

D. Paolo Bondi, con Pasaporte YA3881265, en nombre y representación de la sociedad ENDESA, S.A. (“**Endesa**” o la “**Sociedad**”), en su condición de Director General de Administración, Finanzas y Control de Endesa y debidamente apoderado al efecto por acuerdo del Consejo de Administración de la Sociedad de fecha 4 de noviembre de 2014 y D. Rafael Fauquié Bernal, con DNI número 25.140.147-C, en nombre y representación de la sociedad Enel Energy Europe, S.L.U. (“**Enel Energy**”) y debidamente apoderado al efecto por acuerdo del Consejo de Administración de la Sociedad de fecha 4 de noviembre de 2014, en relación con el folleto informativo de la oferta pública de venta de acciones de la Sociedad (la “**Oferta**”) disponible e inscrito en el registro oficial de la Comisión Nacional del Mercado de Valores con fecha 6 de noviembre de 2014 (el “**Folleto Informativo**”),

CERTIFICAN

Que la versión en soporte informático del Folleto Informativo de la Oferta que se adjunta a la presente coincide con el folleto inscrito y disponible en el registro oficial de la Comisión Nacional del Mercado de Valores con fecha 6 de noviembre de 2014.

Asimismo, por la presente se autoriza a la Comisión Nacional del Mercado de Valores para que haga público dicho Folleto Informativo en soporte informático en su página *web*.

Y, para que así conste, se expide la presente certificación, en Madrid, a 6 de noviembre de 2014.

Endesa, S.A.

P.p.

Enel Energy Europe, S.L.U.

P.p.

D. Paolo Bondi
Director General de Administración,
Finanzas y Control

D. Rafael Fauquié Bernal
Director Jurídico



FOLLETO INFORMATIVO
OFERTA PÚBLICA DE VENTA DE ACCIONES DE
ENDESA, S.A.

Número de acciones ofrecidas: entre 156.511.181 y 201.800.000

Ampliable en un máximo de: entre 23.476.678 y 30.270.000

Noviembre de 2014

El presente Folleto ha sido aprobado y registrado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores con fecha 6 de noviembre de 2014

Según lo previsto en el Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, y la Orden EHA 3527/2005, de 10 de noviembre, el Folleto Informativo ha sido redactado de conformidad con el modelo establecido en los Anexos I, II, III y XXII del Reglamento CE número 809/2004, de la Comisión, de 29 de abril de 2004, relativo a la aplicación de la Directiva 2003/71/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en cuanto a la información contenida en los folletos, incorporación por referencia, publicación de dichos folletos y difusión de publicidad.

ÍNDICE

I.	NOTA DE SÍNTESIS (ANEXO XXII DEL REGLAMENTO (CE) N° 809/2004 DE LA COMISIÓN, DE 29 DE ABRIL DE 2004)	3
II.	FACTORES DE RIESGO	34
III.	INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR (ANEXOS I Y II DEL REGLAMENTO (CE) N° 809/2004 DE LA COMISIÓN DE 29 DE ABRIL DE 2004).....	59
1.	PERSONAS RESPONSABLES	59
1.1	Identificación de las personas responsables del documento de registro de acciones ...	59
1.2	Declaración de las personas responsables del documento de registro de acciones	59
2.	AUDITORES DE CUENTAS.....	59
2.1	Nombre y dirección de los auditores del emisor para el periodo cubierto por la información financiera histórica (así como su afiliación a un colegio profesional).....	59
2.2	Si los auditores han renunciado, han sido apartados de sus funciones o no han sido redesignados durante el periodo cubierto por la información financiera histórica, proporcionarán los detalles si son importantes.....	60
3.	INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA	60
3.0	Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera	60
3.1	Información financiera y operativa histórica seleccionada relativa al emisor, que se presentará para cada ejercicio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica, y cualquier periodo financiero intermedio subsiguiente, en la misma divisa que la información financiera.....	68
3.2	Si se proporciona información financiera y operativa seleccionada relativa a periodos intermedios, también se proporcionarán datos comparativos del mismo periodo del ejercicio anterior, salvo que el requisito para la información comparativa del balance se satisfaga presentando la información del balance final del ejercicio	72
4.	FACTORES DE RIESGO	75
5.	INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR.....	75
5.1	Historia y evolución del emisor.....	75
5.2	Inversiones.....	101
6.	DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	107
6.1	Actividades principales	107
6.2	Mercados principales.....	111
6.3	Se incluirá la base de cualquier declaración efectuada por el emisor relativa a su posición competitiva.....	140

