	100,00%	2,70%	2,70%
Otras	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	4.680	4.689	100,00%	—	4.680	100,00%	—	—

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2014							
	Estructura Inicial de la Deuda no Corriente			Efectos de la Cobertura de la Deuda	Estructura de la Deuda no Corriente 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	6.062	6.047	99,70%	21	6.083	100,00%	3,00%	3,00%
Otras	21	21	0,30%	(21)	—	—	1,50%	1,50%
Total	6.083	6.068	100,00%	—	6.083	100,00%	—	—

El movimiento del valor nominal de la deuda financiera no corriente, sin derivados, en los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Miliones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2014	Pagos y Amortizaciones	Cambios en el Perímetro	Nueva Financiación	Traspasos	Diferencias de Conversión y de Tipo de Cambio	Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2015
Obligaciones y otros Valores Negociables	333	(15)	—	—	(103)	—	—	215
Deudas con Entidades de Crédito	505	—	—	318	(147)	—	—	676
Otras Deudas Financieras	5.230	(1.617)	—	8	157	—	—	3.778
Total	6.068	(1.632)	—	326	(93)	—	—	4.669

Miliones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Pagos y Amortizaciones	Cambios en el Perímetro	Nueva Financiación	Traspasos	Diferencias de Conversión y de Tipo de Cambio	Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta (Nota 32.1)	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2014
Obligaciones y otros Valores Negociables	4.461	(243)	—	576	(990)	245	(3.716)	333
Deudas con Entidades de Crédito	1.711	(734)	—	65	(177)	25	(385)	505
Otras Deudas Financieras	1.101	(8)	20	4.551	(37)	39	(436)	5.230
Total	7.273	(985)	20	5.192	(1.204)	309	(4.537)	6.068

El tipo de interés medio de la deuda financiera bruta durante el ejercicio 2015 ha sido del 2,7% (3,0% durante el ejercicio 2014, correspondiendo en su totalidad a Actividades Continuas).

dado (véanse Notas 3n y 19.4). El importe de estas líneas, junto con el activo corriente, cubre suficientemente las obligaciones de pago de ENDESA a corto plazo.

Principales operaciones financieras

Durante el ejercicio 2015 las principales operaciones financieras realizadas han sido las siguientes:

- > ENDESA S.A. ha firmado con diferentes entidades financieras la renovación de parte de sus líneas de crédito por un importe de 300 millones de euros, con vencimiento en el primer semestre de 2018.
- > Con fecha 25 de septiembre de 2015, ENDESA, S.A. ha realizado la disposición del préstamo concedido por el Banco Europeo de Inversiones (BEI) firmado en septiembre de 2014 por importe de 300 millones de euros, a tipo variable, con vencimiento a 12 años amortizable a partir de septiembre de 2019.
- > Líneas de crédito y préstamo intercompañía (véase Nota 34.1.2):

17.2. Otros aspectos

Liquidez

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 las sociedades de ENDESA tenían concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 3.187 millones de euros y 3.519 millones de euros, respectivamente, de los que 1.000 millones de euros corresponden a la línea de crédito formalizada con Enel Finance International, N.V. no habiéndose dispuesto importe alguno en esas fechas.

Estas líneas garantizan la refinanciación de la deuda a corto plazo que se presenta en el epígrafe de «Deuda Financiera no Corriente» del Estado de Situación Financiera Consol-

Millones de Euros							
	Emisor	Fecha	Importe	Valor en Libros a 31 de diciembre de 2015		Tipo de Interés	Vencimiento
				No Corriente	Corriente		
Préstamo intercompañía (Euro)	Enel Finance International, N.V.	30/06/2015	3.000	3.000 (*)	—	Fijo	29/10/2024
Línea de Crédito (Euro) No comprometida	Enel Finance International, N.V.	23/12/2015	1.500	200	—	Variable	31/12/2016
Línea de Crédito (Euro)	Enel Finance International, N.V.	30/6/2015 y 29/12/2015	1.000	—	—	Variable	30/06/2018
Total			5.500	3.200	—		

* Amortización parcial de 1.500 millones de euros con fecha 30 de junio de 2015.

Durante el ejercicio 2014 las principales operaciones formalizadas fueron las siguientes:

Actividades Continuas:

- > El 6 de junio de 2014 se redujo el límite de la línea de crédito intercompañía entre ENDESA, S.A. y Enel Finance International, N.V., pasando de 3.500 millones de euros a 1.000 millones de euros.
- > Disposición de líneas de crédito y préstamo intercompañía:

Millones de Euros

	Emisor	Fecha	Importe	Valor en Libros a 31 de diciembre de 2014		Tipo de Interés	Vencimiento
				No Corriente	Corriente		
Préstamo intercompañía (Euro)	Enel Finance International, N.V.	23/10/2014	4.500	4.500	—	Fijo	29/10/2024
Línea de Crédito (Euro)**	Enel Finance International, N.V.	23/10/2014	1.000	**	**	Variable*	21/10/2015
Novación de Línea de Crédito (Euro)	Entidades Financieras	22/12/2014 y 23/12/2014	1.900	4	—	Variable*	2018
Total			7.400	4.504	—		

* Referenciado a Euribor.

** Cancelada anticipadamente en el mes de diciembre de 2014.

- > El 26 de septiembre de 2014 se firmó una nueva financiación con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por importe total de 600 millones de euros, que se encontraba pendiente de desembolso a 31 de diciembre de 2014.

vencimiento en septiembre de 2016 y septiembre de 2019, respectivamente.

Actividades Interrumpidas:

> Reembolsos:

- International ENDESA B.V. amortizó anticipadamente en febrero de 2014 una Euro Medium Term Note (EMTN) por importe de 245 millones de euros, con vencimiento en febrero de 2039.
- ENDESA, S.A. amortizó anticipadamente en marzo de 2014 un préstamo bancario formalizado con el Banco Popular por importe de 400 millones de euros.
- ENDESA, S.A. amortizó anticipadamente en agosto de 2014 préstamos bancarios con Banco Sabadell y Citibank por importe de 150 millones de euros y 135 millones de euros, respectivamente.
- International ENDESA B.V. amortizó anticipadamente el 9 de septiembre de 2014 2 US Private Placement (USPP) por importe de 158 millones de euros, con

- > En Brasil, Ampla Energia e Serviços, S.A. y Companhia Energetica do Ceará S.A. renovaron líneas de crédito comprometidas por importe de 150 millones de reales brasileños (equivalentes a 50 millones de euros) y contrataron nuevas líneas de crédito comprometidas por importe de 120 millones de reales brasileños (equivalentes a 40 millones de euros). Asimismo, Companhia Energetica do Ceará S.A. formalizó un préstamo bancario por importe de 150 millones de reales (equivalente a 50 millones de euros) a un plazo de 5 años.
- > En Chile, Empresa Nacional de Electricidad, S.A. realizó la emisión de un Bono Internacional por importe de 400 millones de dólares estadounidenses (USD) (equivalente a 293 millones de euros) a un plazo de 10 años.
- > En Colombia, Emgesa, S.A. E.S.P. emitió bonos locales por importe de 590.000 millones de pesos colombianos (equivalente a 221 millones de euros) a 6, 10 y 16 años.

Adicionalmente, Codensa, S.A. emitió en septiembre un bono local por 185.000 millones de pesos colombianos (equivalente a 69 millones de euros) a un plazo de 7 años.

- > En Perú, Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. realizó diferentes emisiones por un importe total de 389 millones de nuevos soles peruanos (equivalente a 139 millones de euros) a plazos comprendido entre 3 y 10 años.

Estipulaciones financieras

La deuda financiera de determinadas sociedades de ENDESA contiene las estipulaciones financieras (*covenants*) habituales en contratos de esta naturaleza.

ENDESA, S.A., International ENDESA B.V. y ENDESA Capital, S.A.U., que centralizan la práctica totalidad de la financiación de la actividad de ENDESA no tienen en sus contratos de financiación estipulaciones con ratios financieros que pudieran dar lugar a un incumplimiento que provocase un vencimiento anticipado de estos.

Por otra parte, las emisiones de bonos realizadas por International ENDESA B.V. y ENDESA Capital, S.A.U. bajo sus programas de Global Medium Term Notes y la financiación bancaria formalizada por ENDESA, S.A. presentan las siguientes cláusulas:

- > Cláusulas de incumplimiento cruzado (*cross-default*) bajo las que 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. (ya sea como prestatario o como garante) o de los emisores.
- > Cláusulas de limitación al otorgamiento de garantías (*negative pledge*) donde ni los emisores ni ENDESA, S.A. pueden emitir hipotecas, gravámenes u otras cargas sobre sus activos para asegurar cierto tipo de obligaciones, a menos que garantías similares sean emitidas sobre los bonos en cuestión.
- > Cláusulas de *pari passu*, bajo las que las deudas y garantías están, al menos, al mismo nivel de prelación que otras deudas no garantizadas ni subordinadas presentes y futuras emitidas por ENDESA, S.A. como garante o por los emisores.

Con respecto a las cláusulas relacionadas con la calificación crediticia, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, ENDESA, S.A.

tiene contratadas operaciones financieras por importe de 343 millones de euros y 107 millones de euros, respectivamente, que podrían requerir de garantías adicionales o de su renegociación en supuestos de reducción de la calificación crediticia por debajo de determinados niveles.

A 31 de diciembre de 2015, ENDESA y sus Sociedades Dependientes tienen préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras y con Enal Finance International, N.V. por importe de 4.950 millones de euros, con una deuda viva de 3.650 millones de euros (4.650 millones de euros a 31 de diciembre de 2014, con una deuda viva de la totalidad del importe) que podrían ser susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control en ENDESA. Asimismo, a 31 de diciembre de 2015 no existen contratos de derivados que podrían ser objeto de amortización anticipada como consecuencia de un cambio de control (1 millón de euros de valor de mercado neto y 15 millones de euros de valor nominal a 31 de diciembre de 2014).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existe la obligación de pignorar activos en beneficio de los acreedores.

En lo que se refiere a cláusulas relativas a la cesión de activos, parte de la deuda de ENDESA S.A. incluyen restricciones si se supera un porcentaje determinado sobre los activos consolidados de ENDESA, porcentaje que varía para las operaciones afectadas entre el 7% y el 10%. Por encima de dichos porcentajes las restricciones solo aplicarían, con carácter general, si no se recibe contraprestación equivalente o si la solvencia de ENDESA, S.A. se ve afectada negativa y significativamente. A 31 de diciembre de 2015, el importe de deuda afectado por estas cláusulas asciende a 619 millones de euros (464 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Los Administradores de ENDESA consideran que la existencia de estas cláusulas no modificará la clasificación de la deuda entre corriente y no corriente que recoge el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Otras consideraciones

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el importe estimado de los intereses de la deuda financiera viva, considerando que se mantuvieran durante toda la vida de cada una de las operaciones los tipos de interés vigentes en esa fecha, es el siguiente:

Millones de Euros

Instrumento	Total	Deuda Financiera Viva a 31 de diciembre de 2015					
		2016	2017	2018	2019	2020	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	19	3	2	3	3	2	6
Deudas con Entidades de Crédito	350	29	28	26	26	24	217
Otra Deuda Financiera	841	95	94	94	93	93	372
Total	1.210	127	124	123	122	119	595

Millones de Euros

Instrumento	Total	Deuda Financiera Viva a 31 de diciembre de 2014					
		2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	25	5	3	3	3	3	8
Deudas con Entidades de Crédito	368	30	28	26	25	25	234
Otra Deuda Financiera	1.387	141	139	139	139	138	691
Total	1.780	176	170	168	167	166	933

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen emisiones convertibles en acciones de la Sociedad, ni que otorguen privilegios o derechos que puedan, ante alguna contingencia, hacerlas convertibles en acciones.

A 31 de diciembre de 2015 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.

18. Instrumentos Financieros

La clasificación de los instrumentos financieros de activos y pasivos no corrientes y corrientes del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Instrumentos Financieros de Activo					
Activos Financieros no Corrientes		629	—	619	—
Activos Financieros Corrientes		—	353	—	1.210
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	12	—	2.671	—	2.726
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	—	346	—	648
Total	18.1	629	3.370	619	4.584
Instrumentos Financieros de Pasivo					
Deuda Financiera no Corriente	17	4.680	—	6.083	—
Otros Pasivos no Corrientes	20	632	—	556	—
Deuda Financiera Corriente	17	—	—	—	1
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	22	—	4.497	—	4.759
Total	18.2	5.312	4.497	6.639	4.760

18.1. Clasificación de instrumentos financieros de activo no corrientes y corrientes

La clasificación de los instrumentos financieros de activo no corrientes y corrientes del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Préstamos y Partidas a Cobrar	18.1.1	611	3.370	591	4.583
Activos Financieros Disponibles para la Venta	18.1.2	7	—	13	—
Inversiones Mantendidas hasta el Vencimiento		—	—	—	—
Activos Financieros Mantendidos para Negociar	18.3	—	—	—	1
Otros Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias		—	—	—	—
Derivados de Cobertura	18.3	11	—	15	—
Total		629	3.370	619	4.584

Los movimientos producidos durante los ejercicios 2015 y 2014 de los instrumentos financieros de activo no corrientes han sido los siguientes:

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2014	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de valor contra Patrimonio Neto*	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantendidos para la Venta (Nota 32.2)	Saldo a 31 de diciembre de 2015
Préstamos y Partidas a Cobrar	594	80	(37)	1	—	(23)	(2)	613
Activos Financieros Disponibles para la Venta	36	—	—	—	—	(3)	(3)	30
Derivados	15	—	(4)	—	—	—	—	11
Corrección de Valor por Deterioro	(26)	—	—	—	—	1	—	(25)
Total	619	80	(41)	1	—	(25)	(5)	629

* Registrado en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» o «Patrimonio Neto: de los Intereses Minoritarios», según corresponda.

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de valor contra Patrimonio Neto*	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantendidos para la Venta (Nota 32.1)	Saldo a 31 de diciembre de 2014
Préstamos y Partidas a Cobrar	2.534	210	(1.348)	(4)	(13)	(295)	(490)	594
Activos Financieros Disponibles para la Venta	673	58	(130)	—	50	9	(624)	36
Derivados	43	—	(5)	(2)	—	(16)	(5)	15
Corrección de Valor por Deterioro	(26)	—	—	—	—	(1)	1	(26)
Total	3.224	268	(1.483)	(6)	37	(303)	(1.118)	619

* Registrado en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» o «Patrimonio Neto: de los Intereses Minoritarios», según corresponda.

El desglose de los instrumentos financieros no corrientes por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Entre uno y tres años	91	77
Entre tres y cinco años	23	15
Más de cinco años	515	527
Total	629	619

18.1.1. Préstamos y partidas a cobrar

El detalle de los préstamos y partidas a cobrar por naturaleza a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Notas	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Electivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	—	346	—	648
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	12	—	2.494	—	2.434
Derivados no Financieros	12 y 18.3	51	177	19	292
Activos Financieros		560	353	572	1.209
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España	4	—	155	—	466
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	4	—	137	—	707
Fianzas y Depósitos		427	—	421	—
Créditos al Personal		22	9	22	10
Créditos a Empresas Asociadas y Negocios Conjuntos		58	13	96	4
Otros Activos Financieros		53	39	43	22
Total		611	3.370	591	4.583

El detalle de los clientes por ventas y prestaciones de servicios clasificados por su vencimiento y en función de su deterioro se incluyen en la Nota 19.5.

El valor de mercado de estos activos no difiere sustancialmente del valor contabilizado. Durante el ejercicio 2015 la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas en España no ha devengado interés alguno dado que la totalidad del importe pendiente de cobro durante el ejercicio ha correspondido a desviaciones transitorias (durante el ejercicio 2014 devengaron un tipo de interés entre el 0,6% y el 2,2%).

Financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas

Con fecha 13 de diciembre de 2014 se publicó en el *Boletín Oficial del Estado* (BOE) el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regulaba el procedimiento

de cesión de los derechos de cobro del déficit del Sistema Eléctrico del año 2013 y se desarrollaba la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos anteriores. El citado Real Decreto permitía la cesión del derecho de cobro correspondiente al déficit del año 2013, siempre que se produjera una cesión plena, irrevocable e incondicionada (véase Nota 4).

Con fecha 15 de diciembre de 2014, ENDESA, S.A. cedió a un grupo de entidades financieras (Bankia, S.A., Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A., CaixaBank, S.A., Banco Popular, S.A. y Banco Santander, S.A.) los riesgos y beneficios de los derechos de cobro relativos al déficit del año 2013 aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por importe de 1.469 millones de euros (98,6% de los derechos de cobro pendientes a la fecha de cesión), por lo que se procedió a dar de baja 1.237 millones de euros en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes»

y 232 millones de euros en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado.

A 31 de diciembre de 2014, el epígrafe «Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España» recogía el déficit generado durante el ejercicio 2014, por importe de 445 millones de euros, así como los derechos de cobro devengados hasta la fecha de cesión, correspondientes al déficit del ejercicio 2013, pendientes de liquidar por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por importe de 21 millones de euros. Durante el ejercicio 2015 se ha producido el cobro del importe pendiente de liquidar y, a 31 de diciembre de 2015, el importe del derecho de cobro asociado con el déficit por desajustes temporales es de 155 millones de euros.

Compensaciones por sobrecostes de la generación en Territorios No Peninsulares (TNP)

A 31 de diciembre de 2015 este epígrafe incluye el derecho de cobro que ostenta ENDESA por las compensaciones por sobrecostes de la generación en los Territorios No Peninsu-

lares (TNP) (véase Nota 4) por importe de 137 millones de euros (707 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Fianzas y depósitos

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el epígrafe de «Fianzas y Depósitos», fundamentalmente, incluye las fianzas y los depósitos recibidos de los clientes en España en el momento de la contratación como garantía del suministro eléctrico y que se encuentran, a su vez, registrados en el epígrafe «Otros Pasivos no Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 20) ya que fueron depositados en las Administraciones Públicas competentes de acuerdo con la normativa vigente en España.

Créditos a Empresas Asociadas y Negocios Conjuntos

La composición a 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los créditos concedidos a Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos, corrientes y no corrientes, y el desglose de acuerdo con sus vencimientos, es el siguiente:

Millones de Euros								
	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Vencimiento Corriente 2018	Vencimiento no Corriente					
			2017	2018	2019	2020	Siguientes	Total
En Euros	71	13	—	—	—	3	55	58
En Moneda Extranjera	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	71	13	—	—	—	3	55	58

Millones de Euros								
	Saldo a 31 de diciembre de 2014	Vencimiento Corriente 2015	Vencimiento no Corriente					
			2016	2017	2018	2019	Siguientes	Total
En Euros	90	4	15	—	—	8	63	86
En Moneda Extranjera	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	90	4	15	—	—	8	63	86

El tipo de interés medio de estos créditos durante los ejercicios 2015 y 2014 ha sido del 2,97% y del 3,89%, respectivamente.

18.1.2. Activos disponibles para la venta

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 los activos disponibles para la venta corresponden a participaciones en otras empresas por importe de 7 y 13 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 existen correcciones valorativas sobre las inversiones disponibles para la venta por importe de 23 millones de euros. El valor individual de las inversiones registradas en este epígrafe no resulta significativo.

18.1.3. Compromisos de inversiones financieras

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 ENDESA no tiene suscritos acuerdos que incluyan compromisos de realizar inversiones de carácter financiero por importe significativo.

18.2. Clasificación de instrumentos financieros de pasivo no corrientes y corrientes

La clasificación de los instrumentos financieros de pasivo no corrientes y corrientes del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Débitos y Partidas a Pagar	18.2.1	5.218	4.497	6.520	4.759
Pasivos Financieros Mantenedos para Negociar		—	—	—	—
Otros Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	*	94	—	119	—
Derivados de Cobertura	18.3	—	—	—	1
Total		5.312	4.497	6.639	4.760

* Corresponde en su totalidad a pasivos financieros que, desde el inicio de la operación, son subyacentes de una cobertura de valor razonable.

18.2.1. Débitos y partidas a pagar

El detalle de los débitos y partidas a pagar por naturaleza a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones y otros Valores Negociables	17	153	—	250	—
Deudas con Entidades de Crédito	17	655	—	484	—
Otras Deudas Financieras	17	3.778	—	5.230	—
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	22	—	4.239	—	4.424
Otros Pasivos	20	573	—	524	—
Derivados no Financieros	18.3, 20 y 22	59	258	32	335
Total		5.218	4.497	6.520	4.759

18.3. Instrumentos financieros derivados

ENDESA, siguiendo la política de gestión de riesgos descrita en la Nota 19, 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.