7.	ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	140
7.1	Si el emisor es parte de un grupo, una breve descripción del grupo y la posición del emisor en el grupo	140
7.2	Lista de las filiales significativas del emisor, incluido el nombre, el país de constitución o residencia, la participación en el capital y, si es diferente, su proporción de derechos de voto.....	144
8.	PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO	151
8.1	Información relativa a todo inmovilizado material tangible existente o previsto, incluidas las propiedades arrendadas, y cualquier gravamen importante al respecto	151
8.2	Descripción de cualquier aspecto medioambiental que pueda afectar al uso por el emisor del inmovilizado material tangible	162
9.	ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO	163
9.1	Situación financiera.....	163
9.2	Resultados de explotación	164
9.3	Información relativa a factores significativos, incluidos los acontecimientos inusuales o infrecuentes o los nuevos avances, que afecten de manera importante a los ingresos del emisor por operaciones, indicando en qué medida han resultado afectados los ingresos	164
9.4	Cuando los estados financieros revelen cambios importantes en las ventas netas o en los ingresos, proporcionar un comentario narrativo de los motivos de esos cambios.....	168
9.5	Información relativa a cualquier actuación o factor de orden gubernamental, económico, fiscal, monetario o político que, directa o indirectamente, hayan afectado o pudieran afectar de manera importante a las operaciones del emisor.....	169
10.	RECURSOS FINANCIEROS	169
10.1	Información relativa a los recursos financieros del emisor (a corto y a largo plazo).	169
10.2	Explicación de las fuentes y cantidades y descripción narrativa de los flujos de tesorería del emisor.....	177
10.3	Información sobre las condiciones de los préstamos y la estructura de financiación del emisor	182
10.4	Información relativa a cualquier restricción sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, haya afectado o pudiera afectar de manera importante a las operaciones del emisor	183
10.5	Información relativa a las fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en 5.2.3 y 8.1.....	186
11.	INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS	187
12.	INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS	194

12.1	Tendencias recientes más significativas de la producción, ventas e inventario, y costes y precios de venta desde el fin del último ejercicio hasta la fecha del documento de registro	194
12.2	Información sobre cualquier tendencia conocida, incertidumbres, demandas, compromisos o hechos que pudieran razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor, por lo menos para el ejercicio actual	194
13.	PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS	197
13.1	Declaración que enumere los principales supuestos en los que el emisor ha basado su previsión o su estimación.....	197
13.2	Principales supuestos en los que se basa la elaboración de las Previsiones de beneficios.....	198
13.3	Debe incluirse un informe elaborado por contables o auditores independientes que declare que, a juicio de esos contables o auditores independientes, la previsión o estimación se ha calculado correctamente sobre la base declarada, y que el fundamento contable utilizado para la previsión o estimación de los beneficios es coherente con las políticas contables del emisor.....	205
13.4	La previsión o estimación de los beneficios debe prepararse sobre una base comparable con la información financiera histórica	206
13.5	Si el emisor publica en un folleto una previsión de beneficios que está aún pendiente, debería entonces proporcionar una declaración de si efectivamente ese pronóstico sigue siendo tan correcto como en la fecha del documento de registro, o una explicación de por qué el pronóstico ya no es válido, si ese es el caso	206
14.	ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS	207
14.1	Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de las siguientes personas, indicando las principales actividades que éstas desarrollan al margen del emisor, si dichas actividades son significativas con respecto a ese emisor	207
14.2	Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos	224
15.	REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS	226
15.1	Importe de la remuneración pagada (incluidos los honorarios contingentes o atrasados) y prestaciones en especie concedidas a esas personas por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados por cualquier persona al emisor y sus filiales	226
15.2	Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares.....	232
16.	PRÁCTICAS DE GESTIÓN	233
16.1	Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y periodo durante el cual la persona ha desempeñado servicios en ese cargo	233

16.2	Información sobre los contratos de miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa.....	234
16.3	Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento interno.....	235
16.4	Declaración de si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución. En caso de que el emisor no cumpla ese régimen, debe incluirse una declaración a ese efecto, así como una explicación del motivo por el cual el emisor no cumple ese régimen.....	239
17.	EMPLEADOS.....	242
17.1	Número de empleados al final del periodo o la media para cada ejercicio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica hasta la fecha del documento de registro (y las variaciones de ese número, si son importantes) y, si es posible y reviste importancia, un desglose de las personas empleadas por categoría principal de actividad y situación geográfica. Si el emisor emplea un número significativo de empleados eventuales, incluir datos sobre el número de empleados eventuales por término medio durante el ejercicio más reciente.....	242
17.2	Opciones de compra de acciones.....	245
17.3	Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor	246
18.	ACCIONISTAS PRINCIPALES	246
18.1	En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, el nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos de administración, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés declarable, según el derecho nacional del emisor, en el capital o en los derechos de voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas o, en caso de no haber tales personas, la correspondiente declaración negativa	246
18.2	Si los accionistas principales del emisor tienen distintos derechos de voto, o la correspondiente declaración negativa.....	247
18.3	En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, declarar si el emisor es directa o indirectamente propiedad o está bajo control y quién lo ejerce, y describir el carácter de ese control y las medidas adoptadas para garantizar que no se abusa de ese control.....	247
18.4	Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor	249
19.	OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS.....	249