El detalle de la composición de los saldos a 31 de diciembre de 2015 y 2014 que recogen la valoración de los instrumentos financieros derivados a dichas fechas es el siguiente:

Millones de Euros					
		31 de diciembre de 2015			
		Activo		Pasivo	
		Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Derivados de Deuda		—	11	—	—
Cobertura de Tipo de Interés		—	11	—	—
Cobertura de Flujos de Caja		—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable		—	11	—	—
Cobertura de Tipo de Cambio		—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja		—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable		—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura		—	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas		177	51	258	59
Cobertura de Tipo de Cambio		5	—	2	—
Cobertura de Flujos de Caja		5	—	2	—
Cobertura de Precio		3	1	41	1
Cobertura de Flujos de Caja		3	1	41	1
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura		169	50	215	58
Otros Derivados		—	—	—	—
Total		177	62	258	59

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2014			
	Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Derivados de Deuda	1	15	1	—
Cobertura de Tipo de Interés	—	15	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable	—	15	—	—
Cobertura de Tipo de Cambio	—	—	1	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	1	—
Cobertura de Valor Razonable	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	1	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas	288	19	330	32
Cobertura de Tipo de Cambio	34	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	34	—	—	—
Cobertura de Precio	47	—	9	—
Cobertura de Flujos de Caja	47	—	9	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	207	19	321	32
Otros Derivados	4	—	5	—
Total	293	34	336	32

A continuación se presenta un desglose de los derivados contratados por ENDESA a 31 de diciembre de 2015 y 2014, su valor razonable y el desglose por vencimientos, de los valores nominales o contractuales:

Miliones de Euros

Derivados	31 de diciembre de 2015							
	Valor Razonable	Valor Nominal						
		2016	2017	2018	2019	2020	Siguientes	Total
DERIVADOS FINANCIEROS	11	36	20	—	15	—	12	83
Cobertura de Tipo de Interés	11	36	20	—	15	—	12	83
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Financieras	—	—	—	—	—	—	—	—
Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable	11	36	20	—	15	—	12	83
Permutas Financieras	11	36	20	—	15	—	12	83
Cobertura de Tipo de Cambio	—	—	—	—	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Financieras	—	—	—	—	—	—	—	—
Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable	—	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Financieras	—	—	—	—	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	—	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Financieras	—	—	—	—	—	—	—	—
DERIVADOS FÍSICOS	(89)	3.257	640	22	—	—	—	3.919
De Tipo de Cambio	5	712	8	—	—	—	—	720
De Cobertura	3	419	8	—	—	—	—	427
Futuros	3	419	8	—	—	—	—	427
No Cobertura	2	293	—	—	—	—	—	293
Futuros	2	293	—	—	—	—	—	293
De Precio	(94)	2.545	632	22	—	—	—	3.199
De Cobertura	(38)	400	34	—	—	—	—	434
Permutas Financieras	(38)	400	34	—	—	—	—	434
Otros	—	—	—	—	—	—	—	—
No Cobertura de Combustibles	(58)	1.391	498	22	—	—	—	1.911
Permutas Financieras	(71)	1.179	439	10	—	—	—	1.636
Otros	13	212	50	4	—	—	—	275
No Cobertura de Electricidad	2	754	100	—	—	—	—	854
Permutas Financieras	1	726	100	—	—	—	—	826
Otros	1	28	—	—	—	—	—	28
Total	(78)	3.293	660	22	15	—	12	4.002

Millones de Euros

Derivados	31 de diciembre de 2014							
	Valor Razonable	Valor Nominal						
		2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes	Total
DERIVADOS FINANCIEROS	15	36	36	20	—	15	12	119
Cobertura de Tipo de Interés	15	—	36	20	—	15	12	83
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Financieras	—	—	—	—	—	—	—	—
Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable	15	—	36	20	—	15	12	83
Permutas Financieras	15	—	36	20	—	15	12	83
Cobertura de Tipo de Cambio	(1)	21	—	—	—	—	—	21
Cobertura de Flujos de Caja	(1)	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Financieras	(1)	—	—	—	—	—	—	—
Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable	—	21	—	—	—	—	—	21
Permutas Financieras	—	21	—	—	—	—	—	21
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	1	15	—	—	—	—	—	15
Permutas Financieras	1	15	—	—	—	—	—	15
DERIVADOS FÍSICOS	(56)	5.476	395	70	—	—	—	5.941
De Tipo de Cambio	31	898	—	—	—	—	—	898
De Cobertura	34	536	—	—	—	—	—	536
Futuros	34	536	—	—	—	—	—	536
No Cobertura	(3)	362	—	—	—	—	—	362
Futuros	(3)	362	—	—	—	—	—	362
De Precio	(87)	4.578	395	70	—	—	—	5.043
De Cobertura	38	751	—	—	—	—	—	751
Permutas Financieras	39	748	—	—	—	—	—	748
Otros	(1)	3	—	—	—	—	—	3
No Cobertura de Combustibles	(123)	2.436	317	70	—	—	—	2.825
Permutas Financieras	(117)	2.186	310	63	—	—	—	2.569
Otros	(6)	252	7	7	—	—	—	266
No Cobertura de Electricidad	(2)	1.389	78	—	—	—	—	1.467
Permutas Financieras	(4)	1.199	78	—	—	—	—	1.277
Otros	2	190	—	—	—	—	—	190
Total	(41)	5.512	431	90	—	15	12	6.069

El importe nominal 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.

En relación con las coberturas de flujos de efectivo, durante los ejercicios 2015 y 2014 no se ha registrado importe alguno

en el Estado del Resultado Consolidado por la parte ineficaz de la cobertura.

En las coberturas de valor razonable el importe registrado en el Estado del Resultado Consolidado del derivado y del elemento cubierto ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	2015		2014	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Elementos Cubiertos	3	—	1	3
Derivados*	—	3	3	1
Total	3	3	4	4

* Sin liquidaciones.

Documentación legal

323

En el ejercicio 2015 no se han producido interrupciones de derivados designados inicialmente como coberturas de flujos de efectivo (1 millón de euros de gasto en el ejercicio 2014 en el Estado del Resultado Consolidado).

18.4. Pérdidas y ganancias netas por categorías de activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes

18.4.1. Pérdidas y ganancias netas por categorías de activos financieros

El importe de las pérdidas netas por categorías de activos financieros es como sigue:

	2015						Total
	Activos Financieros Mantenedos para Negociar	Otros Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Activos Financieros disponibles para la Venta	Préstamos y Partidas a Cobrar	Inversiones Mantenedas hasta el Vencimiento	Derivados de Cobertura	
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	12	3	—	(129)*	—	150	36
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—	(84)	(84)
Total	12	3	—	(129)	—	66	(48)

* Incluye pérdidas netas por deterioro de cuentas por cobrar por importe de 134 millones de euros (véanse Notas 12 y 28).

	2014						Total
	Activos Financieros Mantenedos para Negociar	Otros Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Activos Financieros disponibles para la Venta	Préstamos y Partidas a Cobrar	Inversiones Mantenedas hasta el Vencimiento	Derivados de Cobertura	
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	12	—	—	(107)*	—	31	(64)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—	48	48
Total	12	—	—	(107)	—	79	(16)

* Incluye pérdidas netas por deterioro de cuentas por cobrar por importe de 127 millones de euros (véanse Notas 12 y 28).

18.4.2. Pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros

El importe de las pérdidas netas por categorías de pasivos financieros es como sigue:

Millones de Euros					
	2015				
	Pasivos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Débitos y Partidas a Pagar	Derivados de Cobertura	Total
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(7)	—	(120)*	(9)	(136)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—
Total	(7)	—	(120)	(9)	(136)

* Incluye gastos financieros por deuda por importe de 165 millones euros (véase Nota 29).

Millones de Euros					
	2014				
	Pasivos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Débitos y Partidas a Pagar	Derivados de Cobertura	Total
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(5)	(3)	(136)*	(12)	(156)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—
Total	(5)	(3)	(136)	(12)	(156)

* Incluye gastos financieros por deuda por importe de 136 millones euros (véase Nota 29).

18.5. Compensación de activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes

El detalle de los activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes objeto de compensación a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Miliones de Euros

		31 de diciembre de 2015					
	Notas	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 Financieros no Corrientes	18.1	629	—	629	(46)	—	583
Derivados	18.3	51	—	51	(46)	—	5
Total Activo no Corriente		629	—	629	(46)	—	583
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	12	2.977	—	2.977	(283)	—	2.694
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios		2.662	—	2.662	(128)	—	2.534
Derivados	18.3	177	—	177	(155)	—	22
Total Activo Corriente		2.977	—	2.977	(283)	—	2.694

Miliones de Euros

		31 de diciembre de 2014					
	Notas	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 Financieros no Corrientes	18.1	619	—	619	(19)	—	600
Derivados	18.3	19	—	19	(19)	—	—
Total Activo no Corriente		619	—	619	(19)	—	600
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	12	3.071	—	3.071	(325)	—	2.746
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios		2.574	—	2.574	(105)	—	2.469
Derivados	18.3	292	—	292	(220)	—	72
Total Activo Corriente		3.071	—	3.071	(325)	—	2.746

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2015					
	Notas	Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		Importe Neto
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Deuda Financiera no Corriente	12.1	4.680	—	4.680	—	—	4.680
Otras Deudas Financieras		3.778	—	3.778	—	—	3.778
Otros Pasivos no Corrientes	20	632	—	632	(46)	—	586
Derivados	18.3	59	—	59	(46)	—	13
Total Pasivo no Corriente		5.312	—	5.312	(46)	—	5.266
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	22	5.233	—	5.233	(284)	—	4.949
Acreedores Comerciales		3.386	—	3.386	(129)	—	3.257
Derivados	18.3	258	—	258	(155)	—	103
Total Pasivo Corriente		5.233	—	5.233	(284)	—	4.949

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2014					
	Notas	Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		Importe Neto
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Deuda Financiera no Corriente	12.1	6 083	—	6 083	—	(14)	6 069
Otras Deudas Financieras		5 230	—	5 230	—	(14)	5 216
Otros Pasivos no Corrientes	20	556	—	556	(19)	—	537
Derivados	18.3	32	—	32	(19)	—	13
Total Pasivo no Corriente		6 639	—	6 639	(19)	(14)	6 606
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	22	5 861	—	5 861	(312)	—	5 549
Acreedores Comerciales		3 613	—	3 613	(105)	—	3 508
Derivados	18.3	335	—	335	(207)	—	128
Total Pasivo Corriente		5 861	—	5 861	(312)	—	5 549

18.6. Medición a valor razonable

18.6.1. Medición a valor razonable de las categorías de activos financieros

La clasificación de los activos financieros no corrientes y corrientes valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado por niveles de jerarquía de valor razonable a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2015			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Derivados de Deuda		11	—	11	—
Cobertura de Tipo de Interés		11	—	11	—
Cobertura de Flujos de Caja		—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable		11	—	11	—
Derivados por Operaciones Físicas		51	2	49	—
Cobertura de Precio		1	1	—	—
Cobertura de Flujos de Caja		1	1	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura		50	1	49	—
Total Activo no Corriente		62	2	60	—
Valores Representativos de Deuda		—	—	—	—
Derivados de Deuda		—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura		—	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas		177	7	170	—
Cobertura de Tipo de Cambio		5	—	5	—
Cobertura de Flujos de Caja		5	—	5	—
Cobertura de Precio		3	—	3	—
Cobertura de Flujos de Caja		3	—	3	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura		169	7	162	—
Otros Derivados		—	—	—	—
Existencias		10	10	—	—
Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Intermumpidas	32.2 y 38	50	—	50	—
Total Activo Corriente		237	17	220	—

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2014			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Derivados de Deuda		15	—	15	—
Cobertura de Tipo de Interés		15	—	15	—
Cobertura de Flujos de Caja		—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable		15	—	15	—
Derivados por Operaciones Físicas		19	—	19	—
Cobertura de Precio		—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja		—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura		19	—	19	—
Total Activo no Corriente		34	—	34	—
Valores Representativos de Deuda		—	—	—	—
Derivados de Deuda		1	—	1	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura		1	—	1	—
Derivados por Operaciones Físicas		269	31	257	—
Cobertura de Tipo de Cambio		34	—	34	—
Cobertura de Flujos de Caja		34	—	34	—
Cobertura de Precio		47	18	29	—
Cobertura de Flujos de Caja		47	18	29	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura		207	13	194	—
Otros Derivados		4	—	4	—
Existencias		13	13	—	—
Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Intermumpidas	32.2	18	—	18	—
Total Activo Corriente		324	44	280	—

Durante los ejercicios 2015 y 2014 no se han producido traspasos de ninguno de los niveles de jerarquía de los activos financieros indicados anteriormente.

18.6.2. Medición a valor razonable de las categorías de activos no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, las clasificaciones de los activos no 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 son las siguientes:

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2015			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones Inmobiliarias	3b y 7.1	58	—	—	58

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2014			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones Inmobiliarias	3b y 7.1	61	—	—	61

18.6.3. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros

La clasificación de los pasivos financieros no corrientes y corrientes valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado por niveles en jerarquía de valor razonable a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2015			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	21	—	21	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	73	—	73	—
Derivados por Operaciones Físicas	59	3	56	—
Cobertura de Precio	1	1	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	1	1	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	58	2	56	—
Total Pasivo no Corriente	153	3	150	—
Derivados de Deuda	—	—	—	—
Cobertura de Tipo de Cambio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable	—	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas	258	7	251	—
Cobertura de Tipo de Cambio	2	—	2	—
Cobertura de Flujos de Caja	2	—	2	—
Cobertura de Precio	41	1	40	—
Cobertura de Flujos de Caja	41	1	40	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	215	6	209	—
Otras Coberturas	—	—	—	—
Total Pasivo Corriente	258	7	251	—

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2014			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	22	—	22	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	97	—	97	—
Derivados por Operaciones Físicas	32	—	32	—
Cobertura de Precio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	32	—	32	—
Total Pasivo no Corriente	151	—	151	—
Derivados de Deuda	1	—	1	—
Cobertura de Tipo de Cambio	1	—	1	—
Cobertura de Flujos de Caja	1	—	1	—
Cobertura de Valor Razonable	—	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas	330	16	314	—
Cobertura de Tipo de Cambio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Cobertura de Precio	9	1	8	—
Cobertura de Flujos de Caja	9	1	8	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	321	15	306	—
Otras Coberturas	5	—	5	—
Total Pasivo Corriente	336	16	320	—

Durante los ejercicios 2015 y 2014 no se han producido traslados de ninguno de los niveles de jerarquía de los pasivos financieros indicados anteriormente.

El valor razonable del Nivel 2 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. Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este Nivel, por clase de pasivos financieros, 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. Estas valoraciones se realizan a través de herramientas internas. 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.

18.6.4. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros no valorados a valor razonable

La clasificación de 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 a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2015			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	672	—	672	—
Tipo Fijo	1	—	1	—
Tipo Variable	671	—	671	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	150	—	150	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	150	—	150	—
Otros Pasivos Financieros	4.377	—	4.377	—
Tipo Fijo	4.121	—	4.121	—
Tipo Variable	256	—	256	—
Total Pasivo no Corriente	5.199	—	5.199	—

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2014			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	510	—	510	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	510	—	510	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	250	—	250	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	250	—	250	—
Otros Pasivos Financieros	6.675	—	6.675	—
Tipo Fijo	6.497	—	6.497	—
Tipo Variable	178	—	178	—
Total Pasivo no Corriente	7.435	—	7.435	—

Documentación legal

331

19. Política de gestión de riesgos

La actividad de ENDESA, S.A. y sus Sociedades Dependientes se lleva a cabo en un entorno en el que existen factores exógenos 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.

Con el fin de adaptarse a la Ley 31/2014, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo y Código de Buen Gobierno de las sociedades cotizadas publicado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) en febrero de 2015, con fecha 15 de junio de 2015 el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. aprobó la Política de Control y Gestión de Riesgos de ENDESA.

La Política de Control y Gestión de Riesgos busca guiar y dirigir el conjunto de acciones estratégicas, organizativas y operativas que permitan al Consejo de Administración delimitar con precisión el nivel de riesgo aceptable, con el objeto de que los gestores de las distintas líneas de negocio puedan maximizar la rentabilidad de la Sociedad, la preservación o incremento de su patrimonio y fondos propios y la certidumbre en su consecución por encima de determinados niveles, evitando que eventos inciertos y futuros puedan influir negativamente en la consecución de los objetivos de rentabilidad fijados.

Los principios generales en la Política de Control y Gestión de Riesgos de ENDESA son los siguientes:

- > El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. es responsable de la determinación de la Política de Control y Gestión de Riesgos, incluidos los fiscales, de la supervisión de los sistemas internos de información y control y de la fijación del nivel de riesgo aceptable de ENDESA en cada momento.
- > El Comité de Riesgos, bajo la supervisión directa del Comité de Auditoría y Cumplimiento, ejerce las funciones de control y gestión de riesgos.

> ENDESA se deberá dotar del sistema normativo y de todas las herramientas necesarias para poder desarrollar un proceso continuo de identificación, cuantificación e información de todos los riesgos relevantes que afecten a la Sociedad.

> La organización operativa de la gestión y control de riesgos se implementará a través de la existencia de las funciones de Gestión de Riesgos y de Control Gestión de Riesgos, siendo ambas funciones independientes.

> Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de ENDESA y, en cualquier caso, respetando los siguientes límites y preceptos:

- Adecuación de los niveles de riesgos a los objetivos fijados por el Consejo de Administración.
- Optimización de la gestión y control de riesgos desde la visión consolidada, dando prioridad a esta frente a la gestión individual de cada uno de los riesgos.
- Evaluación continua de los mecanismos de cobertura, transferencia y mitigación para garantizar su idoneidad y la adopción de las mejores prácticas de mercado.
- Estudio continuo de las leyes, normativas y reglamentos vigentes, incluyendo los fiscales, para garantizar que las operaciones se realizan de acuerdo con las normas que regulan la actividad.
- Respeto y cumplimiento de la normativa interna, con especial enfoque al Gobierno Corporativo, al Código Ético, al Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción y los Principios Generales para la Prevención de Riesgos Penales.
- Deber de preservar la salud, la seguridad de las personas que trabajan en y para ENDESA.

- Compromiso con el desarrollo sostenible, la eficiencia y el respeto por el medio ambiente identificando, evaluando y gestionando los efectos medioambientales de las actividades de ENDESA.
- Optimización de forma responsable en el uso de los recursos disponibles, a fin de proporcionar rentabilidad al accionista en el marco de relaciones basadas en principios de lealtad y transparencia.
- Las políticas financieras de ENDESA contemplan la gestión activa de los riesgos financieros vinculados con la operativa ordinaria y, con carácter general, están restringidas las posiciones especulativas.

La directrices generales de la Política de Control y Gestión de Riesgos se desarrollan y completan con otras políticas de riesgos corporativos y específicas de cada línea de negocio, así como con los límites que se establecen para una óptima gestión de riesgos.

El órgano responsable de la ejecución de la Política de Control y Gestión de Riesgos es el Comité de Riesgos de ENDESA, que se apoya en los procedimientos internos de las distintas áreas de negocio y corporativas y es supervisado por el Comité de Auditoría y Cumplimiento del Consejo de Administración de ENDESA, S.A.

El Proceso de Gestión de Riesgos de ENDESA obedece a un modelo basado, por una parte, en el estudio permanente del perfil de riesgo, en las mejores prácticas actuales en el sector energético o de referencia en la gestión de riesgos y, por otra parte, en asegurar la conexión entre el nivel de riesgo aceptable determinado por el Consejo de Administración, el riesgo efectivamente asumido y los recursos necesarios para operar los negocios optimizando la relación riesgo-retorno de los negocios.

El ciclo de Gestión de Riesgos es el conjunto de actividades relacionadas con la identificación, medición, control y

gestión de los distintos riesgos incurridos por los Negocios y la Corporación. El objetivo de la gestión de riesgos es la ejecución de las acciones encaminadas a la adecuación de los niveles de riesgo asumidos en cada nivel de la Compañía a sus objetivos.

Los mecanismos para la gestión y control de riesgos son los expuestos en las Notas siguientes.

19.1. Riesgo de tipo de interés

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a un tipo de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita minimizar el coste de la deuda 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 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.

La estructura de riesgo financiero es la siguiente:

Millones de Euros	Posición Neta			
	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Antes de Derivados	Después de Derivados	Antes de Derivados	Después de Derivados
Tipo de Interés Fijo	3.537	3.537	5.073	5.073
Tipo de Interés Variable	797	786	362	347
Total	4.334	4.323	5.435	5.420

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el tipo de interés de referencia de la deuda contratada por las sociedades de ENDESA es, fundamentalmente, Euribor.

El desglose del valor nominal y del valor razonable de los derivados de tipo de interés a 31 de diciembre de 2015 y 2014, por designación, es el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2015					
	Nominal Neto	Valor Razonable Neto	Nominal Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nominal Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Valor Razonable						
Swaps Tipo Interés	83	11	83	11	—	—
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Derivados Trading						
Swaps Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Total Swaps Tipo Interés	83	11	83	11	—	—
Total derivados tipo de interés	83	11	83	11	—	—

Millones de Euros	31 de diciembre de 2014					
	Nominal	Valor Razonable	Nominal Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nominal Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Valor Razonable						
Swaps Tipo Interés	83	15	83	15	—	—
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Derivados Trading						
Swaps Tipo Interés	15	1	15	1	—	—
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Total Swaps Tipo Interés	98	16	98	16	—	—
Total derivados tipo de interés	98	16	98	16	—	—

El detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros							
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Siguientes
Derivados de Cobertura de Valor Razonable							
Valor Razonable Positivo	11	3	3	3	3	2	22
Valor Razonable Negativo	—	—	—	—	—	—	—
Derivados de Tipo de Interés Trading							
Valor Razonable Positivo	—	—	—	—	—	—	—
Valor Razonable Negativo	—	—	—	—	—	—	—

Millones de Euros							
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes
Derivados de Cobertura de Valor Razonable							
Valor Razonable Positivo	15	3	3	3	3	3	26
Valor Razonable Negativo	—	—	—	—	—	—	—
Derivados de Tipo de Interés Trading							
Valor Razonable Positivo	1	1	—	—	—	—	—
Valor Razonable Negativo	—	—	—	—	—	—	—

Teniendo en cuenta las coberturas de flujos de caja que se consideran eficaces, el 77% de la deuda estaba protegida al riesgo de tipo de interés a 31 de diciembre de 2015 (85% a 31 de diciembre de 2014). Considerando también las coberturas de valor razonable, este porcentaje es del 76% a 31 de diciembre de 2015 (83% a 31 de diciembre de 2014). La variación obtenida con respecto al año anterior se debe al cambio en la política de la estructura de la deuda reduciéndose la deuda por importe de 1.500 millones de euros a tipo fijo.

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el impacto sobre el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de otro Resultado Global de la variación en el tipo de interés, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014	
	Variación de Puntos Básicos	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global
Gastos Financieros de la Deuda Bruta Variable Después de Derivados					
Aumento Tipo de Interés	+25	4	—	6	—
Reducción Tipo de Interés	-25	(4)	—	(6)	—
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura					
De Valor Razonable					
Aumento Tipo de Interés	+25	(1)	—	(2)	—
Reducción Tipo de Interés	-25	1	—	1	—
De Flujos de Efectivo					
Aumento Tipo de Interés	+25	—	—	—	—
Reducción Tipo de Interés	-25	—	—	—	—
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura					
Aumento Tipo de Interés	+25	—	—	—	—
Reducción Tipo de Interés	-25	—	—	—	—

19.2. Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las transacciones para la adquisición de materias primas energéticas (especialmente gas natural y carbón) en los mercados internacionales donde los precios de estas materias primas (*commodities*) suelen estar denominados en dólares estadounidenses (USD). De igual forma ENDESA incurre en este riesgo en la gestión de deuda 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 contrata permutas financieras de divisa y seguros

de cambio, entre otros. Adicionalmente, ENDESA 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.