19.1	Operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones de la Sociedad o entidades de su Grupo, y los Accionistas Significativos de la Sociedad	249
19.2	Operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la Sociedad o entidades de su Grupo, y los Administradores o Directivos de la Sociedad	260
19.3	Operaciones relevantes realizadas por la Sociedad con otras Sociedades pertenecientes al mismo Grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a objeto y condiciones.....	260
20.	INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS ...	260
20.1	Información financiera histórica.....	260
20.2	Información financiera <i>pro-forma</i>	292
20.3	Estados financieros.....	323
20.4	Auditoría de la información financiera histórica anual	324
20.5	Edad de la información financiera más reciente.....	324
20.6	Información intermedia y demás información financiera	324
20.7	Política de dividendos	343
20.8	Procedimientos judiciales y de arbitraje.....	345
20.9	Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor.....	352
21.	INFORMACIÓN ADICIONAL.....	353
21.1	Capital social	353
21.2	Estatutos y escritura de constitución	354
22.	CONTRATOS RELEVANTES.....	364
23.	INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS.....	365
23.1	Cuando se incluya en el documento de registro una declaración o un informe atribuido a una persona en calidad de experto, proporcionar el nombre de dicha persona, su dirección profesional, sus cualificaciones y, en su caso, cualquier interés importante que tenga en el emisor. Si el informe se presenta a petición del emisor, una declaración de que se incluye dicha declaración o informe, la forma y el contexto en que se incluye, y con el consentimiento de la persona que haya autorizado el contenido de esa parte del documento de registro	365
23.2	En los casos en que la información proceda de un tercero, proporcionar una confirmación de que la información se ha reproducido con exactitud y que, en la medida en que el emisor tiene conocimiento de ello y puede determinar a partir de la información publicada por ese tercero, no se ha omitido ningún hecho que haría	



	la información reproducida inexacta o engañosa. Además, el emisor debe identificar la fuente o fuentes de la información	365
24.	DOCUMENTOS PARA CONSULTA.....	365
25.	INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES.....	366
IV.	MÓDULO DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA <i>PRO-FORMA</i>	367
V.	INFORMACIÓN SOBRE LOS VALORES A EMITIR - NOTA SOBRE LAS ACCIONES (ANEXO III DEL REGLAMENTO (CE) N° 809/2004 DE LA COMISIÓN DE 29 DE ABRIL DE 2004)	368

ADVERTENCIA IMPORTANTE

Resaltamos la siguiente información relevante en relación con los factores de riesgo:

- ***Desinversión del negocio de Endesa, S.A. en Latinoamérica y pago de dividendos extraordinarios***

El día 23 de octubre de 2014, Endesa, S.A. (“ENDESA”) vendió a Enel Energy Europe, S.L.U. su negocio en Latinoamérica de por un importe total de 8.252,9 millones de euros (la “**Desinversión en Latinoamérica**”). Tras la Desinversión en Latinoamérica, ENDESA abonó a sus accionistas, el pasado 29 de octubre de 2014, un importe de 13,795 euros brutos por cada acción en concepto de dividendos: (i) un dividendo extraordinario por un importe equivalente al precio obtenido por la Desinversión en Latinoamérica, y (ii) un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 (conjuntamente, los “**Dividendos**”). En consecuencia, los inversores que adquieran acciones en el marco de la Oferta pública de Venta objeto del presente Folleto Informativo, no tendrán derecho a percibir los Dividendos que ya han sido abonados. Para mayor detalle sobre la Desinversión en Latinoamérica y la distribución de los Dividendos, véase el apartado 3.0 del Documento de Registro que se recoge a continuación.

Desde la Desinversión en Latinoamérica, la actividad de ENDESA, que hasta entonces se organizaba en dos líneas de negocio -por un lado, el negocio en Latinoamérica y, por otro lado, España y Portugal-, se centra, principalmente, en España y Portugal.

La Desinversión en Latinoamérica comentada anteriormente tiene un efecto significativo en los planes de negocio de ENDESA y en diversas partidas comparando el antes y el después de la Desinversión en Latinoamérica. Respecto al negocio, la actual ENDESA centrará su actividad fundamentalmente en la península ibérica al no tener ya prácticamente ninguna participación en sociedades en mercados internacionales.

Respecto al impacto de la Desinversión en Latinoamérica y el reparto de los Dividendos en las cifras de la Compañía, conviene destacar que a 31 de diciembre de 2013, los ingresos por ventas y otros ingresos de explotación de ENDESA ascendían a 31.203 millones de euros. Estos mismos ingresos en magnitudes *pro-forma* a 31 de diciembre de 2013 (esto es, asumiendo que a dicha fecha se hubiese producido la Desinversión en Latinoamérica y el reparto de los Dividendos), ascenderían a 21.525 millones de euros. En cuanto al patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante, a 30 de septiembre de 2014, ascendía a 21.417 millones de euros, mientras que la cifra de patrimonio neto de la sociedad dominante *pro-forma* a esa misma fecha, ascendería a 8.992 millones de euros (véase el apartado 20.2 del Documento de Registro *-Información financiera pro-forma*).

A 30 de septiembre de 2014, la Deuda Financiera Neta de ENDESA ascendía a 1.293 millones de euros. No obstante, teniendo en consideración el endeudamiento asumido para la financiación del pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014, y la aplicación de parte de la caja para atender dicho dividendo a cuenta, a 30 de septiembre de 2014 la Deuda Financiera Neta *pro-forma* ascendería a 7.663 millones

de euros (véase el apartado 20.2 del Documento de Registro -*Información financiera pro-forma*).

El efecto combinado de estas partidas supone que el ratio de apalancamiento, entendido como deuda sobre patrimonio neto, ha pasado de 4,7% a 30 de septiembre de 2014 a 85,2% a 30 de septiembre de 2014 *pro-forma*.

- ***Política de dividendos***

Conforme a la política de dividendos prevista para el período 2014-2016, y teniendo en consideración la estimación de resultados prevista en el apartado 13 (*Previsiones o estimaciones de beneficios*) del Documento de Registro, el dividendo mínimo correspondiente a los ejercicios 2015 y 2016, al que se hace referencia en el apartado 20.7 (*Política de Dividendos*) del Documento de Registro, representaría un *pay-out* del 84,5% y del 80,6%, respectivamente. ENDESA estima que el pago de dividendos podrá realizarse con cargo a los flujos de caja generados por el negocio del Grupo ENDESA, sin necesidad de aumentar el endeudamiento financiero neto consolidado.

- ***Ausencia de responsabilidad de las entidades coordinadoras globales***

Teniendo en cuenta que la oferta pública de venta objeto del presente Folleto no es una oferta previa a una primera admisión a negociación de las acciones del Emisor, no hay ninguna entidad coordinadora global que asuma la responsabilidad establecida por el artículo 35 del Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, para dicho supuesto en relación con la Nota sobre las Acciones.

I. NOTA DE SÍNTESIS (ANEXO XXII DEL REGLAMENTO (CE) N° 809/2004 DE LA COMISIÓN, DE 29 DE ABRIL DE 2004)

El presente resumen (el “**Resumen**”) se ha redactado de conformidad con el modelo contenido en el Anexo XXII “Obligaciones de información en las notas de síntesis” del Reglamento (CE) n° 809/2004 de la Comisión, de 29 de abril de 2004, relativo a la aplicación de la Directiva 2003/71/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en cuanto a la información contenida en los folletos así como al formato, la incorporación por referencia, la publicación de dichos folletos y la difusión de publicidad (el “**Reglamento 809/2004**”).

El Reglamento 809/2004, recoge el contenido de la información a publicar en distintas secciones (A- E) las cuales, a su vez, se dividen en distintos elementos (los “**Elementos**”).

Este Resumen incluye todos los Elementos que deben incluirse de conformidad con las normas previstas en el Reglamento 809/2004. Dado que no es necesario incluir todos los Elementos, es posible que la enumeración no sea correlativa.

ADVERTENCIA IMPORTANTE

Resaltamos la siguiente información relevante en relación con los factores de riesgo:

- ***Desinversión del negocio de Endesa, S.A. en Latinoamérica y pago de dividendos extraordinarios***

El día 23 de octubre de 2014, Endesa, S.A. (“**ENDESA**”) vendió a Enel Energy Europe, S.L.U. su negocio en Latinoamérica de por un importe total de 8.252,9 millones de euros (la “**Desinversión en Latinoamérica**”). Tras la Desinversión en Latinoamérica, ENDESA abonó a sus accionistas, el pasado 29 de octubre de 2014, un importe de 13,795 euros brutos por cada acción en concepto de dividendos: (i) un dividendo extraordinario por un importe equivalente al precio obtenido por la Desinversión en Latinoamérica, y (ii) un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 (conjuntamente, los “**Dividendos**”). En consecuencia, los inversores que adquieran acciones en el marco de la Oferta pública de Venta objeto del presente Folleto Informativo, no tendrán derecho a percibir los Dividendos que ya han sido abonados. Para mayor detalle sobre la Desinversión en Latinoamérica y la distribución de los Dividendos, véase el apartado 3.0 del Documento de Registro que se recoge a continuación.

Desde la Desinversión en Latinoamérica, la actividad de ENDESA, que hasta entonces se organizaba en dos líneas de negocio -por un lado, el negocio en Latinoamérica y, por otro lado, España y Portugal-, se centra, principalmente, en España y Portugal.

La Desinversión en Latinoamérica comentada anteriormente tiene un efecto significativo en los planes de negocio de ENDESA y en diversas partidas comparando el antes y el después de la Desinversión en Latinoamérica. Respecto al negocio, la actual ENDESA centrará su actividad fundamentalmente en la península ibérica al no tener ya prácticamente ninguna participación en sociedades en mercados internacionales.

Respecto al impacto de la Desinversión en Latinoamérica y el reparto de los Dividendos en las cifras de la Compañía, conviene destacar que a 31 de diciembre de 2013, los ingresos por ventas y otros ingresos de explotación de ENDESA ascendían a 31.203 millones de euros. Estos mismos ingresos en magnitudes *pro-forma* a 31 de diciembre de 2013 (esto es, asumiendo que a dicha fecha se hubiese producido la Desinversión en Latinoamérica y el reparto de los Dividendos), ascenderían a 21.525 millones de euros. En cuanto al patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante, a 30 de septiembre de 2014, ascendía a 21.417 millones de euros, mientras que la cifra de patrimonio neto de la sociedad dominante *pro-forma* a esa misma fecha, ascendería a 8.992 millones de euros (véase el apartado 20.2 del Documento de Registro -*Información financiera pro-forma*).