El desglose del valor nominal y del valor razonable de los derivados de tipo de cambio a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros						
Derivados tipo de cambio	31 de diciembre de 2015					
	Nacional Neto	Valor Razonable Neto	Nacional Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nacional Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Flujos Caja						
Futuros	427	3	274	5	153	(2)
Opciones	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés / Divisas	—	—	—	—	—	—
Derivados Cobertura Valor Razonable						
Futuros	—	—	—	—	—	—
Opciones	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés / Divisas	—	—	—	—	—	—
Derivados Trading						
Futuros	293	2	204	4	89	(2)
Opciones	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés / Divisas	—	—	—	—	—	—
Total Futuros	720	5	478	9	242	(4)
Total Permutas Cruzadas	—	—	—	—	—	—
Total derivados tipo de cambio	720	5	478	9	242	(4)

Millones de Euros						
Derivados tipo de cambio	31 de diciembre de 2014					
	Nacional Neto	Valor Razonable Neto	Nacional Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nacional Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Flujos Caja						
Futuros	536	34	453	34	83	—
Opciones	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés / Divisas	—	(1)	—	—	—	(1)
Derivados Cobertura Valor Razonable						
Futuros	—	—	—	—	—	—
Opciones	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés / Divisas	21	—	—	—	21	—
Derivados Trading						
Futuros	362	(3)	180	9	182	(12)
Opciones	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés / Divisas	—	—	—	—	—	—
Total Futuros	898	31	633	43	265	(12)
Total Permutas Cruzadas	21	(1)	—	—	21	(1)
Total derivados tipo de cambio	919	30	633	43	286	(13)

El detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Miliones de Euros

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						Siguietes
	31 de diciembre de 2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Derivados de Tipo de Cambio-Cobertura de Flujos de Caja							
Valor Razonable Positivo	5	5	—	—	—	—	—
Valor Razonable Negativo	(2)	(2)	—	—	—	—	—
Derivados de Tipo de Cambio Trading							
Valor Razonable Positivo	4	4	—	—	—	—	—
Valor Razonable Negativo	(2)	(2)	—	—	—	—	—

Miliones de Euros

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						Siguietes
	31 de diciembre de 2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Derivados de Tipo de Cambio-Cobertura de Flujos de Caja							
Valor Razonable Positivo	34	34	—	—	—	—	—
Valor Razonable Negativo	(1)	(1)	—	—	—	—	—
Derivados de Tipo de Cambio Trading							
Valor Razonable Positivo	9	9	—	—	—	—	—
Valor Razonable Negativo	(12)	(12)	—	—	—	—	—

A 31 de diciembre de 2015 no existe deuda a largo plazo contratada en moneda extranjera (0,4% a 31 de diciembre de 2014) y el importe de «Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes» en moneda extranjera asciende a 5 millones de euros (35 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 13).

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el impacto sobre el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global de la evolución del tipo de cambio del Euro con el dólar estadounidense (USD) y el yen japonés, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014		
	Variación Porcentual	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura						
De Flujos de Caja						
Depreciación del Euro	10%	—	41	—	51	
Apreciación del Euro	10%	—	(34)	—	(41)	
De Valor Razonable						
Depreciación del Euro	10%	—	—	3	—	
Apreciación del Euro	10%	—	—	(2)	—	
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura						
Depreciación del Euro	10%	13	—	(3)	—	
Apreciación del Euro	10%	(11)	—	1	—	

19.3. Riesgo de precio de commodities

La Sociedad se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de las *commodities*, incluidos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reductions Units (ERUs), 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 *commodities* 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 a 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 *commodities* se gestionan mediante operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados (permutas, futuros).

El detalle del valor nominal y del valor razonable de los derivados de *commodities* a 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2015					
	Valor Nominal Neto	Nominal Activos Financieros	Nominal Pasivos Financieros	Valor Razonable Neto	Valor Razonable Activo	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	434	110	324	(38)	4	(42)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	—	—	—	—	—	—
Derivados de Carbón	230	24	206	(35)	1	(36)
Permutas Financieras de Electricidad	204	86	118	(3)	3	(6)
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	2.765	1.220	1.536	(56)	215	(271)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	1.574	586	988	(62)	167	(229)
Opciones de Combustibles Líquidos y Gas	—	—	—	—	—	—
Otros Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	22	10	12	(1)	1	(2)
Permutas Financieras de Electricidad	826	417	409	1	18	(17)
Opciones de Electricidad	21	7	14	—	—	—
Otros Derivados de Electricidad	7	7	—	1	1	—
Permutas Financieras de Carbón	62	7	55	(9)	3	(12)
Otros Derivados de Carbón	118	83	35	5	16	(11)
Otros Derivados Físicos	135	112	23	9	9	—
Total	3.199	1.339	1.860	(94)	219	(313)

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2014					
	Valor Nacional Neto	Nacional Activos Financieros	Nacional Pasivos Financieros	Valor Razonable Neto	Valor Razonable Activo	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	751	546	205	38	47	(9)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	3	—	3	(1)	—	(1)
Derivados de Carbón	—	—	—	—	—	—
Permutas Financieras de Electricidad	748	546	202	39	47	(8)
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	4.292	1.921	2.371	(125)	221	(346)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	1.494	614	880	(54)	105	(150)
Opciones de Combustibles Líquidos y Gas	8	8	—	—	—	—
Otros Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	74	24	50	(5)	6	(11)
Permutas Financieras de Electricidad	1.277	630	647	(4)	44	(48)
Opciones de Electricidad	181	102	79	—	1	(1)
Otros Derivados de Electricidad	9	8	1	2	3	(1)
Permutas Financieras de Carbón	1.065	426	639	(63)	46	(109)
Otros Derivados de Carbón	130	79	51	(3)	12	(15)
Otros Derivados Físicos	54	30	24	2	4	(2)
Total	5.943	2.467	2.576	(87)	268	(355)

El detalle del valor razonable estratificado para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Miliones de Euros

Valor Razonable	Estratificación Valor Razonable						
	31 de diciembre de 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Electricidad	(3)	(3)	—	—	—	—	—
Derivados de Carbón	(35)	(35)	—	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	—	—	—	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura							
Derivados de Electricidad	2	3	(1)	—	—	—	—
Derivados de Carbón	(4)	(4)	(2)	2	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(63)	(54)	(8)	(1)	—	—	—
Otros Derivados Físicos	9	7	2	—	—	—	—

Miliones de Euros

Valor Razonable	Estratificación Valor Razonable						
	31 de diciembre de 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Electricidad	39	39	—	—	—	—	—
Derivados de Carbón	—	—	—	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(1)	(1)	—	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura							
Derivados de Electricidad	(2)	(1)	(1)	—	—	—	—
Derivados de Carbón	(66)	(61)	(3)	(2)	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(59)	(53)	(5)	(1)	—	—	—
Otros Derivados Físicos	2	2	—	—	—	—	—

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el detalle del impacto sobre el valor de los derivados de *commodities* existentes que produciría una variación del 10% en los precios de las materias primas, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Millones de Euros					
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014	
	Variación de Precio de Commodities	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global
Derivados de Electricidad	10%	—	(1)	—	(47)
	-10%	—	3	—	47
Derivados de Carbón	10%	—	20	—	—
	-10%	—	(19)	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	10%	—	—	—	—
	-10%	—	—	—	—

Millones de Euros					
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014	
	Variación de Precio de Commodities	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global
Derivados de Electricidad	10%	4	—	5	—
	-10%	(3)	—	(5)	—
Derivados de Carbón	10%	7	—	17	—
	-10%	(8)	—	(19)	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	10%	13	—	(48)	—
	-10%	(12)	—	(79)	—
Otros Derivados Físicos	10%	(1)	—	2	—
	-10%	—	—	—	—

19.4. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el que puede generar dificultades para cumplir con las obligaciones asociadas a pasivos financieros que son liquidados 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 período 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 neta. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de la deuda financiera y derivados financieros, véanse las Notas 17 y 18.

La función de tesorería está centralizada en ENDESA Financiación Filiales, S.A.U., que realiza previsiones de tesorería al objeto de asegurar que se dispone del efectivo suficiente para satisfacer las necesidades operativas, manteniendo niveles suficientes de disponibilidad en sus préstamos no dispuestos. A 31 de diciembre de 2015 y 2014 la liquidez de ENDESA presenta el siguiente detalle:

Millones de Euros							
	Notas	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014		
		Vencimiento Corriente	Vencimiento no Corriente	Total	Vencimiento Corriente	Vencimiento no Corriente	Total
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	346	—	346	648	—	648
Líneas de Crédito Disponibles de Forma Incondicional	172*	—	3.187	3.187	—	3.519	3.519
Liquidez		346	3.187	3.533	648	3.519	4.167

* A 31 de diciembre de 2015 y 2014, 1.000 millones de euros corresponden a líneas de crédito disponibles con Enel Finance International, N.V. de los que no hay importe dispuesto alguno a dichas fechas.

A 31 de diciembre de 2015 ENDESA mantiene un fondo de maniobra negativo por importe de 892 millones de euros. En este sentido, el importe disponible en líneas de crédito a largo plazo garantiza que ENDESA pueda obtener recursos financieros suficientes para continuar sus operaciones y liquidar sus activos y pasivos por los importes con que figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

19.5. 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.

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 muy pormenorizado del riesgo de crédito y toma una serie de precauciones adicionales que incluyen, entre otras:

- > 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, este 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 12).

A 31 de diciembre de 2015, la deuda vencida con terceros asciende a 700 millones de euros, lo que representa 16,5 días de facturación equivalente (633 millones de euros y 14,7 días de facturación equivalente, respectivamente, a 31 de diciembre de 2014).

Respecto del riesgo de crédito de los activos de carácter financiero, las políticas de riesgo que sigue ENDESA son las siguientes:

> ENDESA y sus filiales colocan sus excedentes de tesorería en contrapartidas de primer nivel en los mercados en que se opera. A 31 de diciembre de 2015, la mayor exposición por posiciones de tesorería con una contraparte no perteneciente al Grupo Enel asciende a 125 millones de euros (191 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

> 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 2015, el 80% del total de operaciones contratadas corresponde a operaciones con entidades cuyo *rating* es igual o superior a «A-» (56% a 31 de diciembre de 2014). A 31 de diciembre de 2015, la máxima exposición por contraparte asciende a 12 millones de euros (16 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

> El riesgo de crédito asociado a los instrumentos financieros contratados sobre *commodities* es limitado. A 31 de diciembre de 2015, y tomando como base los valores de mercado, la exposición en derivados de *commodities* resulta inferior a 38 millones de euros (37 millones de euros a 31 de diciembre de 2014). La calificación crediticia de las contrapartes con las que se opera se monitoriza con los *ratings* de las agencias de calificación especializadas o con *rating* interno equivalente, calculado de acuerdo a las mejores prácticas de mercado.

> A 31 de diciembre de 2015 el riesgo máximo acumulado por contraparte de los derivados de tipo de interés y de tipo de cambio, y los derivados sobre *commodities* asciende a 21 millones de euros, por lo que ninguna contraparte acumula más del 37% del riesgo total de crédito de los instrumentos financieros (22 millones de euros y 16% del total, respectivamente, a 31 de diciembre de 2014).

A 31 de diciembre de 2015 existen avales, cartas de garantía y prendas recibidos en garantía de operaciones de naturaleza comercial, conforme al siguiente detalle:

> Empresas por importe de 3 millones de euros (3 millones de euros a 31 de diciembre de 2014);

> Grandes Clientes por importe de 228 millones de euros (194 millones de euros a 31 de diciembre de 2014); y

> Contrapartes en los mercados de *commodities* por importe de 303 millones de euros (296 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no se han ejecutado avales, cartas de garantía o prendas por importe significativo.

Vencimiento y deterioro de activos financieros

El detalle de clientes por ventas y prestación de servicios, clasificados por su vencimiento y en función de su deterioro, es el siguiente:

Millones de Euros			
	Netas	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Deteriorados		407	338
Ni Vencidos ni Deteriorados		1.962	1.941
Vencidos no Deteriorados*		293	295
Con Antigüedad Menor de Tres Meses		188	190
Con Antigüedad entre Tres y Seis Meses		58	50
Con Antigüedad entre Seis y Doce Meses		22	26
Con Antigüedad Mayor a Doce Meses		25	29
Total	12	2.662	2.574

* Incluye 143 millones de euros correspondientes a Administraciones Públicas españolas (155 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Análisis del riesgo por contraparte

El detalle de la calificación crediticia de los instrumentos financieros de activo no vencidos ni deteriorados, que no pertenecen a la categoría de clientes por ventas y prestación de servicios, es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Efectivo y otros Medios Liquidos Equivalentes	13	346	648
A+		3	19
A-		35	6
B+		16	81
BB+		43	0
BB		0	105
BB-		38	7
BBB+		39	255
BBB		14	42
BBB-		120	131
Contraparte Sin Calificación Crediticia		32	2
Activos Financieros Disponibles para la Venta	18.1.2	7	13
Contraparte Sin Calificación Crediticia		7	13
Derivados de Cobertura	18.3	11	15
A		—	1
A+		11	14
Activos Financieros Mantenedos para Negociar		—	1
Contraparte Sin Calificación Crediticia		—	1
Derivados no Financieros	12 y 18.3	228	311
A		1	10
A+		1	2
A-		2	—
AA-		1	—
B-		1	2
B+		3	17
BB		3	6
BB-		3	—
BB+		6	1
BBB		185	206
BBB-		4	3
BBB+		9	41
Contraparte Sin Calificación Crediticia		9	23
Activos Financieros*		913	1.781
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España	18.1.1	155	466
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios no Peninsulares (TNP)	18.1.1	137	707
Fianzas y Depósitos		427	421
Créditos al Personal		31	32
Créditos a Empresas Asociadas y Negocios Conjuntos		71	90
Otros Activos Financieros		92	65
Total	18.1.1	1.505	2.769

* Incluye, fundamentalmente, cuentas a cobrar con Administraciones Públicas, así como cuentas por cobrar con contrapartes que no disponen de calificación crediticia.

19.6. Riesgo de concentración

ENDESA está expuesta al riesgo de concentración de clientes y proveedores en el desarrollo de su actividad.

El riesgo de concentración de clientes se gestiona y minimiza mediante una estrategia de negocio que cuenta con varios criterios de diversificación:

- > 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, y
- > Tipología de productos comercializados: electricidad, gas natural y diferentes servicios de valor añadido.

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.

En las relaciones con su accionista principal, ENDESA está expuesta al riesgo de crédito. Durante 2015 este riesgo no ha sido significativo y se origina fundamentalmente por la potencial variación de los contratos de cobertura de *commodities* que ENDESA ha contratado a través de Empresas del Grupo Enel.

A 31 de diciembre de 2015, las cuentas por cobrar de los 10 mayores clientes (Grupo Empresarial) representan menos del 12% del total, sin que ninguno de ellos represente de forma individual más de un 2% del total a dicha fecha (14% y 2%, respectivamente, a 31 de diciembre de 2014).

Las relaciones que mantiene actualmente ENDESA con los principales suministradores y proveedores de servicios en el sector 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 una cartera de proveedores diversificada en todas sus cate-

gorías 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 2015 los 10 mayores proveedores no representan más del 25% del total (32% del total a 31 de diciembre de 2014).

20. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Fianzas y Depósitos	18.1.1	446	424
Derivados no Financieros	19.3	59	32
Otras Cuentas a Pagar		127	100
Total	18.2	632	556

21. Activos y pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el origen de los impuestos diferidos registrados en ambos ejercicios es el siguiente:

Millones de Euros		
Impuestos Diferidos de Activo con Origen en	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	179	177
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	705	754
Otras Provisiones	178	163
Bases Imponibles Negativas	1	—
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	161	141
Otros	62	40
Total	1.286	1.275

Millones de Euros		
Impuestos Diferidos de Pasivo con Origen en	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	681	628
Otros	258	245
Total	939	873

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el importe de los impuestos diferidos compensables es de 708 millones de euros y 711 millones de euros, respectivamente. Del importe total de activos y pasivos por impuestos diferidos registrados a 31 de diciembre de 2015 y 2014, no resultan compensables los que se detallan a continuación:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Impuestos Diferidos de Activo No Compensables	578	564
Impuestos Diferidos de Pasivo No Compensables	231	162

Los movimientos de los epígrafes de «Activos por Impuesto Diferido» y «Pasivos por Impuesto Diferido» del Estado de Situación Financiera Consolidado en ambos ejercicios son:

Millones de Euros								
Activos por Impuesto Diferido	Saldo a 31 de diciembre de 2014	Incorporación/Reducción de Sociedades	(Cargo)/ Abono Pérdidas y Ganancias (Nota 31) ¹	(Cargo)/ Abono Patrimonio (Nota 31) ²	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2015
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	177	—	(61)	—	—	63	—	179
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	754	—	10	(73)	—	14	—	705
Otras Provisiones	163	—	29	—	—	(14)	—	178
Bases Imponibles Negativas	—	—	—	—	—	1	—	1
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	141	—	20	—	—	—	—	161
Otros	40	—	—	4	—	18	—	62
Total	1.275	—	(2)	(69)	—	82	—	1.286

¹ El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2015 ha tenido un impacto de 14 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado, que ha minorado el valor del activo por impuesto diferido (véase Nota 36).

² El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2015 ha tenido un impacto de 7 millones de euros en Otro Resultado Global Consolidado, que ha incrementado el valor del activo por impuesto diferido (véase Nota 36).

Millones de Euros

Activos por Impuesto Diferido	Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Incorporación/ Reducción de Sociedades ¹	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias (Nota 31) ²	(Cargo) / Abono Patrimonio (Nota 31) ³	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Manteneridos para la Venta (Nota 32.1)	Saldo a 31 de diciembre de 2014
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	285	47	75	—	7	(68)	(169)	177
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	720	—	23	69	4	—	(62)	754
Otras Provisiones	369	10	(26)	—	7	7	(204)	163
Bases Imponibles Negativas	5	1	3	—	—	—	(9)	—
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	59	—	62	—	—	—	—	141
Otros	430	(7)	54	3	1	(20)	(421)	40
Total	1.868	51	211	72	19	(81)	(865)	1.275

¹ Corresponde principalmente a la incorporación en el perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. y de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (véase Nota 2.3.1).

² Se incluyen 145 millones de euros positivos correspondientes a las Actividades Continuas. El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2014 tuvo un impacto de 147 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado, que minoró el valor del activo por impuesto diferido (véase Nota 3f).

³ Se incluyen 70 millones de euros positivo correspondientes a las Actividades Continuas. El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2014 tuvo un impacto de 31 millones de euros en Otro Resultado Global Consolidado, que minoró el valor del activo por impuesto diferido (véase Nota 3h).

Millones de Euros

Pasivos por Impuesto Diferido	Saldo a 31 de diciembre de 2014	Incorporación/ Reducción de Sociedades	Cargo/ (Abono) Pérdidas y Ganancias (Nota 31) ¹	Cargo/ (Abono) Patrimonio (Nota 31) ²	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Manteneridos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2015
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	628	—	2	—	—	51	—	681
Otros	245	11	(12)	(17)	—	31	—	258
Total	873	11	(10)	(17)	—	82	—	939

¹ El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2015 ha tenido un impacto de 3 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado, que ha minorado el valor del pasivo por impuesto diferido (véase Nota 3f).

² El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2015 ha tenido un impacto de 3 millones de euros en Otro Resultado Global Consolidado, que ha incrementado el valor del pasivo por impuesto diferido (véase Nota 3h).

Millones de Euros

Pasivos por Impuesto Diferido	Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Incorporación/ Reducción de Sociedades ¹	Cargo / (Abono) Pérdidas y Ganancias (Nota 31) ²	Cargo / (Abono) Patrimonio (Nota 31) ³	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Manteneridos para la Venta (Nota 32.1)	Saldo a 31 de diciembre de 2014
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	1.233	38	1	—	(3)	(9)	(632)	628
Otros	817	2	(100)	12	4	(64)	(426)	245
Total	2.050	40	(99)	12	1	(73)	(1.058)	873

¹ Corresponde principalmente a la incorporación en el perímetro de consolidación de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (véase Nota 2.3.1).

² Se incluyen 59 millones de euros negativos correspondientes a las Actividades Continuas. El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2014 tuvo un impacto de 186 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado, que minoró el valor del pasivo por impuesto diferido (véase Nota 3f).

³ Se incluyen 15 millones de euros positivos correspondientes a las Actividades Continuas. El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2014 tuvo un impacto de 3 millones de euros en Otro Resultado Global Consolidado, que minoró el valor del pasivo por impuesto diferido (véase Nota 3h).

Documentación legal

347

Como consecuencia del inicio del proceso de venta de activos de Latinoamérica descrito en la Nota 32.1, la Sociedad estimó que resultaba probable que se materializara el impuesto diferido de activo asociado a la diferencia entre el valor fiscal en Chile de la participación directa del 20,3% que ENDESA, S.A. posee en Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) y el valor contable en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA de los activos netos correspondientes a esa participación, por lo que, con fecha 31 de julio de 2014, se registró un impuesto diferido de activo por importe de 219 millones de euros en el epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas». El 23 de octubre de 2014, fecha de desinversión del Negocio en Latinoamérica, se procedió a revertir el mencionado impuesto diferido en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» por importe de 228 millones de euros.

A continuación se detalla la estimación de realización de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Activos por Impuestos Diferidos	1.286	1.275
Realizable en un año	163	200
Realizable a más de un año	1.123	1.075
Pasivos por Impuestos Diferidos	939	873
Realizable en un año	28	70
Realizable a más de un año	911	803

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de beneficios fiscales suficientes en el futuro. Los Administradores de la Sociedad

Dominante consideran que las provisiones de beneficios futuros de las distintas sociedades de ENDESA cubren sobradamente los necesarios para recuperar estos activos.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existían activos por impuestos diferidos correspondientes a pérdidas fiscales pendientes de reconocer.

A 31 de diciembre de 2015 existen bases imponibles negativas de ejercicios anteriores susceptibles de compensación con futuros beneficios por importe de 1 millón de euros. A 31 de diciembre de 2014 no existían bases imponibles negativas de ejercicios anteriores susceptibles de compensación con futuros beneficios.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el detalle de las deducciones de cuota pendientes de aplicar con futuros beneficios y el año hasta el cual pueden ser utilizadas es el siguiente:

Millones de Euros		
Año	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
2016	—	—
2021	3	3
2022	3	3
2023	2	2
2024	2	2
2025	2	—
2026	7	7
2027	20	21
2028	23	24
2029	21	21
2030	28	16
2031	8	7
2032	6	—
Sin límite	36	35
Total	161	141

22. Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Pasivos Financieros	18.2	4.497	4.759
Proveedores y otros Acreedores		3.386	3.613
Derivados no Financieros	18.3	258	335
Dividendo a Pagar	14.1.9	424	402
Otras Cuentas por Pagar		429	409
Pasivos por Impuestos		736	1.102
Impuesto sobre Sociedades Corriente		260	639
Hacienda Pública Acreedora por Impuesto sobre Valor Añadido (IVA)		32	44
Otros Impuestos		444	419
Total		5.233	5.861

Con fecha 4 de enero de 2016 se ha pagado el dividendo a cuenta del ejercicio 2015 aprobado por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. de fecha 21 de diciembre de 2015, por un importe total de 424 millones de euros (0,40 euros brutos por acción) (véase Nota 14.1.9).