A 30 de septiembre de 2014, la Deuda Financiera Neta de ENDESA ascendía a 1.293 millones de euros. No obstante, teniendo en consideración el endeudamiento asumido para la financiación del pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014, y la aplicación de parte de la caja para atender dicho dividendo a cuenta, a 30 de septiembre de 2014 la Deuda Financiera Neta *pro-forma* ascendería a 7.663 millones de euros (véase el apartado 20.2 del Documento de Registro -*Información financiera pro-forma*).

El efecto combinado de estas partidas supone que el ratio de apalancamiento, entendido como deuda sobre patrimonio neto, ha pasado de 4,7% a 30 de septiembre de 2014 a 85,2% a 30 de septiembre de 2014 *pro-forma*.

- ***Política de dividendos***

Conforme a la política de dividendos prevista para el período 2014-2016, y teniendo en consideración la estimación de resultados prevista en el apartado 13 (*Previsiones o estimaciones de beneficios*) del Documento de Registro, el dividendo mínimo correspondiente a los ejercicios 2015 y 2016, al que se hace referencia en el apartado 20.7 (*Política de Dividendos*) del Documento de Registro, representaría un *pay-out* del 84,5% y del 80,6%, respectivamente. ENDESA estima que el pago de dividendos podrá realizarse con cargo a los flujos de caja generados por el negocio del Grupo ENDESA, sin necesidad de aumentar el endeudamiento financiero neto consolidado.

- ***Ausencia de responsabilidad de las entidades coordinadoras globales***

Teniendo en cuenta que la oferta pública de venta objeto del presente Folleto no es una oferta previa a una primera admisión a negociación de las acciones del Emisor, no hay ninguna entidad coordinadora global que asuma la responsabilidad establecida por el artículo 35 del Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, para dicho supuesto en relación con la Nota sobre las Acciones.

Sección A. Introducción y advertencias

Elemento	Obligaciones de información
A.1	<p>Advertencia.</p> <p>Este Resumen debe leerse como introducción al documento de registro (“Documento de Registro”) y a la nota sobre las acciones (“Nota sobre las Acciones”) de Endesa, S.A. (todos ellos, conjuntamente, el “Folleto”). El Folleto ha sido inscrito en el Registro Oficial de la Comisión Nacional del Mercado de Valores con fecha 6 de noviembre de 2014 y puede consultarse a través de la página web de la Comisión nacional del Mercado de Valores (CNMV) (www.cnmv.es) y en la página web de Endesa, S.A. (www.endesa.com). Asimismo, está a disposición del público en las Entidades Colocadoras.</p> <p>Toda decisión de invertir en los valores debe estar basada en la consideración por parte del inversor del Folleto en su conjunto.</p> <p>Cuando se presente ante un tribunal una demanda sobre la información contenida en el Folleto, el inversor demandante podría, en virtud del Derecho nacional del Estado Miembro del que se trate, tener que soportar los gastos de la traducción del Folleto antes de que dé comienzo el procedimiento judicial.</p> <p>La responsabilidad civil solo se exigirá a las personas que hayan presentado el Resumen, incluida cualquier traducción del mismo, y únicamente cuando el Resumen sea engañoso, inexacto o incoherente en relación con las demás partes del Folleto, o no aporte, leída junto con las otras partes del Folleto, información fundamental para ayudar a los inversores a la hora de determinar si invierten o no en dichos valores.</p>
A.2	<p>Consentimiento del emisor para una venta posterior o la colocación final de los valores por parte de los intermediarios financieros.</p> <p>No resulta de aplicación, ya que el emisor no ha dado su consentimiento a la utilización del Folleto para una venta posterior o la colocación final de los valores por parte de los intermediarios financieros.</p>

Sección B. Emisor y posibles garantes

Elemento	Obligaciones de información
B.1	<p>Nombre legal y comercial del emisor.</p> <p>El emisor tiene el nombre legal de Endesa, S.A. (“ENDESA” o “Emisor”).</p>
B.2	<p>Domicilio y forma jurídica del emisor, legislación conforme a la cual opera y país de constitución.</p> <p>ENDESA está inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, Tomo 323, Folio 1, Hoja 6405.</p> <p>ENDESA es una sociedad anónima española con domicilio social en la calle Ribera del Loira, 60, Madrid, número de identificación fiscal A-28023430 y número de teléfono (+34) 91 213 10 00.</p> <p>En tanto que sociedad anónima, ENDESA está sujeta a la regulación establecida por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la ley de</p>

	<p>Sociedades de Capital (“LSC”) y demás legislación concordante. Asimismo, ENDESA tiene un marco regulatorio específico derivado de su condición de proveedor de servicios en el ámbito del sector eléctrico.</p> <p>El marco regulatorio actual del sector eléctrico está establecido en Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (“la “Ley del Sector Eléctrico”), que, dentro del contexto del proceso de reforma energética llevado a cabo por el Gobierno español, ha venido a derogar y a sustituir a la anterior normativa.</p> <p>Los cambios más significativos respecto al esquema vigente hasta la entrada en vigor de la nueva Ley del Sector Eléctrico son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Se introduce 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. (b) Cualquier incremento de costes o reducción de ingresos tendrá que llevar acompañada una reducción equivalente de otros costes o un incremento de ingresos. (c) 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). (d) 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. (e) Los Presupuestos Generales del Estado de cada año financiarán el 50% de la compensación de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares del propio año a partir del 2014. (f) 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 y producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos tendrá en consideración los costes de una empresa eficiente y bien gestionada. (g) Desaparece igualmente la diferenciación entre generación de energía eléctrica en régimen ordinario y régimen especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares para ciertas tecnologías. (h) 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 TUR para los consumidores vulnerables y aquellos que sin cumplir los requisitos para tener derecho al PVPC transitoriamente no dispongan de un contrato en vigor con un comercializador en mercado libre.
B.3	<p>Descripción y factores clave relativos al carácter de las operaciones en curso del emisor y de sus principales actividades declarando las principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados, e indicación de los mercados principales en los que compete el emisor.</p> <p>ENDESA es actualmente la principal compañía eléctrica española en términos de generación o producción eléctrica (con una cuota de mercado en régimen ordinario del 36,1%, calculada</p>

	<p>en función de la producción peninsular de ENDESA en régimen ordinario para 2013 y la información contenida para la producción en régimen ordinario peninsular en el Informe del Sistema Eléctrico Español 2013 de Red Eléctrica Española (“REE”), de suministro a clientes finales (37,5% de cuota, calculada a partir de las compras diarias de ENDESA y del conjunto de comercializadores en el mercado mayorista, publicadas por REE en los Informes diarios de cierre a lo largo de 2013) y de distribución (43,0% de cuota, calculada sobre la base de la energía total distribuida por ENDESA en 2013 y la demanda del sistema eléctrico español publicada por REE en el Informe del Sector Eléctrico Español 2013).</p> <p>ENDESA cuenta con un <i>mix</i> de producción eléctrica diversificado que incluye energía termoeléctrica, nuclear, hidroeléctrica y energías renovables (esta última, mediante la participación del 40% en la sociedad Enel Green Power España, S.A.), y es también uno de los operadores principales en el mercado de gas natural en España. ENDESA tiene presencia en toda la cadena de valor del negocio eléctrico, excepto en la actividad de transporte eléctrico, y es un operador relevante en el mercado de gas español.</p> <p>Con anterioridad a la Desinversión en Latinoamérica (tal y como se define en el apartado B.4.a de este Resumen), la organización de ENDESA se articulaba en dos grandes líneas de negocio, cada una de ellas basada en un área geográfica bien definida: (i) España y Portugal; y (ii) Latinoamérica. Tras la Desinversión en Latinoamérica, materializada el 23 de octubre de 2014, ENDESA centra sus actividades en el negocio eléctrico y de gas y desarrolla sus actividades en los mercados de España y Portugal, contando asimismo con una reducida participación en una sociedad en Marruecos y presencia en otros países europeos como Alemania, Bélgica, Francia y Holanda (conjuntamente, el segmento en el que actualmente ENDESA desarrolla sus actividades, “España y Portugal”).</p> <p>ENDESA desarrolla sus actividades en negocios liberalizados y regulados, representando estos últimos una parte importante de sus resultados operativos. Asimismo, ENDESA estructura su actividad por líneas de negocio con el fin de tener mayor agilidad en los mercados en los que opera teniendo en cuenta las necesidades de sus clientes en los territorios y negocios en los que está presente.</p> <p>Las principales actividades que lleva a cabo son:</p> <ul style="list-style-type: none">• <u>Generación de energía eléctrica</u> La actividad de generación eléctrica consiste en la producción de energía eléctrica a partir de diversas fuentes de energía (nuclear, hidroeléctrica, carbón, gas natural y fuel-gas). Esta línea de negocio comprende la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de generación de energía eléctrica. La actividad de generación de energía eléctrica que se desarrolla en la Península Ibérica (España y Portugal) es una actividad liberalizada aunque la construcción y puesta en marcha de las instalaciones está sujeta a autorización administrativa. La generación de energía eléctrica que se desarrolla en los territorios no peninsulares (Balears, Canarias, Ceuta y Melilla) es objeto de una regulación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial. ENDESA está presente en el campo de las energías renovables a través de su participación del 40% en la sociedad Enel Green Power España, S.A., dedicada a la generación y promoción de energías renovables en España y Portugal.• <u>Distribución de electricidad</u> La actividad de distribución de energía eléctrica comprende la construcción, el
--	---