Con fecha 2 de enero de 2015 se pagó el dividendo a cuenta del ejercicio 2014 aprobado por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. de fecha 15 de diciembre de 2014, por un importe total de 402 millones de euros (0,38 euros brutos por acción) (véase Nota 14.1.9). Con fecha 1 de julio de 2015 se pagó el dividendo complementario del ejercicio 2014 aprobado por la Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A. de fecha 27 de abril de 2015 por ese mismo importe.

A 31 de diciembre de 2015 el importe de la deuda comercial remesada a las entidades financieras para su gestión de pago a proveedores (*confirming*), clasificada dentro del epígrafe de «Acreedores Comerciales y otras Cuentas por Pagar» asciende a 295 millones de euros (264 millones de

euros a 31 de diciembre de 2014). El ingreso financiero devengado por los contratos de *confirming* durante los ejercicios 2015 y 2014 ha ascendido a 1 millón de euros.

22.1. Información sobre el período medio de pago a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio

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:

Número de Días	2015
Periodo Medio de Pago a Proveedores	21
Ratio de Operaciones Pagadas	20
Ratio de Operaciones Pendientes de Pago	44

Millones de Euros		2015
Total Pagos Realizados		15.200
Total Pagos Pendientes		451

El período medio de pago a proveedores fue de 28 días a 31 de diciembre de 2014.

23. Provisiones corrientes

El desglose de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es como sigue:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		232	264
Expedientes de Regulación de Empleo	16.2.1	194	253
Suspensiones de Contrato	16.2.2	38	11
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)	11.1	240	197
Otras Provisiones Corrientes		168	83
Total		638	544

24. Ingresos

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros		
	2015	2014
Ventas	19.281	20.473
Otros Ingresos de Explotación	1.018	1.039
Total	20.299	21.512

Millones de Euros		
	2015	2014
España	17569	18.419
Portugal	865	770
Francia	288	250
Alemania	162	164
Reino Unido	51	447
Holanda	44	196
Otros	302	227
Total	19.281	20.473

24.1. Ventas

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros		
	2015	2014
Ventas de Electricidad	14.168	14.841
Ventas Mercado Liberalizado	8.425	8.165
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	987	926
Ventas a Precio Regulado	2.865	3.045
Ventas Mercado Mayorista	815	939
Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNPI)	1.044	1.754
Otras Ventas de Electricidad	12	12
Ventas de Gas	2.378	2.862
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	2.048	2.038
Otras Ventas y Prestaciones de Servicios	687	732
Total	19.281	20.473

El detalle de las ventas a clientes externos de las principales áreas geográficas determinado en función de la ubicación geográfica del cliente, es como sigue:

24.2. Otros ingresos de explotación

El detalle de otros ingresos de explotación correspondiente a los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de Euros		
	2015	2014
Variación Derivados Materias Energéticas	614	685
Imputación a Resultados de Subvenciones	170	173
Prestación de Servicios en Instalaciones	6	24
Otros	228	157
Total	1.018	1.039

El epígrafe «Variación Derivados de Materias Energéticas» del ejercicio 2015 incluye el resultado positivo de 184 millones de euros obtenido en la venta *forward* materializada el 17 de diciembre de 2015 relativa a los European Union Allowances (EUAs) obtenidos en virtud del proceso de intercambio de los Emission Reduction Units (ERUs) y Certified Emission Reductions (CERs) regulado en el Reglamento (UE) n° 389/2013, artículos 58-61 8 (véase Nota 11.1).

25. Aprovisionamientos y servicios

25.1. Compras de energía y consumo de combustibles

La composición de estas partidas del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros		
	2015	2014
Electricidad	3.069	3.041
Materias Energéticas	3.849	4.571
Carbón	1.028	1.027
Combustible Nuclear	140	131
Fuel	786	1.144
Gas	1.695	2.269
Total	6.918	7.612

La Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, y la Orden IET/2182/2015, de 15 de octubre, fijaron los porcentajes de reparto de las cantidades a asumir relativas al Bono Social de 2014 y 2015, respectivamente, correspondiendo a ENDESA, S.A. un 41,61% y un 41,26%, respectivamente. Dentro del epígrafe «Otros Gastos Variables» se recoge el importe financiado en 2015 por ENDESA relativo al Bono Social por importe de 78 millones de euros (102 millones de euros en el ejercicio 2014) (véase Nota 4).

25.2. Otros aprovisionamientos variables y servicios

La composición de esta partida del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2015	2014
Variación Derivados Materias Energéticas		445	786
Canon e Impuestos Medioambientales		628	670
Derecho de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)	77	241	209
Tasa Ocupación Vía Pública / Alumbrado		198	191
Tratamiento de Residuos Radioactivos		178	171
Otros Gastos Variables		429	417
Total		2.119	2.444

26. Gastos de personal

La composición de esta partida del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2015	2014
Sueldos y Salarios		697	740
Aportaciones a Planes de Pensiones	16.1	48	68
Provisiones por Planes de Reestructuración de Plantilla		356	303
Provisión por Expedientes de Regulación de Empleo	16.2.1	(35)	(40)
Provisión por Suspensión de Contratos	16.2.2	391	349
Otros Gastos de Personal y Cargas Sociales		231	134
Total		1.332	1.245

27. Otros gastos fijos de explotación

La composición de esta partida del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2015 y 2014 es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2015	2014
Reparaciones y Conservación		360	438
Primas de Seguros		57	55
Servicios de Profesionales Independientes y Servicios Externalizados		46	50
Arrendamientos y Cánones	6.1	36	41
Tributos y Tasas		96	73
Gastos de Viajes		19	20
Otros Gastos Fijos de Explotación		599	639
Total		1.212	1.316

Durante el ejercicio 2015 se ha registrado una provisión por importe de 47 millones de euros por costes que se estima

no serán recuperables en el proyecto relativo a la Central Hidroeléctrica de Girabolhos (Portugal) (véanse Notas 6 y 8.1).

28. Amortizaciones y pérdidas por deterioro

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Miliones de Euros	Notas	2015	2014
Dotación Amortización Inmovilizado Material	6	1.160	1.261
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias	6 y 7	53	124
Dotación Amortización Activo Intangible	8	97	89
Dotación Pérdidas por Deterioro Activo Intangible	8	(3)	17
Dotación Provisiones para insolvencias y otros	12 y 18.4.1	134	127
Total		1.441	1.618

29. Resultado financiero neto

El desglose del epígrafe «Resultado Financiero» del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Miliones de Euros	Notas	2015	2014
Ingresos Financieros		36	55
Ingresos de Efectivo y otros Medios Liquidos Equivalentes		2	5
Ingresos por otros Activos Financieros		1	30
Otros Ingresos Financieros		33	20
Gastos Financieros		(213)	(249)
Por Deuda	18.4.2	(165)	(136)
Por Provisiones	16.2.1, 16.2.2 y 16.3	(24)	(85)
Gastos Financieros Activados	3a.1 y 3i.1	8	6
Gasto por Obligaciones Postempleo	16.1	(24)	(28)
Otros Gastos Financieros		(8)	(6)
Ingresos Financieros por Instrumentos Financieros Derivados		19	55
Ingresos por Coberturas de Flujos de Efectivo		—	—
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		12	23
Ingresos por Coberturas de Valor Razonable		4	31
Ingresos por Valoración de Instrumentos Financieros a Valor Razonable		3	1
Gastos Financieros por Instrumentos Financieros Derivados		(16)	(31)
Gastos por Coberturas de Flujos de Efectivo		(6)	(11)
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		(7)	(16)
Gastos por Coberturas de Valor Razonable		(3)	(1)
Gastos por Valoración de Instrumentos Financieros a Valor Razonable		—	(3)
Diferencias de Cambio		(12)	4
Positivas		79	91
Negativas		(91)	(87)
Resultado Financiero Neto		(186)	(166)

30. Resultado en ventas de activos

El resultado en ventas de activos durante el ejercicio 2015 ha sido negativo por importe de 5 millones de euros. Las principales operaciones de venta realizadas durante el ejercicio 2015 han sido las siguientes:

> Activos y participaciones registrados a 31 de diciembre de 2014 en el epígrafe «Activos no Corrientes Mantenedores para la Venta y de Actividades Interrumpidas»:

- La plusvalía bruta por importe de 7 millones de euros en relación a la venta de los activos de la Central Hidráulica de Chira-Soria (Gran Canaria), propiedad de Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. a Red Eléctrica de España, S.A.U. (véase Nota 32.2).
- La plusvalía bruta por importe de 3 millones de euros generada por la venta a Enagás Transporte, S.A.U. de la totalidad de las acciones de Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. (véanse Notas 2.4 y 32.2).

> La venta del 22% en el capital social de Ayesa Advanced Technologies, S.A., que ha generado una plusvalía bruta por un importe inferior a 1 millón de euros (véase Nota 2.4).

> Diversas operaciones de *factoring* realizadas durante el ejercicio 2015 con un coste de 23 millones de euros (véase Nota 12).

El resultado en ventas de activos durante el ejercicio 2014 fue negativo por importe de 25 millones de euros siendo su detalle el que figura a continuación:

> Diversas operaciones de *factoring* realizadas durante el ejercicio 2014 con un coste de 31 millones de euros (véase Nota 12).

> Plusvalías por ventas de terrenos y otros activos por importe de 6 millones de euros, positivos.

31. Impuesto sobre Sociedades

El desglose del epígrafe «Impuesto sobre Sociedades» del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2015 y de las Actividades Continuas para el ejercicio 2014 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2015	2014
Impuesto del Ejercicio Corriente		294	558
Impuesto del Ejercicio Diferido	21	(10)	(105)
Regularizaciones Años Anteriores		14	(13)
Provisiones Fiscales de Impuesto sobre Sociedades		1	(45)
Ajuste Tipo Impositivo (Ley 27 / 2014, de 27 de noviembre)	36	11	(39)
Total		301	296

Conciliación entre el resultado contable y el gasto por Impuesto sobre Sociedades

La conciliación entre el «Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuas» y el gasto por Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2015 y 2014 es la siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	2015					
		Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)	Total	Tipo (%)
Resultado Contable Después de Impuestos		1.090		200		1.290	
Impuesto sobre Sociedades		301		52		353	
Resultado Contable Antes de Impuestos		1.391		252		1.643	
Impuesto Teórico		389	28,0	71	28,0	460	28,0
Diferencias Permanentes		(50)		(15)		(65)	
Efecto Resultados Netos por el Método de Participación		4	—	(5)	(1,9)	(1)	—
Pérdidas Fiscales no Registradas Contablemente		1	—	—	—	1	—
Beneficio Fiscal por la Reserva para Inversiones en Canarias (RIC)		(18)	(1,3)	—	—	(18)	(1,1)
Provisiones no Deducibles		(14)	(1,0)	—	—	(14)	(0,9)
Ajustes de Consolidación y Otros		(23)	(1,7)	(10)	(3,9)	(33)	(2,0)
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio		(44)	(3,2)	—	—	(44)	(2,7)
Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos		(20)	—	—	—	(20)	(1,2)
Ajuste Tipo Impositivo (Ley 27/2014, de 27 de noviembre)	3n y 21	11	0,8	(4)	(1,6)	7	0,4
Impacto Fiscal en el Ejercicio		286	20,6	52	20,6	338	20,6

Millones de Euros							
	Notas	2014					
		Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)	Total	Tipo (%)
Resultado Contable Después de Impuestos de las Actividades Continuas		943		(301)		642	
Impuesto sobre Sociedades		296		(55)		241	
Resultado Contable Antes de Impuestos de las Actividades Continuas		1.239		(356)		883	
Impuesto Teórico		372	30,0	(107)	30,0	265	30,0
Diferencias Permanentes		74	6,0	24	(6,7)	98	11,1
Efecto Resultados Netos por el Método de Participación		13	1,0	9	(2,5)	22	2,5
Pérdidas Fiscales no Registradas Contablemente		17	1,4	—	—	17	1,9
Beneficio Fiscal por la Reserva para Inversiones en Canarias (RICI)		42	3,4	—	—	42	4,8
Provisiones no Deducibles		(6)	(0,5)	—	—	(6)	(0,7)
Ajustes de Consolidación y Otros		8	0,6	15	(4,2)	23	2,6
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio		(61)	(4,9)	—	—	(61)	(6,9)
Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos		8	0,7	—	—	8	0,9
Ajuste Tipo Impositivo (Ley 27/2014, de 27 de noviembre)	<i>36 y 21</i>	(39)	(3,1)	28	(7,9)	(11)	(1,2)
Impacto Fiscal en el Ejercicio		354	28,6	(55)	15,4	299	33,9

Conciliación de la cuota líquida

La conciliación entre el gasto por Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2015 y 2014 con la cuota líquida de las Actividades Continuas es como sigue:

Millones de Euros				
	Notas	2015		
		Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Total
Impacto Fiscal en el Ejercicio		286	52	338
Variación del Impuesto Diferido	<i>21</i>	19	(56)	(37)
Ajuste Tipo Impositivo (Ley 27 / 2014, de 27 de noviembre)	<i>36 y 21</i>	(11)	4	(7)
Cuota Líquida de las Actividades Continuas		294	—	294

Millones de Euros				
	Notas	2014		
		Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Total
Impacto Fiscal en el Ejercicio		354	(55)	299
Variación del Impuesto Diferido	<i>21</i>	165	83	248
Ajuste Tipo Impositivo (Ley 27 / 2014, de 27 de noviembre)	<i>36 y 21</i>	39	(26)	11
Cuota Líquida de las Actividades Continuas		558	—	558

Desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades

El desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	2015		Total
		Impuesto Corriente Total	Variación del Impuesto Diferido (Nota 21)	
Imputación a Pérdidas y Ganancias, de la cual		294	(19)	275
Cuota Líquida de las Actividades Continuas		294	—	294
Impuestos Diferidos		—	(19)	(19)
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles		—	61	61
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla		—	(21)	(21)
Otras Provisiones		—	(33)	(33)
Bases Imponibles Negativas		—	—	—
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar		—	(20)	(20)
Amortización Fiscal Acelerada de Activos		—	4	4
Otros		—	(10)	(10)
Imputación a Patrimonio Neto, de la cual		—	56	56
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla		—	80	80
Otros		—	(24)	(24)
Ajuste Tipo Impositivo (Ley 27 / 2014, de 27 de noviembre)	3/1	—	7	7
Impacto Fiscal en el Ejercicio		294	44	338

Miliones de Euros

	Notas	2014		Total
		Impuesto Corriente Total	Variación del Impuesto Diferido (Nota 21)	
Imputación a Pérdidas y Ganancias, de la cual		558	(165)	393
Cuota Líquida de las Actividades Continuas		558	—	558
Impuestos Diferidos		—	(165)	(165)
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles		—	(77)	(77)
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla		—	(130)	(130)
Otras Provisiones		—	(5)	(5)
Bases Imponibles Negativas		—	—	—
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar		—	(82)	(82)
Amortización Fiscal Acelerada de Activos		—	133	133
Otros		—	(4)	(4)
Imputación a Patrimonio Neto, de la cual		—	(83)	(83)
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla		—	(100)	(100)
Otros		—	17	17
Ajuste Tipo Impositivo (Ley 27 / 2014, de 27 de noviembre)	3/1	—	(11)	(11)
Impacto Fiscal en el Ejercicio		558	(259)	299

A través del beneficio fiscal de la Reserva para Inversiones en Canarias (RIC) los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades tienen derecho, con los límites y requisitos previstos en la Ley 19/1994, de 6 de julio, de modificación del régimen económico y fiscal de Canarias y en su normativa de desarrollo, a una reducción en la base imponible de las cantidades que, con relación a sus establecimientos situados en Canarias, destinen de sus beneficios a la realización de determinadas inversiones.

Las deducciones en cuota imputadas a resultados en el ejercicio 2015 más representativas ascienden a 24 millones de euros en concepto de bonificaciones por producción de bienes muebles corporales en Canarias (31 millones de euros en 2014) y a 11 millones de euros en concepto de deducciones por inversiones en activos fijos nuevos en Canarias (12 millones de euros en 2014).

La operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica descrita en la Nota 32.1, estaba exenta de tributación en España por tratarse de rentas obtenidas en la transmisión de la participación en entidades no residentes en territorio español y en entidades de tenencia de valores, de acuerdo con los artículos 21 y 118 de la Ley del Impuesto sobre Sociedades. Sin embargo la operación sí está sujeta a tributación en Chile lo que supuso el pago por parte de ENDESA, S.A. de un impuesto por importe de 51 millones de euros. Este importe, junto con la reversión del impuesto diferido de activo por importe de 228 millones de euros registrado por la participación directa de ENDESA, S.A. en Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) (véase Nota 21), supuso un gasto de 279 millones de euros que se registró en el ejercicio 2014 en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» (véase Nota 32.1).

32. Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas

32.1. Actividades interrumpidas

Con fecha 30 de julio de 2014, el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. tomó razón de la propuesta recibida de Enel, S.p.A., a través de Enel Iberoamérica, S.L.U., para estudiar una propuesta de adquisición por esta última de las acciones de Enel Latinoamérica, S.A.U., propietaria a su vez del 40,32% de Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.), y del 20,3% de las acciones de Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) titularidad directa de ENDESA, S.A., y para el reparto de un dividendo extraordinario en efectivo por un importe al menos igual a la cantidad que ENDESA recibiría de

Enel Iberoamérica, S.A.U. como consecuencia de la operación de compraventa.

La finalidad de la operación de compraventa era permitir una reorganización del grupo de sociedades que componen el Grupo Enel adecuando su estructura organizativa y societaria con el fin de dar una respuesta eficaz a los distintos requerimientos de los mercados en que está presente.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Enel Iberoamérica, S.L.U. trasladó a ENDESA, S.A. una propuesta vinculante para la adquisición de las acciones mencionadas por un precio global de 8.253 millones de euros y para el pago de un dividendo por el mismo importe.

La Junta General Extraordinaria de Accionistas de ENDESA, S.A., en su reunión celebrada con fecha 21 de octubre de 2014, aceptó la oferta recibida de Enel Iberoamérica, S.L.U. para adquirir el Negocio de ENDESA en Latinoamérica por un importe igual a 8.253 millones de euros, así como la distribución de un dividendo extraordinario contra reservas por el mismo importe (véase Nota 14.1.9).

En concreto, para la desinversión del Negocio en Latinoamérica, ENDESA, S.A. procedió a la venta a Enel Iberoamérica, S.L.U. de las siguientes participaciones:

- > 796.683.058 acciones de Enel Latinoamérica, S.A.U. representativas del 100% de su capital social.
- > 9.967.630.058 acciones de Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.), representativas del 20,3% de su capital social.

Enel Latinoamérica, S.A.U. fue constituida el 26 de enero de 1998 al objeto de gestionar la presencia de ENDESA en el mercado latinoamericano. La principal sociedad participada por Enel Latinoamérica, S.A.U. es Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) de la que posee una participación del 40,32%.

Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) es una sociedad holding ubicada en Chile, cuyas acciones están admitidas a negociación en la Bolsa de Valores de Santiago, en el New York Stock Exchange y en Latibex, que posee participaciones en sociedades generadoras y distribuidoras de electricidad en 5 países latinoamericanos.

La desinversión conjunta del 100% de Enel Latinoamérica, S.A.U. y del 20,3% de Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) supuso para ENDESA, a la referida fecha de materialización, la pérdida de control sobre la propia Enel Latinoamérica, S.A.U., sobre Enersis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enersis, S.A.) y, por tanto, sobre todas las sociedades controladas por esta última, por lo que esta desinversión significó para ENDESA la salida de su perímetro de consolidación de este conjunto de sociedades (véase Anexo III).

El 31 de julio de 2014, los saldos de estos activos y pasivos se traspasaron al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» y «Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas», respectivamente. A

partir de ese momento, los activos traspasados se dejaron de amortizar.

Todos los ingresos y gastos correspondientes a las Sociedades objeto de la operación de desinversión, generados durante el ejercicio 2014 hasta la fecha de materialización de la operación, se consideraron Actividades Interrumpidas y se presentan en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» de los Estados del Resultado Consolidados correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014.

Con fecha 23 de octubre de 2014 se materializó la mencionada operación de desinversión del Negocio de ENDESA en Latinoamérica por importe de 8.253 millones de euros. El valor contable neto de los activos y pasivos desinvertidos neto del valor de la participación de los accionistas minoritarios a la fecha de la materialización de la operación de desinversión, ascendió a 5.933 millones de euros al que hay que añadir 4 millones de euros de gastos incurridos en la transacción, con lo que resultó una plusvalía bruta de la desinversión por importe de 2.316 millones de euros. A este importe hay que descontar 279 millones de euros del gasto por Impuesto sobre Sociedades registrado en relación con la transacción, resultando una plusvalía después de impuestos de 2.037 millones de euros.

Por otra parte, las diferencias de conversión y las ganancias y pérdidas por instrumentos de cobertura de flujos de caja registrados en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a dicha fecha ascendían a 239 millones de euros y 34 millones de euros, negativos, respectivamente, los cuales fueron imputados al epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» del Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014. Por lo tanto, la transacción tuvo un impacto positivo en el Estado de Resultado Consolidado del ejercicio 2014 por importe de 1.764 millones de euros, que fue registrado en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas».