	<p>mantenimiento y operación de las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo. La distribución de electricidad tiene carácter de actividad regulada.</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Comercialización de electricidad y gas, así como productos y servicios de valor añadido (PSVA)</u> <p>La actividad de comercialización de electricidad consiste en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado con el fin de venderla al cliente final, así como la venta de productos y servicios de valor añadido (“PSVA”). La comercialización de electricidad es una actividad liberalizada. Las ventas a clientes pueden ser a precio regulado o a precio libre, en función del tipo de cliente.</p> <p>Como operador de gas, ENDESA centra sus actividades en la comercialización al cliente final. La comercialización de gas, al igual que la de electricidad, es una actividad liberalizada que consiste en la compra de gas natural a productores u otros comercializadores para su venta a los consumidores o a otros comercializadores. Las ventas a cliente final pueden ser a una tarifa libre o a una tarifa regulada.</p> <p>A cierre del ejercicio 2013, ENDESA contaba en el segmento definido como España y Portugal con una potencia instalada de 23.286 megavatios (“MW”) y una producción de 70.542 gigavatios-hora (“GWh”). Estas magnitudes incluyen 123 MW de potencia instalada y 852 GWh de producción correspondientes a la participación del 32% que ENDESA posee en una planta de ciclo combinado de gas en Marruecos.</p> <p>ENDESA, en 2013, atendió en el segmento definido como España y Portugal a 11.376 miles de clientes de energía eléctrica y vendió 96.122 GWh de electricidad. Asimismo, su cifra de clientes de gas ascendía a 1,214 millones y comercializó un total de 58.503 GWh de gas a cliente final. Estas magnitudes incluyen la actividad de comercialización de electricidad y gas, que hasta ahora desarrolla ENDESA, a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España y, en particular, a Alemania, Bélgica, Francia y Holanda.</p>
B.4. a	<p>Descripción de las tendencias recientes más significativas que afecten al emisor y a los sectores en los que ejerce su actividad</p> <p><u>Desinversión en Latinoamérica</u></p> <p>El 23 de octubre de 2014 se materializó la venta a Enel Energy Europe, S.L.U. (“EEE”) del negocio de ENDESA en Latinoamérica por un importe total de 8.252,9 millones de euros aprobada por la Junta General de Accionistas de ENDESA (la “Desinversión en Latinoamérica”). La Desinversión en Latinoamérica tiene un efecto significativo en los planes de negocio de ENDESA, la actual ENDESA centrará su actividad fundamentalmente en la península ibérica al no tener ya prácticamente ninguna participación en sociedades en mercados internacionales.</p> <p>En esa misma fecha, ENDESA abonó a sus accionistas un importe total de 13,795 euros brutos por cada acción en concepto de dividendo (esto es, un importe total de 14.605 millones de euros) lo que se corresponde con un dividendo extraordinario con cargo a reservas por un importe equivalente al precio obtenido por la Desinversión en Latinoamérica y un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014, adicional al anterior, por importe total de 6.352,5 millones de euros (los “Dividendos”).</p> <p>A la fecha de registro del presente Folleto, las cifras consolidadas de ENDESA han variado sensiblemente respecto de las reportadas históricamente como consecuencia de la Desinversión en Latinoamérica y de la distribución de Dividendos. Con el fin de mostrar el</p>

impacto de estas operaciones sobre las principales magnitudes del Estado de Situación Financiera y del Estado de Resultado Consolidados de ENDESA, a continuación se incluye una tabla comparativa:

	Millones de Euros			
	31 de Diciembre de 2013 sin Desinversión en Latinoamérica ni Dividendos ⁽¹⁾	31 de Diciembre de 2013 con Desinversión en Latinoamérica y Dividendos ⁽²⁾	30 de Septiembre de 2014 sin Desinversión en Latinoamérica ni Dividendos ⁽¹⁾	30 de Septiembre de 2014 con Desinversión en Latinoamérica y Dividendos ⁽²⁾
Ingresos ⁽³⁾	31.203	21.525	15.542	15.542
Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	20.521	8.243	21.417	8.992
Deuda Financiera Neta	4.286	7.858	1.293	7.663
Apalancamiento (%) ⁽⁴⁾	16,0	95,3	4,7	85,2

⁽¹⁾ Magnitudes incluidas en los Estados Financieros Consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013 y en los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 sin tener en consideración la Desinversión en Latinoamérica y la distribución de los Dividendos.

⁽²⁾ Magnitudes incluidas en la Información Financiera Consolidada Pro-Forma, elaborada considerando la Desinversión en Latinoamérica y la distribución de los Dividendos, de conformidad con lo previsto en el apartado 20.2 (*Información financiera pro-forma*) del Documento de Registro.

⁽³⁾ Ingresos por ventas y otros ingresos de explotación.

⁽⁴⁾ Apalancamiento = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

Principales tendencias del sector y los mercados en los que opera ENDESA

Las principales tendencias que se observan en el sector y en los mercados en los que ENDESA desarrolla sus actividades se resumen como sigue:

- Mejora de las condiciones macroeconómicas en España y Portugal, que podrían dar lugar a una recuperación de la demanda eléctrica y de gas.
- Creciente evolución de los mercados maduros hacia un modelo económico basado en bajas emisiones de CO₂, que podría impulsar la electrificación de la demanda energética.
- Estabilidad regulatoria que favorezca la sostenibilidad financiera del sistema.
- Innovación tecnológica que implicará un rol más activo de los operadores de redes y podría potenciar el desarrollo de nuevos servicios.
- Mayor interés de los consumidores en productos de valor añadido relativos a la energía que permitan cubrir sus necesidades de la manera más eficiente y efectiva.

Teniendo presentes estas tendencias, el plan industrial de la compañía se basa en cuatro prioridades clave, que se articulan a través de diferentes actuaciones en cada negocio: aprovechamiento del potencial de la nueva regulación, mejora de la eficiencia operativa, maximización del valor de la gestión integrada de generación-comercialización y desarrollo de nuevas tecnologías y aceleración del desarrollo de nuevos productos y servicios.