A continuación se incluye el desglose por naturaleza del epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» del Estado del Resultado Consolidado correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de formalización de la desinversión, que corresponden en su totalidad al Negocio en Latinoamérica, así como la plusvalía obtenida por la mencionada venta:

Millones de Euros		
	Notas	2014
INGRESOS		7.536
Ventas		7.145
Otros Ingresos de Explotación		391
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS		(4.161)
Compras de Energía		(2.774)
Consumo de Combustibles		(502)
Gastos de Transporte		(403)
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios		(422)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN		3.375
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo		81
Gastos de Personal		(559)
Otros Gastos Fijos de Explotación		(505)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		2.292
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	6, 8 y 12	(388)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		1.904
RESULTADO FINANCIERO		(394)
Ingreso Financiero		215
Gasto Financiero		(572)
Diferencias de Cambio Netas		(37)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	10, 1	13
Resultado de otras Inversiones		4
Resultado en Ventas de Activos		43
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		1.570
Impuestos sobre Sociedades		(289)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS		1.281
PLUSVALÍA NETA DE LA OPERACIÓN DISCONTINUADA		1.764
Plusvalía Después de Impuestos de la Operación Discontinuada		2.037
Plusvalía Bruta de la Operación Discontinuada		2.316
Impuestos sobre Sociedades	31	(279)
Diferencias de Conversión	14, 110	(239)
Ganancias y Pérdidas por Instrumentos de Cobertura de Flujos de Caja Imputados al Patrimonio Neto		(34)
Impuestos sobre Sociedades		
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS		3.045

A continuación se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación, inversión y financiación atribuibles a las Actividades Interrumpidas durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de formalización de la desinversión:

Millones de Euros	
	2014
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	845
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión*	6.241
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(901)

* Incluye el cobro de 8.253 millones de euros correspondientes al precio global de la desinversión del Negocio en Latinoamérica.

El cálculo de la entrada neta de efectivo originada por la desinversión del mencionado Negocio en Latinoamérica es el siguiente:

Millones de Euros	
Contraprestación Recibida en Efectivo	8.253
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes del Negocio en Latinoamérica	(1.840)
Pagos por Costes de Desinversión	(55)
Total	6.358

32.2. Activos no corrientes mantenidos para la venta

A continuación se incluye el desglose por naturaleza de los epígrafes «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» y «Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
ACTIVO		
ACTIVO NO CORRIENTE	41	8
Inmovilizado Material	—	2
Inversiones Inmobiliarias	—	—
Activo Intangible	—	2
Fondo de Comercio	—	—
Inversiones contabilizadas por el Método de Participación	41	—
Activos Financieros no Corrientes	—	4
Activos por Impuesto Diferido	—	—
ACTIVO CORRIENTE	—	—
Existencias	—	—
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	—	—
Activos Financieros Corrientes	—	—
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	—	—
TOTAL ACTIVO	41	8
PASIVO NO CORRIENTE	—	—
Ingresos Diferidos	—	—
Provisiones no Corrientes	—	—
Deuda Financiera no Corriente	—	—
Otros Pasivos no Corrientes	—	—
Pasivos por Impuesto Diferido	—	—
PASIVO CORRIENTE	—	—
Deuda Financiera Corriente	—	—
Provisiones Corrientes	—	—
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	—	—
TOTAL PASIVO	—	—

A 31 de diciembre de 2015, el epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» incluye la participación indirecta en Compostilla Re, S.A., a través de Enel Insurance, N.V., conforme al acuerdo adoptado con fecha 19 de octubre de 2015 para iniciar un plan de venta de dicha participación (véase Nota 38).

A 31 de diciembre de 2014, el epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» incluía la participación del 47,18% en el capital social de Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. y el crédito de ENDESA frente a dicha sociedad por un importe total de 4 millones de euros. Con fecha 3 de febrero de 2015 ENDESA ha formalizado con Enagás Transporte, S.A.U. la venta de

dicha participación ascendiendo el importe total de la transacción, que comprende el precio de las acciones y el del crédito participativo, incluyendo intereses devengados, a 7 millones de euros, lo que ha generado una plusvalía bruta por importe de 3 millones de euros (véanse Notas 2.4 y 30).

Asimismo, a 31 de diciembre de 2014 este epígrafe incluía también 4 millones de euros correspondientes a los activos asociados a la Central Hidroeléctrica de Chira-Soria (Gran Canaria), propiedad de Unión Eléctrica de Canarias Gene-

ración, S.A.U., que fueron vendidos, a Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) con fecha 23 de enero de 2015, por un precio de 11 millones de euros, habiéndose obtenido una plusvalía bruta por importe de 7 millones de euros (véase Nota 30).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 todos los importes relativos a «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» están registrados a su valor en libros a las respectivas fechas.

33. Información por segmentos

33.1. 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 que la Sociedad analiza para la toma de decisiones es la información por Segmentos, e incluye:

- > Generación, junto con la Comercialización;
- > Distribución;
- > Estructura, que recoge los saldos y transacciones de las sociedades tenedoras de las participaciones o «Holding» y de las sociedades cuya actividad es la de financiación, y
- > Ajustes y Eliminaciones de Consolidación, que incluye las eliminaciones y ajustes propios del proceso de consolidación de los segmentos.

Hasta la fecha de la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1), ENDESA estaba organizada en 2 Segmentos, el Negocio en España y Portugal y el Negocio en Latinoamérica. Por este motivo, la información segmentada correspondiente al Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio 2014 se presenta distinguiendo estos

Segmentos, si bien el correspondiente a España y Portugal, que corresponde a las Actividades Continuas, se desglosa a su vez en los Segmentos existentes en el ejercicio 2015 a efectos de que la información resulte comparable.

Dado que la organización societaria de ENDESA coincide, básicamente, con la de los Segmentos mencionados anteriormente, los repartos establecidos en la información por Segmentos que se presenta a continuación se basan en la información financiera de las sociedades que se integran en cada Segmento.

Las operaciones entre Segmentos forman parte del tráfico habitual en cuanto a su objeto y condiciones. En los ejercicios 2015 y 2014, ENDESA no posee, en ninguno de los Segmentos, ningún cliente externo que represente el 10% o más de sus ingresos.

33.2. Información por segmentos

A continuación se presenta la información por Segmentos referente a los Estados del Resultado Consolidados y los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2015 y 2014 y a los Estados de Situación Financiera Consolidados a 31 de diciembre de 2015 y 2014

Información por Segmentos: Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio 2015

Miliones de Euros

	2015				Total
	Generación y Comercialización ¹	Distribución ²	Estructura ³	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	
INGRESOS	17.911	2.582	534	(728)	20.299
Ventas	17.166	2.264	298	(447)	19.281
Otros Ingresos de Explotación	745	318	236	(281)	1.018
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(14.798)	(137)	(269)	386	(14.818)
Compras de Energía	(4.799)	—	—	4	(4.795)
Consumo de Combustibles	(2.123)	—	—	—	(2.123)
Gastos de Transporte	(5.779)	—	—	(2)	(5.781)
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios	(2.097)	(137)	(269)	384	(2.119)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.113	2.445	265	(342)	5.481
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	5	97	—	—	102
Gastos de Personal	(549)	(555)	(234)	6	(1.332)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(999)	(418)	(165)	370	(1.212)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.570	1.569	(134)	34	3.039
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(756)	(663)	(25)	3	(1.441)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	814	906	(159)	37	1.598
RESULTADO FINANCIERO	(157)	(129)	99	1	(186)
Ingreso Financiero	37	10	335	(327)	55
Gasto Financiero	(182)	(139)	(237)	329	(229)
Diferencias de Cambio Netas	(12)	—	1	(1)	(12)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(23)	2	5	1	(15)
Resultado de otras Inversiones	(1)	2	1.382	(1.384)	(1)
Resultado en Ventas de Activos	(10)	5	(1)	1	(5)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	623	786	1.326	(1.344)	1.391
Impuestos sobre Sociedades	(117)	(201)	18	(1)	(301)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	506	585	1.344	(1.345)	1.090
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	—	—	—	—	—
RESULTADO DEL EJERCICIO	506	585	1.344	(1.345)	1.090
Sociedad Dominante	506	581	1.344	(1.345)	1.086
Intereses Minoritarios	—	4	—	—	4

¹ Se incluyen pérdidas netas por deterioro por importe de 156 millones de euros correspondientes a dotaciones por el deterioro del inmovilizado material por importe de 46 millones de euros (véase Nota 6), 2 millones de euros a reversiones por deterioro de activos intangibles (véase Nota 8) y 112 millones de euros por dotación por deterioro de insolvencias comerciales (véase Nota 12).

² Se incluyen pérdidas netas por deterioro por importe de 28 millones de euros correspondientes a dotaciones por el deterioro del inmovilizado material por importe de 7 millones de euros (véase Nota 6), 1 millón de euros a reversiones por deterioro de activos intangibles (véase Nota 8) y 22 millones de euros por dotación por deterioro de insolvencias comerciales (véase Nota 12).

³ Durante el ejercicio 2015 no se han dotado pérdidas netas por deterioro.

Información por Segmentos: Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio 2014

Miliones de Euros

	2014					Latinoamérica ⁴	Total
	España y Portugal				Total España y Portugal		
	Generación y Comercialización ¹	Distribución ²	Estructura ³	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación			
INGRESOS	19.149	2.531	491	(659)	21.512	—	21.512
Ventas	18.352	2.252	383	(514)	20.473	—	20.473
Otros Ingresos de Explotación	797	279	108	(145)	1.039	—	1.039
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(15.904)	(141)	(206)	277	(15.974)	—	(15.974)
Compras de Energía	(5.148)	—	—	22	(5.126)	—	(5.126)
Consumo de Combustibles	(2.486)	—	—	—	(2.486)	—	(2.486)
Gastos de Transporte	(5.915)	—	—	(3)	(5.918)	—	(5.918)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(2.355)	(141)	(206)	258	(2.444)	—	(2.444)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.245	2.390	285	(382)	5.538	—	5.538
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	13	100	—	—	113	—	113
Gastos de Personal	(635)	(335)	(313)	38	(1.245)	—	(1.245)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.073)	(464)	(180)	401	(1.316)	—	(1.316)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.550	1.691	(208)	57	3.090	—	3.090
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(858)	(724)	(45)	9	(1.618)	—	(1.618)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	692	967	(253)	66	1.472	—	1.472
RESULTADO FINANCIERO	(159)	(82)	76	(1)	(166)	—	(166)
Ingreso Financiero	26	32	452	(400)	110	—	110
Gasto Financiero	(181)	(114)	(385)	400	(280)	—	(280)
Diferencias de Cambio Netas	(4)	—	9	(1)	4	—	4
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(55)	2	9	—	(44)	—	(44)
Resultado de otras Inversiones	(1)	2	8.067	(8.066)	2	—	2
Resultado en Ventas de Activos	(28)	—	3.934	(3.931)	(25)	—	(25)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	449	889	11.833	(11.932)	1.239	—	1.239
Impuestos sobre Sociedades	(80)	(208)	(40)	38	(290)	—	(290)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	363	681	11.793	(11.894)	943	—	943
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	—	—	—	—	—	3.045	3.045
RESULTADO DEL EJERCICIO	363	681	11.793	(11.894)	943	3.045	3.988
Sociedad Dominante	363	681	11.800	(11.894)	950	2.387	3.337
Intereses Minoritarios	—	—	(7)	—	(7)	658	651

¹ Se incluyen pérdidas netas por deterioro por importe de 154 millones de euros correspondientes a dotaciones por el deterioro del inmovilizado material por importe de 48 millones de euros (véase Nota 6), 14 millones de euros a reversiones por deterioro de activos intangibles (véase Nota 8) y 120 millones de euros por dotación por deterioro de insolvencias comerciales (véase Nota 12).

² Se incluyen pérdidas netas por deterioro por importe de 111 millones de euros correspondientes a dotaciones por el deterioro del inmovilizado material por importe de 71 millones de euros (véase Nota 6), 31 millones de euros de dotaciones por deterioro de activos intangibles (véase Nota 8) y 9 millones de euros por dotación por deterioro de insolvencias comerciales (véase Nota 12).

³ Se incluyen pérdidas netas por deterioro por importe de 3 millones de euros.

⁴ Se incluyen pérdidas netas por deterioro hasta la fecha de desinversión del Negocio en Latinoamérica por importe de 39 millones de euros que se incluyen en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas».

Información por Segmentos: Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2015

Milones de Euros

	2015				
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
ACTIVO					
Activo no Corriente	11.442	12.905	25.547	(25.628)	24.266
Inmovilizado Material	9.004	11.803	11	(3)	20.811
Inversiones Inmobiliarias	—	3	49	(31)	21
Activo Intangible	190	125	113	—	428
Fondo de Comercio	—	—	—	—	—
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	1.003	21	63	—	1.087
Activos Financieros no Corrientes	586	514	25.151	(25.622)	629
Activos por Impuesto Diferido	659	439	160	28	1.286
Activo Corriente	4.104	1.021	833	(979)	4.979
Existencias	1.226	36	—	—	1.262
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	2.495	826	444	(788)	2.977
Activos Financieros Corrientes	182	156	206	(191)	353
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	201	3	142	—	346
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	41	—	41
TOTAL ACTIVO	15.546	13.926	26.380	(26.607)	29.245
PATRIMONIO NETO Y PASIVO					
Patrimonio Neto	4.650	1.651	17.570	(14.832)	9.039
De la Sociedad Dominante	4.650	1.647	17.571	(14.832)	9.036
De los Intereses Minoritarios	—	4	(1)	—	3
Pasivo no Corriente	7.101	10.205	7.302	(10.273)	14.335
Ingresos Diferidos	45	4.866	—	(32)	4.879
Provisiones no Corrientes	1.882	1.089	329	105	3.405
Deuda Financiera no Corriente	4.444	3.671	6.910	(10.345)	4.680
Otros Pasivos no Corrientes	193	433	6	—	632
Pasivos por Impuesto Diferido	537	346	57	(1)	939
Pasivo Corriente	3.795	2.070	1.508	(1.502)	5.871
Deuda Financiera Corriente	49	4	645	(698)	—
Provisiones Corrientes	496	76	94	(28)	638
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	3.250	1.990	769	(776)	5.233
Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	15.546	13.926	26.380	(26.607)	29.245

Información por Segmentos: Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2014

Millones de Euros					
CDM	2014				
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
ACTIVO					
Activo no Corriente	11.389	12.974	25.371	(25.222)	24.512
Inmovilizado Material	9.315	11.782	11	(4)	21.104
Inversiones Inmobiliarias	—	3	57	(38)	22
Activo Intangible	158	123	106	1	388
Fondo de Comercio	—	—	—	—	—
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	979	21	104	—	1.104
Activos Financieros no Corrientes	337	567	24.938	(25.223)	619
Activos por Impuesto Diferido	600	478	155	42	1.275
Activo Corriente	4.642	1.351	1.393	(1.202)	6.184
Existencias	1.192	55	—	—	1.247
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	2.509	886	422	(726)	3.071
Activos Financieros Corrientes	756	428	502	(476)	1.210
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	177	2	489	—	668
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	8	—	—	—	8
TOTAL ACTIVO	16.031	14.325	26.764	(26.424)	30.696
PATRIMONIO NETO Y PASIVO					
Patrimonio Neto	4.539	1.367	12.441	(14.772)	8.575
De la Sociedad Dominante	4.539	1.367	12.442	(14.772)	8.576
De los Intereses Minoritarios	—	—	(1)	—	(1)
Pasivo no Corriente	7.225	10.660	7.764	(9.934)	15.715
Ingresos Diferidos	55	4.592	—	(35)	4.612
Provisiones no Corrientes	2.084	1.077	315	115	3.591
Deuda Financiera no Corriente	4.535	4.188	7.370	(10.010)	6.083
Otros Pasivos no Corrientes	133	411	11	1	556
Pasivos por Impuesto Diferido	418	392	68	(5)	873
Pasivo Corriente	4.267	2.298	1.559	(1.718)	6.406
Deuda Financiera Corriente	247	4	664	(914)	1
Provisiones Corrientes	392	97	55	—	544
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	3.628	2.197	840	(804)	5.861
Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	16.031	14.325	26.764	(26.424)	30.696

Información por Segmentos: Estado de Flujos de Efectivo Consolidado a 31 de diciembre de 2015

Millones de Euros

Estado de Flujos de Efectivo	31 de diciembre de 2015			
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura, Servicios y Ajustes	Total
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	1.487	1.226	(57)	2.656
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Inversión	(427)	(355)	9	(773)
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Financiación	(1.037)	(869)	(279)	(2.185)

Información por Segmentos: Estado de Flujos de Efectivo Consolidado a 31 de diciembre de 2014

Millones de Euros

Estado de Flujos de Efectivo	31 de diciembre de 2014				
	Negocio en España y Portugal			Negocio en Latinoamérica	Total
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura, Servicios y Ajustes		
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	1.861	944	64	845	3.714
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Inversión	(313)	(455)	1.982	6.241	7.355
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Financiación	(1.578)	(496)	(11.583)	(901)	(14.558)

34. Saldos y transacciones con partes vinculadas

Partes vinculadas son aquellas sobre las que ENDESA, directa o indirectamente a través de una o más sociedades intermediarias, ejerce control o control conjunto, tiene una influencia significativa o es personal clave de la Dirección de ENDESA.

Constituyen personal clave de la Dirección de ENDESA aquellas personas que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de ENDESA, ya sea directa o indirectamente, incluido cualquier miembro del Consejo de Administración.

Las operaciones entre la Sociedad y sus Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta, que son partes vinculadas, forman parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones y han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta Nota.

A efectos de la información incluida en esta Nota se han considerado accionistas significativos de la Sociedad, a todas las empresas que componen el Grupo Enel y que no se integran en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA. A tal efecto, en referencia a las transacciones del ejercicio 2014, se incluyen las transacciones realizadas con las sociedades pertenecientes al Negocio en Latinoamérica.

rica desde la fecha de su baja en el perímetro de consolidación, 23 de octubre de 2014, como consecuencia de la operación de desinversión detallada en la Nota 32.1, hasta el 31 de diciembre de 2014.

En el ejercicio 2015 el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas a determinados miembros del Consejo de Administración de la Sociedad no supera globalmente 5 millones de euros correspondiendo a operaciones del tráfico habitual de la Sociedad y que han sido realizadas, en todos los casos, en condiciones de mercado (1 millón de euros en el ejercicio 2014).

Todas las operaciones con partes vinculadas se realizan con arreglo a los términos y condiciones habituales de mercado.

34.1. Gastos e ingresos y otras transacciones

Los saldos y operaciones relevantes realizadas durante los ejercicios 2015 y 2014 con partes vinculadas, todas ellas celebradas en condiciones de mercado, han sido las siguientes:

34.1.1. Gastos e ingresos

Millones de Euros

	2015				Total
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección (Nota 34.4)	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	
Gastos Financieros	120	—	—	—	120
Contratos de Gestión o Colaboración	3	—	—	—	3
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Arrendamientos	—	—	—	—	—
Recepción de Servicios	175	—	—	4	179
Compra de Bienes (Terminados o en Curso)	256	—	—	—	256
Correcciones Valorativas por Deudas Incobrables o de Dudosos Cobros	—	—	—	—	—
Pérdidas por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Gastos*	442	—	—	—	442
TOTAL GASTOS	1.002	—	—	4	1.006
Ingresos Financieros	5	—	—	—	5
Contratos de Gestión o Colaboración	10	—	—	—	10
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Dividendos Recibidos	—	—	—	—	—
Arrendamientos	0	—	—	—	0
Prestación de Servicios	5	—	—	1	6
Venta de Bienes (Terminados o en Curso)	157	—	—	—	157
Beneficios por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Ingresos	409	—	—	—	409
TOTAL INGRESOS	592	—	—	1	593

* Incluye 12 millones de euros registrados en «Otro Resultado Global».

Millones de Euros

	2014				
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección (Nota 34.4)	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	Total
Actividades Continuas					
Gastos Financieros	46	—	—	—	46
Contratos de Gestión o Colaboración	29	—	—	—	29
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Arrendamientos	—	—	—	—	—
Recepción de Servicios	157	—	—	1	158
Compra de Bienes (Terminados o en Curso)	147	—	—	—	147
Correcciones Valorativas por Deudas Incobrables o de Dudosos Cobro	—	—	—	—	—
Pérdidas por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Gastos*	533	—	—	—	533
Total Gastos de Actividades Continuas	912	—	—	1	913
Total Gastos de Actividades Interrumpidas	19	—	—	—	19
TOTAL GASTOS	931	—	—	1	932
Actividades Continuas					
Ingresos Financieros	2	—	—	—	2
Contratos de Gestión o Colaboración	12	—	—	—	12
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Dividendos Recibidos	—	—	—	—	—
Arrendamientos	8	—	—	—	8
Prestación de Servicios	14	—	—	—	14
Venta de Bienes (Terminados o en Curso)	43	—	—	—	43
Beneficios por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Ingresos	374	—	—	—	374
Total Ingresos de Actividades Continuas	453	—	—	—	453
Total Ingresos de Actividades Interrumpidas	1.766	—	—	—	1.766
TOTAL INGRESOS	2.219	—	—	—	2.219

* Incluyen 22 millones de euros registrados en «Otro Resultado Global».

En el ejercicio 2015, las transacciones con partes vinculadas incluidas en el apartado «Otros Gastos» corresponden a compras de energía por importe de 56 millones de euros (9 millones de euros en el ejercicio 2014) y variaciones negativas en el valor razonable de instrumentos financieros derivados de electricidad y otros productos energéticos por importe de 386 millones de euros (524 millones de euros en el ejercicio 2014). Por lo que respecta al apartado «Otros Ingresos», recoge las variaciones positivas en el valor razonable de instrumentos financieros derivados de electricidad y otros productos energéticos por importe de 393 millones de euros (326 millones de euros en el ejercicio 2014), los resultados por importe de 15 millones de euros aportados

por Enel Green Power España, S.L. (EGPE), Enel Insurance, N.V. y Compostilla Re, S.A. en las que ENDESA posee participación del 40%, 50% y 50%, respectivamente, que se registran en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA por el método de participación (39 millones de euros en el ejercicio 2014) y otros ingresos por venta de energía por importe de 1 millón de euros (9 millones de euros en el ejercicio 2014).

En el ejercicio 2014 el epígrafe «Ingresos de Actividades Interrumpidas» incluía 1.764 millones de euros correspondientes a la plusvalía neta generada por la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1).

34.1.2. Otras transacciones

Millones de Euros

	2015				Total
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección (Nota 34.4)	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	
Actividades Continuas					
Compra de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	416	—	—	—	416
Acuerdos de Financiación (Prestamista)	—	—	—	—	—
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendador)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendador)	—	—	—	—	—
Venta de Activos Materiales, Intangibles y otros Activos	—	—	—	—	—
Acuerdos de Financiación (Prestatario)	3.200	—	—	—	3.200
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendatario)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendatario)	1.500	—	—	—	1.500
Garantías y Avals Prestados	—	7	—	—	7
Garantías y Avals Recibidos	126	—	—	—	126
Compromisos Adquiridos	299	—	—	—	299
Compromisos / Garantías Canceladas	—	—	—	—	—
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	564	—	—	—	564
Otras Operaciones	—	—	—	—	—

Millones de Euros

	2014				Total
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección (Nota 34.4)	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	
Actividades Continuas					
Compra de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	200	—	—	—	200
Acuerdos de Financiación (Prestamista)	4	—	—	—	4
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendador)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendador)	—	—	—	—	—
Venta de Activos Materiales, Intangibles y otros Activos	—	—	—	—	—
Acuerdos de Financiación (Prestatario)	4.619	—	—	—	4.619
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendatario)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendatario)	—	—	—	—	—
Garantías y Avals Prestados	—	7	—	—	7
Garantías y Avals Recibidos	113	—	—	—	113
Compromisos Adquiridos	456	—	—	—	456
Compromisos / Garantías Canceladas	—	—	—	—	—
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	14.908	—	—	—	14.908
Otras Operaciones	—	—	—	—	—
Actividades Interrumpidas*	8.253	—	—	—	8.253

* Se incluye el cobro recibido por la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1).

A 31 de diciembre de 2015 el apartado «Acuerdos de Financiación (Prestatario)» incluye el saldo vivo del préstamo intercompañía suscrito con Enel Finance International, N.V. por importe de 3.000 millones de euros (4.500 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 172). En relación a este préstamo, el apartado «Amortización o Cancelación de Crédi-

tos y Contratos de Arrendamiento (Arrendatario)» incluye la amortización parcial por importe de 1.500 millones de euros efectuada el 30 de junio de 2015 (véase Nota 17.2).

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2015 el apartado «Acuerdos de Financiación (Prestatario)» recoge la línea de crédito no comprometida formalizada con Enel Finance International, N.V. el 23 de diciembre de 2015 por importe de 1.500 millones de euros y que, a dicha fecha, está dispuesta en 200 millones de euros (véase Nota 17.2). El precio a aplicar a las disposiciones se referencia al coste de las emisiones de papel comercial de Enel más un margen de 6 puntos básicos, y, en caso de no disponer de tal referencia, a la rentabilidad de la curva de Enel a 1 año ajustando con una fórmula definida hasta el plazo concreto de la disposición requerida.

Finalmente, con fecha 30 junio de 2015 ENDESA, S.A. aumentó el límite de la línea de crédito intercompañía con Enel Finance International, N.V., pasando de 1.000 millones de euros a 2.000 millones de euros. Adicionalmente, se redujo el margen aplicable situándose en 80 puntos básicos y se extendió su vencimiento hasta el 30 de junio de 2018. Posteriormente, con fecha 29 de diciembre de 2015, ENDESA S.A. ha disminuido el límite de dicha línea de crédito intercompañía pasando de 2.000 millones de euros a 1.000 millones de euros, manteniendo el resto de condiciones inalteradas. A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no había ningún importe dispuesto (véase Nota 17.2).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el apartado «Garantías y Avals Recibidos» incluye la garantía recibida de Enel, S.p.A.

por importe de 137 millones de dólares estadounidenses (USD) (aproximadamente 126 millones de euros) para el cumplimiento del contrato para la compra de gas natural licuado (GNL) a Corpus Christi Liquefaction, LLC (véase Nota 11.2).

A 31 de diciembre de 2015 el apartado «Compromisos Adquiridos» incluye, principalmente, 237 millones de euros relativo al contrato suscrito con Enel Distribuzione, S.p.A. para la compra de contadores de telegestión (432 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

El apartado «Dividendos y otros Beneficios Distribuidos» recoge el importe de los dividendos abonados a Enel Iberoamérica, S.L.U. en ambos ejercicios (véase Nota 14.1.9).

En el ejercicio 2014, la principal transacción con partes vinculadas incluida dentro del apartado «Actividades Interrumpidas» es la operación de venta a Enel Iberoamérica, S.L.U. del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1).

Los Administradores, o personas actuando por cuenta de estos, no han realizado durante los ejercicios 2015 y 2014 operaciones con la Sociedad, o con otras de sus Sociedades Dependientes, ajenas a su tráfico ordinario o al margen de las condiciones de mercado.

34.1.3. Otra información

Los saldos a 31 de diciembre de 2015 y 2014 con los Accionistas Significativos son los que se detallan a continuación:

Millones de Euros					
	Nota	31 de diciembre de 2015	% s/ Estado de Situación Financiera Consolidado	31 de diciembre de 2014	% s/ Estado de Situación Financiera Consolidado
Activos Financieros no Corrientes		44	7	24	4
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y Otros Deudores	12	209	8	216	8
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		188	90	278	96
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		—	—	—	—
ACTIVO		441	2	518	2
Deuda Financiera no Corriente		2.201	68	4.619	76
Otros Pasivos no Corrientes		51	6	28	5
Deuda Financiera Corriente		—	—	Na	Na
Proveedores y otros Acreedores		968	19	830	16
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corrientes		259	100	619	97
PASIVO		4.479	15	6.096	29

34.2. Empresas Asociadas y Negocios Conjuntos

A continuación se desglosa la información a 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los clientes por ventas y prestación de servicios, créditos y avales concedidos a Empresas Asociadas y Negocios Conjuntos:

	Notas	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos	
		31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios	12	2	2	—	—
Créditos	18.1.1	60	71	12	19
Avales Concedidos		—	4	—	—

A 31 de diciembre de 2014 los avales concedidos por importe de 4 millones de euros correspondían a Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. (véanse Notas 30 y 35.1).

Las transacciones realizadas durante los ejercicios 2015 y 2014 con Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, no eliminadas en el proceso de consolidación, se detallan a continuación:

	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Ingresos	5	5	1	1	—	—
Gastos	4	13	17	17	39	52

34.3. Planes de pensiones

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no había importe alguno a desembolsar de los planes de pensiones de ENDESA en relación a los planes de reequilibrio.

34.4. Administradores y Alta Dirección

34.4.1. Retribución del Consejo de Administración

El artículo 41.º 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 esta no acuerde su modificación.

Corresponderá al propio Consejo la fijación de la cantidad exacta a abonar en cada ejercicio dentro del límite fijado por la Junta General de Accionistas y la distribución de dicho importe entre los conceptos anteriores y entre los administradores en la forma, momento y proporción que libremente determine, considerando las funciones y responsabilidades atribuidas a cada Consejero, la pertenencia a Comités del Consejo y las demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

Además, la cuantía de las dietas de asistencia será, como máximo, el importe que, de conformidad con los párrafos anteriores, se determine como asignación fija mensual. El Consejo de Administración podrá, dentro de este límite, establecer la cuantía de las dietas.

Las retribuciones previstas en el apartado precedente, derivadas de la pertenencia al Consejo de Administración, serán compatibles con las demás remuneraciones, indemnizaciones, aportaciones a sistemas de previsión social o cualesquiera otros conceptos retributivos profesionales o laborales que correspondan a los Consejeros por cualesquiera otras funciones ejecutivas o de asesoramiento 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».

Así, los miembros del Consejo de Administración de ENDESA, S.A. han percibido retribuciones en su condición de Consejeros de la Sociedad.

Durante el ejercicio 2015, la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 15.642,56 euros brutos y la dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comité de Nombramientos y Retribuciones, y Comité de Auditoría y Cumplimiento, ascendió a 1.502,53 euros brutos cada una.

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 no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos plurianuales.
- > Beneficios y otras Prestaciones Sociales: retribución, normalmente de carácter no monetario, que se percibe de acuerdo a ciertos requisitos o condiciones especiales determinados voluntaria, legal, contractual o convencionalmente.

El detalle de las retribuciones devengadas por los miembros del Consejo de Administración, en los ejercicios 2015 y 2014, es el siguiente:

	Euros							
	2015							
	Salario	Remuneración Fija	Dietas	Retribución Variable a Corto Plazo	Retribución Variable a Largo Plazo	Indemnizaciones	Otros Conceptos	Retribución Devengada en Otras Sociedades
Don Borja Prado Eulate	1.086.265	187.710	18.030	805.453	649.600	—	185.841	—
Don Francesco Starace	—	—	—	—	—	—	—	—
Don José D. Bogas Gálvez	671.811	—	—	496.501	403.086	—	95.818	—
Don Alejandro Echevarría Busquet	—	187.710	40.568	—	—	—	—	—
Don Livio Gallo	—	—	—	—	—	—	—	—
Don Alberto de Paoli	—	—	—	—	—	—	—	—
Doña Helena Revoredo Delvecchio	—	187.710	28.548	—	—	—	—	—
Don Miquel Roca Junyent	—	187.710	40.568	—	—	—	—	—
Don Enrico Viale	—	—	—	—	—	—	—	—
Don Ignacio Gerralda Ruiz de Velasco ¹	—	125.140	28.548	—	—	—	—	—
Don Francisco de Lacerda ¹	—	125.140	28.548	—	—	—	—	—
Total	1.758.096	1.001.120	184.810	1.301.954	1.052.686	—	281.659	—

¹ Forman parte del Consejo de Administración desde el 27 de abril de 2015, por lo que la información de 2015 se refiere al período de 27 de abril de 2015 a 31 de diciembre de 2015.

Euros

	2014								
	Sueldo	Ramunera- ción Fija	Dietas	Retribución Variable a Corto Plazo	Retribución Variable a Largo Plazo	Indemnizaciones	Otros Conceptos	Retribución Devengada en Otras Sociedades	Total Ejercicio 2014
Don Borja Prado Eulate	812.000	182.710	42.071	813.939	649.600	—	37.310	91.483	2.634.113
Don Francesco Starace ^{1,*}	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Don José D. Bogas Gálvez ¹	191.946	—	—	125.436	100.772	—	10.867	—	429.021
Don Alejandro Echevarría Busquet	—	182.710	57.097	—	—	—	—	—	244.807
Don Livio Gallo ^{2,*}	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Don Alberto de Paoli ^{3,*}	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Doña Helena Revoredo Delvecchio ⁴	—	31.285	4.508	—	—	—	—	—	35.793
Don Miguel Roca Junyent	—	182.710	57.097	—	—	—	—	—	244.807
Don Enrico Vale ^{5,*}	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Don Andrea Brontan ⁶	546.364	—	—	—	—	11.003.000	768.715	—	12.318.079
Don Salvador Montejo Velilla ⁶	438.299	—	—	302.161	278.918	—	25.103	—	1.044.481
Don Fulvio Conti ^{7,*}	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Don Luigi Ferraris ^{8,*}	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Don Massimo Cioffi ^{9,*}	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Don Gianluca Comin ^{9,*}	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	1.988.609	594.415	160.773	1.241.536	1.029.290	11.003.000	841.995	91.483	16.951.101

¹ Forma parte del Consejo de Administración desde el 16 de junio de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 16 de junio a 31 de diciembre de 2014.

² No forma parte del Consejo de Administración desde el 16 de junio de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 1 de enero a 16 de junio de 2014.

³ Forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014.

⁴ No forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 1 de enero a 7 de octubre de 2014.

⁵ Forma parte del Consejo de Administración desde el 4 de noviembre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 4 de noviembre a 31 de diciembre de 2014.

⁶ No forma parte del Consejo de Administración desde el 4 de noviembre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 1 de enero a 4 de noviembre de 2014.

⁷ Forma parte del Consejo de Administración desde el 21 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 21 de octubre a 31 de diciembre de 2014.

⁸ Los Consejeros Dominicales de Enel no perciben cantidad alguna por su desempeño como tales en el Consejo de Administración de ENDESA, S.A.

Anticipos y préstamos

Euros

Miembros	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Don José D. Bogas Gálvez ¹	407.572	407.572
Total	407.572	407.572

¹ Préstamo por importe de 229 miles de euros con un interés medio de 0,893% y préstamo sin intereses (la subvención de intereses se considera retribución en especie) por valor de 177 miles de euros. La amortización del principal se efectuará durante la vida laboral, procediendo su cancelación total en el momento de causar baja en la empresa.

Fondos y planes de pensiones: aportaciones

Euros

Miembros	2015	2014
Don Borja Prado Eulate	269.468	208.044
Don Andrea Brontan ¹	—	185.659
Don Salvador Montejo Velilla ²	—	101.910
Don José D. Bogas Gálvez ³	321.355	61.584
Total	590.823	612.203

¹ No forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 1 de enero a 7 de octubre de 2014.

² No forma parte del Consejo de Administración desde el 4 de noviembre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 1 de enero a 4 de noviembre de 2014.

³ Forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014.

**Fondos y planes de pensiones:
obligaciones contraídas**

Euros		
Miembros	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Don Borja Prado Eulate	1.579.544	1.249.480
Don José D. Bogas Gálvez ¹	9.121.996	787.7685
Total	10.701.540	9.122.165

¹ Forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014.

Primas de seguros de vida

Euros		
Miembros	2015	2014
Don Borja Prado Eulate	147.452	102.554
Don Andrea Brentan ¹	—	110.904
Don Salvador Montejó Veilla ²	—	41.245
Don José D. Bogas Gálvez ³	43.480	9.892
Total	190.932	264.595

¹ No forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 1 de enero a 7 de octubre de 2014.

² No forma parte del Consejo de Administración desde el 4 de noviembre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 1 de enero a 4 de noviembre de 2014.

³ Forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014.

**Garantías constituidas
por la Sociedad a favor
de los Consejeros ejecutivos**

Por lo que a retribuciones se refiere, a 31 de diciembre de 2015, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor del Consejero Delegado por importe de 7.084.678 euros para soportar sus derechos de prejubilación. Asimismo, a 31 de diciembre de 2014 el importe de las garantías era de 7.159.131 euros.

**34.4.2. Retribución
de Alta Dirección****Remuneración de los Altos
Directivos durante los ejercicios
2015 y 2014**

Identificación de los miembros de la Alta Dirección que no son a su vez Consejeros Ejecutivos, y remuneración total devengada a su favor durante los ejercicios 2015 y 2014:

Nombre	Miembros de la Alta Dirección 2015
	Cargo*
Don Ricardo Pérez Blanco	Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
Don Enrique Durand Baquerizo	Director General de Auditoría
Don Paolo Bondi	Director General de Administración, Finanzas y Control
Don Alberto Fernández Torres	Director General de Comunicación
Don José Luis Puche Castillejo	Director General de Medios
Don Andrea Lo Faso	Director General de Recursos Humanos y Organización
Don José Casas Marín	Director General de Relaciones Institucionales y Regulación
Don Fernando Ferrando Vitales ¹	Director General de Sostenibilidad
Don Pablo Azcoitia Lorente	Director General de Compras
Don Manuel Fernando Marín Guzmán	Director General de ICT
Don Javier Uriarte Monereo	Director General de Comercialización
Don Manuel Morán Casero	Director General de Generación
Don Álvaro Luis Quirarte Abelló	Director General de Gestión de la Energía
Don Francesco Aradei	Director General de Infraestructura y Redes
Don José María Grávalos Lasuen ²	Director General de Nuclear
Don Francisco de Borja Achá Besga ³	Secretario General y del Consejo de Administración
Dña María Malaxachevarría Grande ⁴	Directora General de Sostenibilidad
Don Salvador Montejó Veilla ⁵	Secretario del Consejo de Administración

* 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).

¹ Causó baja el 30 de junio de 2015.

² Causó alta el 1 de agosto de 2015.

³ Causó baja el 31 de julio de 2015.

⁴ Causó baja el 2 de enero de 2016.

Nombre	Miembros de la Alta Dirección 2014	
	Cargo*	
Don Ricardo Pérez Blanco ¹	Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos	
Don Enrique Durand Baquerizo	Director General de Auditoría	
Don Paolo Bondi	Director General de Administración, Finanzas y Control	
Don Alberto Fernández Torres	Director General de Comunicación	
Don José Luis Puche Castillejo	Director General de Medios	
Don Andrea Lo Faso ¹	Director General de Recursos Humanos y Organización	
Don José Casas Marín ¹	Director General de Relaciones Institucionales y Regulación	
Don Fernando Ferrando Viales ¹	Director General de Sostenibilidad	
Don Pablo Azcoitia Lorente ¹	Director General de Compras	
Don Manuel Fernando Marín Guzmán ¹	Director General de ICT	
Don Javier Uriarte Monereo ¹	Director General de Comercialización	
Don Manuel Morán Casero ¹	Director General de Generación	
Don Álvaro Luis Quirarte Abello ¹	Director General de Gestión de la Energía	
Don Francesco Amadei ¹	Director General de Infraestructura y Redes	
Don José María Grávalos Lasuen ¹	Director General de Nuclear	
Don Francisco de Borja Acha Besga ²	Director General de Asesoría Jurídica y Secretaría General	
Don José Damsán Bogas Gálvez ²	Director General de España y Portugal	
Don Francesco Buresti ²	Director General de Compras	
Don Rafael López Rueda ²	Director General de Sistemas y Telecomunicaciones	
Don Héctor López Vilaseco ²	Director General de Estrategia	
Don Federico Foa ²	Director General de Innovación	
Don Ignacio Antofanizas Alvear ³	Director General de Latinoamérica / Director General Chile	
Don Salvador Montejó Velilla	Secretario del Consejo de Administración	

* 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).

¹ Causaron alta en el ejercicio 2014 con motivo de la modificación de la composición del Comité Ejecutivo de Dirección.

² Causaron baja en el ejercicio 2014 con motivo de la modificación de la composición del Comité Ejecutivo de Dirección.

³ Causó baja el 23 de octubre de 2014 con motivo de la operación de desinversión en Latinoamérica (véase Nota 32.1).

A continuación se detalla la retribución correspondiente a los miembros de la Alta Dirección:

Euros	Remuneración			
	En la Sociedad		Por la Pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades de ENDESA	
	2015	2014	2015	2014
Retribución Fija	5.189.409	4.694.570	—	—
Retribución Variable	4.904.930	5.054.501	—	—
Dietas	—	—	—	—
Atenciones Estatutarias	—	—	—	—
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	—	—	—	—
Otros	1.993.399	724.785	—	—
Total	12.177.738	10.473.856	—	—

Euros	Otros beneficios			
	En la Sociedad		Por la Pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades de ENDESA	
	2015	2014	2015	2014
Anticipos	584.366	830.722	—	—
Créditos Concedidos	153.559	153.559	—	—
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	948.940	1.221.956	—	—
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones Contraídas	16.407.255	12.999.092	—	—
Primas de Seguros de Vida	356.252	268.879	—	—

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Dirección

Por lo que a retribuciones se refiere, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, la Sociedad no tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los Altos Directivos.

34.4.3. Cláusulas de garantía: Consejo de Administración y Alta Dirección

Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control

Este tipo de cláusulas es el mismo en los contratos de los Consejeros Ejecutivos y de los Altos Directivos de la Sociedad y de su Grupo, han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones y recogen supuestos de indemnización para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia postcontractual.

Respecto 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:

Extinción:

- a) Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente, según los casos, de 1 a 3 veces la retribución anual.
- b) 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.
- c) Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero.
- d) 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 esta 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 1 vez la retribución fija anual.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el número de Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, con cláusulas de garantía, ascendía a 11.

34.4.4. 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 personas 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:

A 31 de diciembre de 2015

Nombre del Consejero	NIF o CIF de la Sociedad Objeto	Denominación de la Sociedad Objeto	% Participación	Cargos
Don Borja Prado Eulate	B85721025	Enel Iberoamérica, S.L.U.	—	Consejero
Don Francesco Starace	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00001806	Chief Executive Officer and General Manager
Don Francesco Starace	N9022122G	Enel Green Power, S.p.A.	0,00004	—
Don Francesco Starace	B85721025	Enel Iberoamérica, S.L.U.	—	Presidente
Don Francesco Starace	94.271.000-3	Enerjis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enerjis, S.A.)	—	Vicepresidente
Don José D. Bogas Gálvez	B85721025	Enel Iberoamérica, S.L.U.	—	Consejero
Don José D. Bogas Gálvez	A80316672	Elcogas, S.A.	—	Presidente
Don José D. Bogas Gálvez	B 61234613	Enel Green Power España, S.L.	—	Consejero
Don Alberto de Paoli	00811720580	Enel, S.p.A.	—	D. Administración, Finanzas y Control
Don Alberto de Paoli	94.271.000-3	Enerjis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enerjis, S.A.)	—	Consejero
Don Alberto de Paoli	N9022122G	Enel Green Power, S.p.A.	—	Presidente
Don Alberto de Paoli	06377691008	Enel Italia, S.R.L.	—	Consejero
Don Livio Gallo	00811720580	Enel, S.p.A.	—	D. Infraestructuras y Redes Globales
Don Livio Gallo	96.800.570-7	Chilectra, S.A.	—	Presidente
Don Livio Gallo	05779711000	Enel Distribuzione, S.p.A.	—	Presidente
Don Enrico Vale	00811720580	Enel, S.p.A.	—	D. Generación
Don Enrico Vale	00793580150	CESI, S.p.A.	—	Consejero
Don Enrico Vale	23-7175375	Electric Power Research Institute	—	Consejero
Don Enrico Vale	N9022122G	Enel Green Power, S.p.A.	0,00000324	—
Don Enrico Vale	91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	—	Presidente

A 31 de diciembre de 2014

Nombre del Consejero	NIF o CIF de la Sociedad Objeto	Denominación de la Sociedad Objeto	% Participación	Cargos
Don Borja Prado Eulate	B85721025	Enel Iberoamérica, S.L.U.	—	Consejero
Don Borja Prado Eulate	94.271.000-3	Enerjis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enerjis, S.A.)	—	Vicepresidente
Don Francesco Starace	00811720580	Enel, S.p.A.	0,0004656	Chief Executive Officer and General Manager
Don Francesco Starace	N9022122G	Enel Green Power, S.p.A.	0,004	—
Don Francesco Starace	B85721025	Enel Iberoamérica, S.L.U.	—	Presidente
Don José D. Bogas Gálvez	B85721025	Enel Iberoamérica, S.L.U.	—	Consejero
Don Alberto de Paoli	00811720580	Enel, S.p.A.	—	D. Administración, Finanzas y Control
Don Alberto de Paoli	94.271.000-3	Enerjis Américas, S.A. (anteriormente denominada Enerjis, S.A.)	—	Consejero
Don Livio Gallo	00811720580	Enel, S.p.A.	—	D. Infraestructuras y Redes Globales
Don Livio Gallo	96.800.570-7	Chilectra, S.A.	—	Presidente
Don Livio Gallo	05999811002	Enel Sole, S.R.L.	—	Presidente Ejecutivo
Don Livio Gallo	05779711000	Enel Distribuzione, S.p.A.	—	Consejero Delegado
Don Enrico Vale	05617841001	Enel Produzione S.p.A.	—	Presidente
Don Enrico Vale	00793580150	CESI, S.p.A.	—	Consejero
Don Enrico Vale	815574137	RES Holding B.V.	—	Consejero
Don Enrico Vale	6671156423	Enel Russia O.J.S.C.	—	Director General
Don Enrico Vale	N9022122G	Enel Green Power, S.p.A.	0,0003	—
Don Enrico Vale	91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	—	Presidente
Don Salvador Montejó Velilla	B85721025	Enel Iberoamérica, S.L.U.	—	Secretario No Consejero

De conformidad con el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, se señalan a continuación las situaciones de conflicto, directo o indirecto, que los miembros del Consejo de Administración han tenido con el interés de la Sociedad, así como el tratamiento de los mismos.

- > Los Consejeros Ejecutivos, por su condición de Consejeros en Enel Iberoamérica S.L.U. designados por Enel S.p.A. se han encontrado en situaciones de conflicto de interés en la toma de decisiones de operaciones con Enel S.p.A. o sociedades del Grupo Enel. En todos los supuestos ocurridos en el ejercicio 2015 los Consejeros Ejecutivos no participaron en esos puntos del orden del día de la sesión del Consejo de Administración.
- > Los Consejeros Dominicales, por su condición de Consejeros designados por Enel S.p.A. se han encontrado en situaciones de conflicto de interés en la toma de decisiones de operaciones con Enel S.p.A. o sociedades del Grupo Enel. En todos los supuestos ocurridos en el ejercicio 2015 los Consejeros Dominicales no participaron en esos puntos del orden del día de la sesión del Consejo de Administración.
- > La Consejera Independiente Doña Helena Revoredo Delvecchio, por su condición de Presidenta de Prosegur Compañía de Seguridad, S.A., se ha encontrado en situación de conflicto de interés en la toma de decisión de la renovación de un contrato de prestación de servicios de Prosegur a ENDESA. La Consejera no participó en ese punto del orden del día de la sesión del Consejo de Administración.

Diversidad de género: el Consejo de Administración de ENDESA, S.A., a 31 de diciembre de 2015, está integrado por 11 Consejeros, de los cuales 1 es mujer. A 31 de diciembre de 2014, constaba de 9 Consejeros, de los cuales 1 es mujer.

34.4.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción de ENDESA

En el marco del Plan de Fidelización de ENDESA (véase Nota 34.4.6), es intención de la Sociedad someter a la aprobación de la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas la aprobación de determinados programas de retribución a largo plazo vinculados, entre otros indicadores, a la cotización de la acción. Estos programas están dirigidos al Presidente, Consejero Delegado y Directivos de ENDESA con responsabilidad estratégica.

En concreto, los programas mencionados en el párrafo anterior contemplan un objetivo denominado «Total Shareholders' Return of ENDESA (TSR)» que se define como el valor medio del Total Shareholders' Return (TSR) de ENDESA respecto al valor medio del Total Shareholders' Return (TSR) del índice Euro-Stoxx Utilities, elegido como Grupo comparable, en el período de devengo.

Este indicador mide el rendimiento total de una acción como la suma de los componentes:

- i. Las ganancias de capital: la relación entre el cambio en el precio de la acción (la diferencia entre el precio registrado al final y al principio del período de referencia) y el valor establecido al comienzo del período;
- ii. Los dividendos reinvertidos: relación entre los dividendos por acción distribuidos durante el período de notificación y el precio de las acciones al inicio del período.

En la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, dichos programas están condicionados a la modificación del sistema de remuneración de los Estatutos y a su aprobación en la Junta General Ordinaria de Accionistas. Hasta la fecha, ENDESA no ha establecido plan alguno de retribución vinculada a la cotización de la acción de ENDESA, S.A. o *stock option*, de forma que ni los miembros del Consejo de Administración, ni los Altos Directivos han percibido retribuciones por tal concepto.

34.4.6. Planes de retribución a largo plazo

La retribución variable a largo plazo de ENDESA se articula a través del denominado Plan de Fidelización, 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 la necesidad de que el directivo esté en activo en el momento del mismo; estos pagos se realizan en 2 momentos: 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.

A 31 diciembre de 2015 se encontraban en funcionamiento los Programas correspondientes al período 2013-2015 y 2014-2016. El 31 de diciembre de 2015 finalizó el devengo del Programa 2013-2015, cuya liquidación definitiva se producirá en el período 2016-2019 en función de la opción de cobro a ejercer por los participantes.

A 31 diciembre de 2014 se encontraban en funcionamiento los Programas correspondientes al período 2012-2014 y 2013-2015. El 31 de diciembre de 2014 finalizó el devengo del Programa 2012-2014, cuya liquidación definitiva se producirá en el período 2015-2018 en función de la opción de cobro a ejercer por los participantes.

35. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

35.1. Garantías directas e indirectas

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 ENDESA tenía prestada una garantía de los riesgos comerciales del préstamo dispuesto de 37 millones de dólares estadounidenses (USD) (equivalente a 34 millones de euros) (40 millones de dólares estadounidenses (USD) equivalentes a 33 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), que el Banco Centroamericano de Integración Económica tiene concedido a la sociedad Empresa Propietaria de la Red, S.A., Sucursal en Costa Rica, y cuyo plazo de vencimiento comprende hasta el año 2028. El contrato de compraventa de acciones que reguló la desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 32.1) incluía un conjunto de previsiones por las cuales Enel Iberoamérica, S.L.U. se compromete a llevar a cabo cuantas actuaciones sean necesarias para liberar a ENDESA de cualquier responsabilidad que esta pudiera tener derivada de esta garantía. En tanto este proceso no haya sido completado, Enel Iberoamérica, S.L.U. mantendrá indemne a ENDESA de cualquier daño relacionado con dichas obligaciones.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el detalle de las garantías prestadas a favor de las Empresas Asociadas y Negocios Conjuntos de ENDESA se detallan en la Nota 34.2.

ENDESA considera que los pasivos adicionales que pudieran originarse por los avales prestados a 31 de diciembre de 2015 y 2014, si los hubiera, no serían significativos.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen activos financieros líquidos de ENDESA pignoralados como garantía de pasivos o pasivos contingentes, ni prendas sobre recaudaciones futuras, ni elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación a terceros (véanse Notas 6.1 y 17.2).

35.2. Otros compromisos

No existen compromisos adicionales a los descritos en las Notas 6, 8 y 11 de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

36. Retribución de auditores

A continuación se detallan los honorarios relativos a los servicios prestados durante los ejercicios 2015 y 2014 por los auditores de las Cuentas Anuales de las distintas sociedades que componen ENDESA:

Miles de Euros	2015		2014	
	Ernst & Young	Otros Auditores de Filiales	Ernst & Young	Otros Auditores de Filiales
Auditoría de Cuentas Anuales	1.262	7	2.188	26
Otras Auditorías Distintas de las Cuentas Anuales y otros Servicios Relacionados con las Auditorías	2.508	—	4.623	117
Otros Servicios no Relacionados con las Auditorías	—	—	53	529
Total	3.770	7	6.864	672

El importe indicado en el cuadro anterior incluye la totalidad de los honorarios relativos a los servicios realizados durante

los ejercicios 2015 y 2014, con independencia del momento de su facturación.

37. Plantilla

A continuación se detalla la plantilla final y media de ENDESA, por categoría y por Segmentos:

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	249	43	292	236	38	274
Titulados	1.852	808	2.660	1.932	810	2.742
Mandos Intermedios y Operarios	5.752	1.296	7.048	6.071	1.413	7.484
Total Empleados	7.853	2.147	10.000	8.239	2.261	10.500

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	4.137	971	5.108	4.246	1.013	5.259
Distribución	2.019	483	2.502	2.183	495	2.678
Estructura y Otros	697	693	1.390	800	753	1.553
Total empleados	7.853	2.147	10.000	8.239	2.261	10.500

Número de Empleados

	Plantilla Media					
	2015			2014*		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	265	46	311	420	67	487
Titulados	1.870	804	2.674	4.899	1.912	6.811
Mandos Intermedios y Operarios	5.903	1.355	7.258	10.576	2.299	12.875
Total Empleados	8.038	2.205	10.243	15.895	4.278	20.173

* Corresponde a Actividades Continuas.

Número de Empleados

	Plantilla Media					
	2015			2014*		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	4.188	995	5.183	4.355	1.040	5.395
Distribución	3.105	490	3.595	3.216	498	3.714
Estructura y Otros	745	720	1.465	868	783	1.651
Total Empleados	8.038	2.205	10.243	8.439	2.321	10.760

* Corresponde a Actividades Continuas.

Durante el ejercicio 2014 y hasta la fecha de su desinversión, la plantilla media del Negocio en Latinoamérica era de 9.413 personas (7.456 hombres y 1.957 mujeres).

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2015 y 2014 por las sociedades de Operación Conjunta es 895 y 916, respectivamente.

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2015 y 2014 con discapacidad mayor o igual al 33%, por categorías y Segmentos, es el siguiente:

Número de Empleados

	2015	2014*
Directivos	—	—
Titulados	14	17
Mandos Intermedios y Operarios	64	73
Total Empleados	78	90

* Corresponde a Actividades Continuas.

Número de Empleados

	2015	2014*
Generación y Comercialización	29	34
Distribución	28	32
Estructura y Otros	21	24
Total Empleados	78	90

* Corresponde a Actividades Continuas.

38. Hechos posteriores

Con fecha 10 de febrero de 2016 se ha cerrado la venta a CLT Holding AG de Compostilla Re, S.A., cuyos activos, a 31 de diciembre de 2015, estaban clasificados dentro del epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» (véase Nota 32.2). El precio de la transacción correspondiente a la participación que posee ENDESA ha sido de 50 millones de euros.

No se han producido otros hechos significativos posteriores entre el 31 de diciembre de 2015 y la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas que no hayan sido reflejados en las mismas.

Anexo I: Sociedades que componen ENDESA

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2015			% Participación a 31/12/2014			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditada
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
AQUILAE SOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	TERUEL (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
ASOCIACION NUCLEAR ASCO-VANDELLOS II, A.I.E.	85,41	85,41	IP	85,41	85,41	IP	TARRAGONA (ESPAÑA)	GESTIÓN, EXPLOTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CENTRALES NUCLEARES	ERNST & YOUNG
CEFEIDAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
CERPEI DESARROLLO SOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
DESARROLLO PHOTOSOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	COMPRA, TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
EMPRESA CARBONIFERA DEL SUR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	APROVECHAMIENTO DE YACIMIENTOS MINEROS	ERNST & YOUNG
ENDESA CAPITAL, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	EMISIÓN DE INSTRUMENTOS DE DÉUDA	ERNST & YOUNG
ENDESA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	PORTO (PORTUGAL)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	ERNST & YOUNG
ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	SERVICIOS ASOCIADOS A COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	ERNST & YOUNG
ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	ERNST & YOUNG
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	FINANCIACIÓN DE LAS FILIALES DE ENDESA, S.A.	ERNST & YOUNG
ENDESA GENERACIÓN II, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
ENDESA GENERACIÓN NUCLEAR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	OSTENTAR LA PROPIEDAD DE TODA CLASE DE ACTIVOS NUCLEARES Y LA GESTIÓN, GENERACIÓN Y VENTA DE ELECTRICIDAD	NO AUDITADA
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	99,40	99,40	IG	99,40	99,40	IG	LISBOA (PORTUGAL)	ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y OTRAS RELACIONADAS	ERNST & YOUNG
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2015			% Participación a 31/12/2014			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	SERVICIOS DE CONSULTORIA E INGENIERÍA CIVIL	ERNST & YOUNG
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS A ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y A ENDESA ENERGÍA	ERNST & YOUNG
ENDESA POWER TRADING LTD.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LONDRES (REINO UNIDO)	OPERACIONES DE TRADING	ERNST & YOUNG
ENDESA RED, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN	ERNST & YOUNG
ENDESA SERVICIOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
FOTVOLTAICA INSULAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
GAS Y ELÉCTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
GUADARRAMQUE SOLAR 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	NO AUDITADA
HIDROELÉCTRICA DE CATALUÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
HIDROFLAMICELL, S.L.	75,00	75,00	IG	75,00	75,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA	NO AUDITADA
HIDROMONDEGO-HIDROELÉCTRICA DO MONDEGO, LDA	100,00	99,94	IG	100,00	99,94	IG	LISBOA (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
INTERNATIONAL ENDESA B.V.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	AMSTERDAM (HOLANDA)	SOCIEDAD DE OPERACIONES FINANCIERAS INTERNACIONALES	ERNST & YOUNG
LA PEREDA CO2, A.I.E.	33,33	33,33	IP	33,33	33,33	IP	ASTURIAS (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
MINAS DE ESTERCUÉL, S.A.	99,65	99,57	IG	99,65	99,57	IG	MADRID (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	NO AUDITADA
MINAS GARGALLO, S.L.	99,91	99,91	IG	99,91	99,91	IG	MADRID (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	NO AUDITADA
NUÉVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN Y DESARROLLO DEL PATRIMONIO INMOBILIARIO	ERNST & YOUNG
PEREDA POWER, S.L.	70,00	70,00	IG	70,00	70,00	IG	ASTURIAS (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
SOL DE MEDIA NOCHE FOTVOLTAICA, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	GIRONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
TRANSPORTES Y DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS, S.A.	73,33	73,33	IG	73,33	73,33	IG	GIRONA (ESPAÑA)	TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional.

Anexo II: Negocios Conjuntos y Sociedades Asociadas

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2015			% Participación a 31/12/2014			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
CARBOPEGO- ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIBLES, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	LISBOA (PORTUGAL)	ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES	KPMG AUDITORES
CENTRAL TÉRMICA DE ANILLARES, A.I.E.	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA DE ANILLARES	NO AUDITADA
CENTRALES NUCLEARES ALMÁRAZ-TRILLO, A.I.E.	24,20	23,92	MP	24,20	23,92	MP	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN DE LA CENTRAL NUCLEAR DE ALMÁRAZ Y C.N. DE TRILLO	ERNST & YOUNG
ELCOGAS, S.A.	40,99	40,99	MP	40,99	40,99	MP	CIUDAD REAL (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
ELECGAS, S.A.	50,00	49,70	MP	50,00	49,70	MP	SANTARÉM (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA ATRÁVES DE CICLO COMBINADO	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	47,46	47,46	MP	47,46	47,46	MP	GIROÑA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	RCM AUDITORES
ELÉCTRICA DE LUAR, S.L.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	AVANTER AUDITORES
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
Enel GREEN POWER ESPAÑA, S.L.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	ERNST & YOUNG
Enel INSURANCE N.V.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	ÁMSTERDAM (HOLANDA)	OPERACIONES DE REASEGURO	ERNST & YOUNG
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAMADDART, S.A.	32,00	32,00	MP	32,00	32,00	MP	TÁNGER (MARRUECOS)	CENTRAL ELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO	DELOITTE
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	23,21	23,21	MP	30,00	30,00	MP	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	DESARROLLO Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL DE EL HIERRO	UNIONAUDIT J.Y.E. S.L.
KROMSCHROEDER, S.A.	29,26	29,26	MP	29,26	29,26	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	APARATOS DE MEDIDA	BOO AUDITORES
NUCLENOR, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	BURGOS (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR	ERNST & YOUNG
PEGOPENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SANTARÉM (PORTUGAL)	OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE PEGO	KPMG AUDITORES
PROYECTO ALMERÍA MEDITERRÁNEO, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	45,00	45,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	INSTALACIÓN DE PLANTA DESALADORA DE AGUA DE MAR	NO AUDITADA
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33,50	33,50	MP	33,50	33,50	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
TECNATOM, S.A.	45,00	45,00	MP	45,00	45,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	SERVICIOS A INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	38,89	38,89	MP	38,89	38,89	MP	LISBOA (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	KPMG AUDITORES

MP: Método de Participación.

Anexo III: Participaciones societarias objeto de la operación de desinversión

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación*		
AGUAS SANTIAGO PONIENTE, S.A.	—	—	—	78,88	33,34	IG	SANTIAGO (CHILE)	SERVICIOS DE AGUA
AMPLA ENERGIA E SERVICIOS, S.A.	—	—	—	99,64	55,55	IG	RIO DE JANEIRO (BRASIL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
CENTRAIS ELÉTRICAS CACHOEIRA DOURADA, S.A.	—	—	—	99,75	50,52	IG	RIO DE JANEIRO (BRASIL)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CENTRAL DOCK SUD, S.A.	—	—	—	69,99	24,25	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CENTRAL EÓLICA CANELA S.A.	—	—	—	75,00	27,96	IG	SANTIAGO (CHILE)	PROMOCIÓN Y DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLES
CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA FORTALEZA, S.A.	—	—	—	100,00	50,64	IG	FORTALEZA (BRASIL)	DESARROLLO DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN TERMELÉCTRICA
CHILECTRA INVERSED, S.A.	—	—	—	100,00	60,07	IG	SANTIAGO (CHILE)	SOCIEDAD DE CARTERA
CHILECTRA, S.A.	—	—	—	99,09	60,07	IG	SANTIAGO (CHILE)	DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SOCIEDAD DE CARTERA
CHINANGO, S.A.C.	—	—	—	80,00	19,17	IG	LIMA (PERÚ)	GENERACIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CODENSA, S.A. E.S.P.	—	—	—	48,48	29,34	IG	BOGOTÁ D.C. (COLOMBIA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARÁ, S.A.	—	—	—	58,87	29,81	IG	FORTALEZA (BRASIL)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
COMPAÑÍA DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA, S.A.	—	—	—	100,00	50,64	IG	RIO DE JANEIRO (BRASIL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
COMPAÑÍA DE TRANSMISIÓN DEL MERCOSUR, S.A.	—	—	—	100,00	50,64	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
COMPAÑÍA ELÉCTRICA TARAPACA, S.A.	—	—	—	100,00	37,28	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación*		
COMPAÑIA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.	—	—	—	100,00	60,62	IG	LIMA (PERÚ)	PROYECTOS HIDROELECTRICOS
CONSTRUCCIONES Y PROYECTOS LOS MAITENES, S.A.	—	—	—	55,00	33,34	IG	SANTIAGO (CHILE)	CONSTRUCCIÓN E INSTALACIONES
DISTRILEC INVERSORA, S.A.	—	—	—	51,50	30,88	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA
EDECEL, S.A.A.	—	—	—	83,60	22,71	IG	LIMA (PERÚ)	GENERACIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
ELÉCTRICA CABO BLANCO, S.A.C.	—	—	—	100,00	60,62	IG	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA
EMGESA PANAMÁ, S.A.	—	—	—	100,00	22,87	IG	CIUDAD DE PANAMÁ (PANAMÁ)	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EMGESA, S.A. E.S.P.	—	—	—	48,48	22,87	IG	BOGOTÁ D.C. (COLOMBIA)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LIMA NORTE, S.A.A.	—	—	—	75,68	45,80	IG	LIMA (PERÚ)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR, S.A.	—	—	—	95,45	43,41	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA LTDA.	—	—	—	100,00	60,07	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA Y MATERIALES AFINES
EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA, S.A.	—	—	—	96,50	58,50	IG	LIMA (PERÚ)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE, S.A.	—	—	—	92,65	33,69	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD, S.A.	—	—	—	59,98	36,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN—BRASIL COMERCIO E SERVIÇOS, S.A.	—	—	—	100,00	50,64	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS Y SERVICIOS
ENDESA ARGENTINA, S.A.	—	—	—	100,00	36,37	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA
ENDESA BRASIL, S.A.	—	—	—	100,00	50,64	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	SOCIEDAD DE CARTERA
ENDESA CEMSA, S.A.	—	—	—	100,00	49,71	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	COMPRVENTA MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
ENDESA COSTANERA, S.A.	—	—	—	75,68	27,52	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Enel LATINOAMÉRICA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	ACTIVIDAD INTERNACIONAL DE ENDESA, S.A.

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación*		
ENERGIS, S.A.	—	—	—	60,62	60,62	IG SANTIAGO (CHILE)	GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SOCIEDAD DE CARTERA	
EÓLICA FAZENDA NOVA — GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	—	—	—	99,95	50,62	IG RIO GRANDE DO NORTE (BRASIL)	PROYECTOS EÓLICOS	
GASATACAMA CHILE, S.A.**	—	—	—	49,97	18,64	MP SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
GASATACAMA, S.A.**	—	—	—	50,00	18,64	MP SANTIAGO (CHILE)	ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE SOCIEDADES	
GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA, S.A.**	—	—	—	49,98	18,64	MP SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	
GASODUCTO TALTAL, S.A.**	—	—	—	50,00	18,64	MP SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	
GENERALIMA, S.A.C.	—	—	—	100,00	60,62	IG LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA	
GENERANDES PERÚ, S.A.	—	—	—	61,00	22,18	IG LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA	
GNL NORTE, S.A.**	—	—	—	50,00	18,64	MP SANTIAGO (CHILE)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN, ALMACENAMIENTO Y SUMINISTRO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES	
HIDROELÉCTRICA EL CHOCON, S.A.	—	—	—	67,67	23,77	IG BUENOS AIRES (ARGENTINA)	PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	
HIDROINVEST, S.A.	—	—	—	96,09	34,94	IG BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA	
ICT SERVICIOS INFORMÁTICOS LTDA.	—	—	—	100,00	60,62	IG SANTIAGO (CHILE)	SERVICIOS DE INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES Y TRANSMISIÓN DE DATOS	
INGENDESA DO BRASIL LTDA. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	100,00	37,27	IG RIO DE JANEIRO (BRASIL)	CONSULTORA DE INGENIERÍA DE PROYECTOS	
INKIA HOLDINGS (ACTER) LIMITED***	—	—	—	—	—	— GRAND CAYMAN (ISLAS CAIMÁN)	SOCIEDAD DE CARTERA	
INMOBILIARIA MANZO DE VELASCO LTDA.	—	—	—	100,00	60,62	IG SANTIAGO (CHILE)	CONSTRUCCIONES Y OBRAS	
INVERSIONES DISTRILIMA, S.A.C.	—	—	—	100,00	60,46	IG LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA	
INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LTDA.**	—	—	—	50,00	18,64	MP SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	
INVERSORA CODENSA, S.A.S.	—	—	—	100,00	29,34	IG BOGOTÁ D.C. (COLOMBIA)	INVERSIÓN EN ACTIVIDADES DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA	
INVERSORA DOCK SUD, S.A.	—	—	—	57,14	34,64	IG BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA	

Sociedades (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación*		
LATIN AMERICA HOLDING I LTD.***	—	—	—	—	—	—	GRAND CAYMAN (ISLAS CAIMÁN)	SOCIEDAD DE CARTERA
LATIN AMERICA HOLDING II LTD.***	—	—	—	—	—	—	GRAND CAYMAN (ISLAS CAIMÁN)	SOCIEDAD DE CARTERA
LUZ ANDÉS LTDA.	—	—	—	100,00	60,07	IG	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES
PROGAS, S.A.**	—	—	—	50,00	18,64	MP	SANTIAGO (CHILE)	DISTRIBUCIÓN DE GAS
SOCIEDAD AGRÍCOLA DE CAMEROS LTDA.	—	—	—	52,50	34,86	IG	SANTIAGO (CHILE)	INVERSIONES INMOBILIARIAS
SOCIEDAD CONCESIONARIA TÚNEL EL MELÓN, S.A.	—	—	—	100,00	38,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	EJECUCIÓN, CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL TÚNEL EL MELÓN
SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA, S.A.	—	—	—	99,95	23,15	IG	BOGOTÁ D.C. (COLOMBIA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS RELACIONADOS CON LA ACTIVIDAD PORTUARIA
SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA, S.A.	—	—	—	100,00	36,38	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA
SOUTHERN CONE POWER LTD.***	—	—	—	—	—	—	GRAND CAYMAN (ISLAS CAIMÁN)	SOCIEDAD DE CARTERA
SOUTHERN CONE POWER PERÚ, S.A.A.***	—	—	—	—	—	—	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA
TRANSPORTADORA DE ENERGÍA, S.A.	—	—	—	100,00	50,64	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

* Re-Expresado de acuerdo a NIIF 11.

** Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 22 de abril de 2014 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el 23 de octubre de 2014.

*** Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 3 de septiembre de 2014 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el 23 de octubre de 2014.

Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación		
AYSÉN ENERGÍA, S.A.	—	—	—	99,51	18,55	MP	SANTIAGO (CHILE)	PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA
AYSÉN TRANSMISIÓN, S.A.	—	—	—	99,51	18,55	MP	SANTIAGO (CHILE)	DESARROLLAR SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
CENTRAL VUELTA DE OBLIGADO, S.A.	—	—	—	40,90	9,80	MP	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE UNA CENTRAL DE C/CLO COMBINADO
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN, S.A.	—	—	—	51,00	18,55	MP	SANTIAGO (CHILE)	DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA, S.A. E.S.P.	—	—	—	49,00	14,38	MP	BOGOTÁ D.C. (COLOMBIA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
ELECTROGAS, S.A.	—	—	—	42,50	15,45	MP	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE DE GAS NATURAL
GNL CHILE, S.A.	—	—	—	33,33	12,12	MP	SANTIAGO (CHILE)	PROMOVER UN PROYECTO PARA EL SUMINISTRO DE GAS LICUADO
GNL QUINTERO, S.A.	—	—	—	20,00	7,27	MP	SANTIAGO (CHILE)	DESARROLLO, DISEÑO, SUMINISTRO DE UN TERMINAL DE REGASIFICACIÓN DE GNL
SACME, S.A.	—	—	—	50,00	21,71	MP	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SUPERVISIÓN Y CONTROL SISTEMA ELÉCTRICO
TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN, S.A.	—	—	—	25,00	6,29	MP	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE UNA CENTRAL DE C/CLO COMBINADO
TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO, S.A.	—	—	—	25,00	6,29	MP	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE UNA CENTRAL DE C/CLO COMBINADO
TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA.	—	—	—	50,00	18,64	MP	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
YACYLEC, S.A.	—	—	—	72,22	13,47	MP	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

MP: Método de Participación.

Anexo IV: Variaciones del perímetro de Consolidación

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Incorporaciones durante 2015

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2015			% Participación a 31/12/2014		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS, S.L.U.*	—	—	—	—	—	—
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS SUR, S.L.U.*	—	—	—	—	—	—

* Estas sociedades se incorporan al perímetro de consolidación el 1 de noviembre de 2015 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el mismo día.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Exclusiones durante 2015

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2015			% Participación a 31/12/2014		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
ANDORRA DESARROLLO, S.A.U.	—	—	—	100,00	100,00	IG
APAMEA 2000, S.L.U.	—	—	—	100,00	100,00	IG
BOLONIA REAL ESTATE, S.L.U.	—	—	—	100,00	100,00	IG
CARBOEX, S.A.U.	—	—	—	100,00	100,00	IG
ENDESA GAS, S.A.U.	—	—	—	100,00	100,00	IG
GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.	—	—	—	100,00	99,83	IG
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS, S.L.U.*	—	—	—	—	—	—
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS SUR, S.L.U.*	—	—	—	—	—	—
NUEVA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4, S.L.U.	—	—	—	100,00	100,00	IG

IG: Integración Global.

* Estas sociedades se incorporan al perímetro de consolidación el 1 de noviembre de 2015 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el mismo día.

Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos: Incorporaciones, Exclusiones y Variaciones durante 2015

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2015			% Participación a 31/12/2014		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
Incorporaciones:						
—	—	—	—	—	—	—
Exclusiones:						
AYESA ADVANCED TECHNOLOGIES, S.A.	—	—	—	22,00	22,00	MP
COMPANÍA TRANSPORTISTA DE GAS CANARIAS, S.A.	—	—	—	47,18	47,18	MP
OFICINA DE CAMBIOS DE SUMINISTRADOR, S.A.	—	—	—	20,00	20,00	MP
Variaciones:						
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	23,21	23,21	MP	30,00	30,00	MP

MP: Método de Participación.

2【主な資産・負債及び収支の内容】

添付の連結財務書類に対する注記を参照。

3【その他】

(1) 後発事象

連結財務書類に対する注記38を参照。なお、第3 事業の状況 1 業績等の概要 (3)経営成績 後発事象 も参照のこと。

(2) 訴訟

連結財務書類に対する注記16.3を参照。

4【日本の会計原則及び報告実務とIFRSとの相違】

以下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連結財務書類への影響は、以下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、IAS第39号(金融商品：認識及び測定)において、デリバティブ商品は、連結財政状態計算書上公正価値による計上求められる。デリバティブ商品が、公正価値ヘッジ、キャッシュ・フロー・ヘッジ、在外営業活動体に対する純投資のヘッジのヘッジ要件を満たしたものでなければ、デリバティブ商品の損益は連結損益計算書に計上される。このデリバティブ商品がヘッジ会計要件を満たすものであれば、直接資本に計上、もしくは連結損益計算書に計上することでヘッジ対象の公正価値の変動から生じる損益と相殺される。

日本の会計原則では、ヘッジ会計を適用しうる場合を除き、公正価値をもって財政状態計算書価額とし、評価差額は当期の損益として処理することが求められている。ヘッジ会計では、原則として、ヘッジ手段を公正価値で測定する際に生じる損益の変動額は、ヘッジ対象から生じる損益が認識されるまで資産又は負債として繰延べられる。ただし、その他有価証券については、ヘッジ対象に係る相場変動等を損益計算書に計上する時価ヘッジも認められる。

(b) 減損の戻入

IFRSでは、IAS第36号(資産の減損)で、過年度に減損処理を実施したのれん以外の資産について、報告期間ごとに過年度に認識した減損の兆候が存在しない、もしくは改善しているかを検討しなければならない。必要があれば過年度に計上した減損損失を、償却分を調整した当初の帳簿価額を上回らない範囲で戻入を行う。

日本の会計原則では、全ての資産について減損の戻入を行うことはできない。

(c) 減損のレビュープロセス

IFRSでは、IAS第36号(資産の減損)で、減損の兆候が存在する場合に、資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回る金額として減損損失を算定する。回収可能価額は(i)売却費用控除後の公正価値及び(ii)使用価値(処分価値を含め、使用を通じて発生する将来キャッシュ・フローの現在価値)のうちいずれか高い金額となる。

日本の会計原則では、最初に資産の帳簿価額を、使用及び最終的処分を通じて発生する割引前キャッシュ・フローの総額と比較する。その結果、資産の帳簿価額が割引前キャッシュ・フローの総額よりも大きい場合回収不能であると判断された場合、資産の帳簿価額と割引後キャッシュ・フローの総額との差額を減損損失として認識する。

(d) 従業員給付

IFRSでは、IAS第19号(従業員給付)で、数理計算上の差異は、従前に設定した仮定条件の変更による差異及び実際に発生した結果と従前に設定した仮定条件の差から生じる差異から構成される。これらの差異は、資本項目に認識され、連結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連結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、のれんは、20年以内のその効果の及ぶ期間にわたって、定額法その他の合理的な方法により規則的に償却される。

(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連結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連結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連結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。全ての取得関連費用は費用として処理される。

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。少数株主持分についてののれんを認識することはできない。また一部の取引コストは買収費用に含まれ、のれんに含まれる。

(j) 非支配持分

IFRSでは、IFRS第10号(連結財務諸表)で、支配に変更がない場合は非支配持分との取引は全て資本取引とするよう求めている。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、支配に変更がない場合は、追加取得時は、少数株主持分の減少額と支払額の差額をのれんとし、持分売却時は、少数株主持分の増加額と売却額の差額を子会社株式売却損益の調整として処理する。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当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、2015年1月1に適用された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。

主な表示と区分の相違

(m) 連結財政状態計算書

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。

(n) 連結損益計算書及びその他包括利益

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、以下の選択がある。

- ・ 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。

(o) 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) その他の株主事務に関する事項

- | | |
|---------------------|--|
| (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基準日を定めることができる。かかる配当または新株引受権を受領する資格を有する実質株主を決定するための基準日は、通常当該基準日と同一の暦日となる。 |
| (d) 株券の種類 | 額面普通株式 |

(e) 株券に関する手数料 …… 実質株主は、窓口証券会社取引口座を開設するときに窓口証券会社の定めるところにより口座管理料を支払うほか、必要に応じて実費を支払う。

(f) 公告 …… 日本において公告を行わない。

2 日本における実質株主の権利行使に関する手続

(A) 株主名簿管理人および名義書換取扱場所

日本には株式に関するエンデサの株主名簿管理人または名義書換取扱場所はない。

(B) 実質株主の議決権の行使に関する手続

議決権の行使は、実質株主が窓口証券会社を通じて行う指示に基づき、スペイン保管機関またはその名義人が行う。実質株主が指示をしない場合、スペイン保管機関またはその名義人は議決権を行使しない。

(C) 現金配当の交付手続

外国証券取引口座約款に従い、配当金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に交付される。

(D) 株式配当の交付手続

株式配当により割り当てられた株式は、実質株主が特に要請した場合を除き、窓口証券会社を代理するスペイン保管機関によりスペインで売却され、その純手取金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払われる。

資本組入れにより発行される株式は、スペイン保管機関またはその名義人に対して交付される。実質株主については、窓口証券会社の法定帳簿上に所有者として記載され、実質株主には窓口証券会社から取引残高報告書が交付される。

(E) 新株引受権

株式について新株引受権が与えられた場合は、新株引受権は、原則として、窓口証券会社を代理するスペイン保管機関によりスペインで売却され、その純手取金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、その取引口座を通じて実質株主に支払われる。

(F) 本邦における課税

本邦における課税上の取扱いの概要は以下のとおりである。ただし、課税上の取扱いが変更され、また当該実質株主の具体的事情により異なった取扱いがなされることがある。個別の課税上の取扱いについては各人の税務顧問に相談すべきである。

(a) 配 当

日本の居住者たる個人が支払を受ける配当金については、スペインにおいて当該配当の支払の際に源泉徴収された所得税があるときは、当該配当額から源泉徴収された所得税を控除した金額に対して、20%(所得税15%、住民税5%)の税率が適用され、国内の支払者によって、原則として源泉徴収(住民税については特別徴収)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%の税率がそれぞれ適用される。

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(住民税については特別徴収)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(住民税については特別徴収)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、日本の居住者たる個人に対する課税と同様の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%の税率がそれぞれ適用される。

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%の税率がそれぞれ適用される。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、2009年分以後の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り)と損益通算を行うことができる。なおも譲渡損失が上回る場合には、3年間繰越することができる。

法人株主の場合には、原則として、益金として通常の法人税率により課税がなされる。

(c) 相続税

日本国の居住者またはその他法定の要件に該当する者が株式を相続またはその遺贈を受けた場合には、日本国の相続税の対象となる。

この場合、同時にスペインの相続税の対象となることがあるが、スペインで徴収された当該相続税については、日本国の相続税法の下で外国税額控除が受けられる場合がある。

スペインにおける課税上の取扱いについては、上記「第1 本国における法制等の概要 3 課税上の取扱い」を参照のこと。

第9 【提出会社の参考情報】

1 【提出会社の親会社等の情報】

ENELは、ENELによって完全所有されるEIを通して、エンデサS.A.が発行する株式の70.101%を保有する。ENELは、イタリア法に基づいて設立された、イタリア ローマ市 00198、ピアーレ レジーナ マルゲリータ 137に住所がある、イタリアの電力会社である。なお、ENELおよびEIは、金融商品取引法第24条の7第1項に定義される「親会社等」には該当しない。

上記「第5 提出会社の状況 1 株式等の状況 (5) 大株主の状況」を参照のこと。

2 【その他の参考情報】

以下の書類が、2015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(2014年1月1日から2014年12月31日までの営業年度)を2015年6月25日に関東財務局長に提出。
- (2) 半期報告書およびその添付書類(2015年1月1日から2015年6月30日までの半期)を2015年9月25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

エンデサ・エセ・アー

取締役会

独立監査人の同意書

(原文からの翻訳)

私たちは、独立した職業会計士としてここにエンデサ・エセ・アー及びその子会社（エンデサ・グループ）の連結財務諸表についての私たちの2015年2月23日付の監査報告書が、日本の財務省へ提出される本有価証券報告書（様式8）の一部として使用されることに同意します。

アーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレ

パートナー

ホセ・アグスティン・リコ

2015年5月8日

[次へ](#)

連結財務書類に対する独立監査人の監査報告書

(スペイン語原文からの翻訳。原文と相違がある場合は、スペイン語の原文が有効である。)

エンデサ・エセ・アーの株主各位

私たちは、添付のエンデサ・エセ・アー(以下「親会社」という。)およびその子会社(以下「当グループ」という。)の2014年12月31日現在の連結財政状態計算書ならびに、同日をもって終了する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・フロー計算書および注記から成る連結財務書類について監査を行った。

連結財務諸表に対する経営者の責任

親会社の経営者の責任は、欧州連合が採択した国際財務報告基準(以下「IFRS」という。)およびスペインにおいて当グループに適用される財務情報に係る他の規定に従い、連結財務諸表を作成し適正に表示することにある。これには、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない連結財務諸表を作成し適正に表示するために経営者が必要と判断した内部統制を整備及び運用することが含まれる。

監査人の責任

私たちの責任は、私たちが実施した監査に基づいて、連結財務諸表に対する意見を表明することにある。私たちは、一般に公正妥当と認められるスペインの監査基準に準拠して監査を行った。監査基準は、私たちが職業倫理要件を遵守し、また連結財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、監査計画を策定し、これに基づき監査を実施することを求めている。

監査においては、連結財務諸表の金額及び開示について監査証拠を入手するための手続が実施される。監査手続は、監査人の判断により、不正又は誤謬による連結財務諸表の重要な虚偽表示のリスクの評価に基づいて選択及び適用される。財務諸表監査の目的は、内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、監査人は、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、連結財務諸表の作成と適正な表示に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が採用した会計方針及びその適用方法並びに経営者によって行われた見積りの評価も含め全体としての連結財務諸表の表示を検討することが含まれる。

私たちは、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

意見

私たちは、添付の連結財務諸表が、欧州連合が採択したIFRSおよび財務情報に係る他の規定に準拠しエンデサ・エセ・アーおよびその子会社の2014年12月31日現在の連結株主持分および連結財政状態、ならびに同日をもって終了した年度の連結経営成績、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。

その他の法規制に係る報告書

添付の2014年度の連結取締役報告書には、当グループの状況、事業の進展およびその他の事項について親会社の取締役が適切と判断した説明が記載されているが、これらは連結財務書類の不可欠な一部を構成するものではない。私たちは、連結取締役報告書に記載されている会計情報が2014年度の連結財務書類と一致していることについて照合を行った。連結取締役報告書に関する監査人としての私たちの業務は上述の範囲内に限定され、エンデサ・エセ・アーおよび子会社の会計記録以外の情報の検証は一切含まれない。

アーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレ
(スペイン語原文に署名)

ホセ・アグスティン・リコ・オルカホ

2015年2月23日

[次へ](#)

ENDESA, S.A.

Board of Directors

INDEPENDENT AUDITOR'S FIRM AUTHORISATION

(translation from original in Japanese)

We, as independent auditors, authorize our audit report dated February 23, 2015 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.

ENRST & YOUNG, S.L.

José Agustín Rico

Partner

May 8, 2015

[前へ](#)

[次へ](#)

Informe de Auditoría Independiente

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado
correspondientes al ejercicio anual terminado
el 31 de diciembre de 2014

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de
ENDESA, S.A.

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas adjuntas de ENDESA, S.A. (la Sociedad dominante) y Sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera consolidado a 31 de diciembre de 2014, el estado del resultado consolidado, el estado de otro resultado global consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha.

Responsabilidad de los Administradores 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 de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, 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.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas adjuntas, basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España. Dicha normativa exige que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas están libres de incorrecciones materiales.

Una auditoría requiere la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en las cuentas anuales consolidadas. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la formulación por parte de los Administradores de la Sociedad dominante de las cuentas anuales consolidadas, con el fin de diseñar los 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 de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la dirección, así como la evaluación de la presentación de las cuentas anuales consolidadas tomadas en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes a 31 de diciembre de 2014, así como de sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2014 contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2014. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes.

ERNST & YOUNG, S.L.
(Inscrita en el Registro Oficial de Auditores
de Cuentas con el N° S0530)

José Agustín Rico Horcajo

23 de febrero de 2015

[前へ](#)

エンデサ・エセ・アー

取締役会

独立監査人の同意書

(原文からの翻訳)

私たちは、独立した職業会計士としてここにエンデサ・エセ・アー及びその子会社（エンデサ・グループ）の連結財務諸表についての私たちの2016年2月22日付の監査報告書が、日本の財務省へ提出される本有価証券報告書（様式8）の一部として使用されることに同意します。

アーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレ

パートナー

ホセ・アグスティン・リコ・オルカホ

2016年5月11日

[次へ](#)

連結財務書類に対する独立監査人の監査報告書

(スペイン語原文からの翻訳。原文と相違がある場合は、スペイン語の原文が有効である。)

エンデサ・エセ・アーの株主各位

私たちは、添付のエンデサ・エセ・アー(以下「親会社」という。)およびその子会社(以下「当グループ」という。)の2015年12月31日現在の連結財政状態計算書ならびに、同日をもって終了する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・フロー計算書および注記から成る連結財務書類について監査を行った。

連結財務諸表に対する経営者の責任

親会社の経営者の責任は、欧州連合が採択した国際財務報告基準(以下「IFRS」という。)およびスペインにおいて当グループに適用される財務情報に係る他の規定に従い、連結財務諸表を作成し適正に表示することにある。これには、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない連結財務諸表を作成し適正に表示するために経営者が必要と判断した内部統制を整備及び運用することが含まれる。

監査人の責任

私たちの責任は、私たちが実施した監査に基づいて、連結財務諸表に対する意見を表明することにある。私たちは、一般に公正妥当と認められるスペインの監査基準に準拠して監査を行った。監査基準は、私たちが職業倫理要件を遵守し、また連結財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、監査計画を策定し、これに基づき監査を実施することを求めている。

監査においては、連結財務諸表の金額及び開示について監査証拠を入手するための手続が実施される。監査手続は、監査人の判断により、不正又は誤謬による連結財務諸表の重要な虚偽表示のリスクの評価に基づいて選択及び適用される。財務諸表監査の目的は、内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、監査人は、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、連結財務諸表の作成と適正な表示に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が採用した会計方針及びその適用方法並びに経営者によって行われた見積りの評価も含め全体としての連結財務諸表の表示を検討することが含まれる。

私たちは、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

意見

私たちは、添付の連結財務諸表が、欧州連合が採択したIFRSおよび財務情報に係る他の規定に準拠しエンデサ・エセ・アーおよびその子会社の2015年12月31日現在の連結株主持分および連結財政状態、ならびに同日をもって終了した年度の連結経営成績、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。

その他の法規制に係る報告書

添付の2015年度の連結取締役報告書には、当グループの状況、事業の進展およびその他の事項について親会社の取締役が適切と判断した説明が記載されているが、これらは連結財務書類の不可欠な一部を構成するものではない。私たちは、連結取締役報告書に記載されている会計情報が2015年度の連結財務書類と一致していることについて照合を行った。連結取締役報告書に関する監査人としての私たちの業務は上述の範囲内に限定され、エンデサ・エセ・アーおよび子会社の会計記録以外の情報の検証は一切含まれない。

アーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレ
(スペイン語原文に署名)

ホセ・アグスティン・リコ・オルカホ

2016年2月22日

[次へ](#)

ENDESA, S.A.

Board of Directors

INDEPENDENT AUDITOR'S FIRM AUTHORISATION

(translation from original in Japanese)

We, as independent auditors, authorize our audit report dated February 22, 2016 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.

ENRST & YOUNG, S.L.

José Agustín Rico Horcajo

Partner

May 11, 2016

[前へ](#)

[次へ](#)

Informe de Auditoría Independiente

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado
correspondientes al ejercicio anual terminado
el 31 de diciembre de 2015

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de
ENDESA, S.A.

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas adjuntas de ENDESA, S.A. (la Sociedad dominante) y Sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera consolidado a 31 de diciembre de 2015, el estado del resultado consolidado, el estado de otro resultado global consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha.

Responsabilidad de los Administradores 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 de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, 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.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas adjuntas, basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España. Dicha normativa exige que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas están libres de incorrecciones materiales.

Una auditoría requiere la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en las cuentas anuales consolidadas. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la formulación por parte de los Administradores de la Sociedad dominante de las cuentas anuales consolidadas, con el fin de diseñar los 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 de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la dirección, así como la evaluación de la presentación de las cuentas anuales consolidadas tomadas en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes a 31 de diciembre de 2015, así como de sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2015 contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes.

ERNST & YOUNG, S.L.
(Inscrita en el Registro Oficial de Auditores
de Cuentas con el Nº S0530)

José Agustín Rico Horcajo

22 de febrero de 2016

[前へ](#)