El desarrollo de este plan industrial implica un objetivo de inversión de 2.500 millones de euros en el periodo 2014 – 2016, focalizando la mayor parte de dicha inversión en el negocio de distribución eléctrica, con inversiones aproximadas de 1.100 millones de euros (aproximadamente el 50% en mantenimiento y el resto en la implantación de la telegestión, la automatización de la red, el refuerzo del mallado y en sistemas de la información), y en el de generación peninsular, con inversiones aproximadas de 1.000 millones de euros (80% con un reparto equilibrado entre la tecnología nuclear y el mantenimiento del resto de las tecnologías, estando previsto que el resto de la inversión se destine a inversiones

	<p>medioambientales selectivas en centrales de carbón importado). Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que a 30 de septiembre de 2014, las sociedades del Grupo ENDESA mantienen compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por importe de 875 millones de euros.</p>
B.5	<p>Si el emisor es parte de un grupo, una descripción del grupo y la posición del emisor en el grupo.</p> <p>Desde el año 2007, ENDESA y sus sociedades dependientes están integradas en grupo de sociedades encabezado por la sociedad italiana Enel, S.p.A. (“Grupo ENEL”), a través de la compañía española Enel Energy Eruope, S.L.U. (“EEE”) que posee, a la fecha de registro de este Folleto, una participación del 92,063% en el capital social de ENDESA. El Grupo ENEL es un operador integrado activo en los mercados de electricidad y gas de Europa y Latinoamérica.</p>
B.6	<p>En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, el nombre de cualquier persona que directa o indirectamente, tenga un interés declarable, según el derecho nacional del emisor, en el capital o en los derechos de voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas. En la medida en que sea del conocimiento del emisor, declarar si el emisor es directa o indirectamente propiedad o está bajo control de un tercero y de quién se trata, y describir el carácter de ese control.</p> <p>A fecha del presente Folleto, el titular directo del 92,063% en el capital social de ENDESA es EEE.</p> <p>Si los accionistas principales del emisor tienen distintos derechos de voto, en su caso.</p> <p>No procede. Todas las acciones representativas del capital del Emisor gozan de los mismos derechos políticos y económicos.</p>
B.7	<p>Información financiera fundamental histórica seleccionada relativa al emisor, que se presentará para cada ejercicio del período cubierto por la información financiera histórica, y cualquier período financiero intermedio subsiguiente, acompañada de datos comparativos del mismo período del ejercicio anterior, salvo que le requisito para la información comparativa del balance se satisfaga presentando la información del balance final del ejercicio.</p> <p>La información utilizada como punto de partida para presentar la posición financiera del Emisor, así como la evolución de sus negocios, ha sido la siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y sus sociedades dependientes, auditadas, correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013. • Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios de ENDESA y sus sociedades dependientes correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 con informe de revisión limitada de Ernst & Young, S.L. e Informe de Gestión Consolidado Intermedio referido al mismo periodo. <p>Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA de los ejercicios 2011, 2012 y 2013 han sido formuladas por los Administradores de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), según han sido adoptadas por la Unión Europea a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.</p>

Puesto que los resultados consolidados históricos de ENDESA no recogen el perímetro y la actividad actuales tras la Desinversión en Latinoamérica, la información financiera que se recoge a continuación corresponde únicamente a la línea de negocio de España y Portugal para los periodos presentados, al ser éste el negocio representativo de la actividad que ENDESA lleva a cabo tras la Desinversión en Latinoamérica.

a) Estados de Situación Financiera a 31 de diciembre

A continuación se presentan los Estados de Situación Financiera del Segmento en España y Portugal a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013:

	Millones de Euros		
	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE	25.848	25.647	26.401
Inmovilizado Material	21.978	22.457	21.520
Inversiones Inmobiliarias	17	14	15
Activo Intangible	829	863	669
Fondo de Comercio	14	-	-
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	881	880	881
Activos Financieros no Corrientes	884	269	2.191
Activos por Impuesto Diferido	1.245	1.164	1.125
ACTIVO CORRIENTE	11.629	10.416	8.069
Existencias	1.136	1.171	1.008
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	3.678	3.652	3.168
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	3.477	3.430	2.926
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	201	222	242
Activos Financieros Corrientes	5.519	4.931	1.853
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	907	574	2.036
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	389	88	4
TOTAL ACTIVO	37.477	36.063	34.470
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	14.431	15.635	15.669
De la Sociedad Dominante	14.416	15.642	15.669
De los Intereses Minoritarios	15	(7)	-
PASIVO NO CORRIENTE	16.699	14.784	12.569
Ingresos Diferidos	4.121	4.440	4.557
Provisiones no Corrientes	3.424	3.659	3.008
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	631	726	803
Otras Provisiones no Corrientes	2.793	2.933	2.205
Deuda Financiera no Corriente	7.629	5.194	3.505
Otros Pasivos no Corrientes	481	442	501
Pasivos por Impuesto Diferido	1.044	1.049	998
PASIVO CORRIENTE	6.347	5.644	6.232
Deuda Financiera Corriente	172	3	14
Provisiones Corrientes	783	787	594
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	783	787	594
Acreeedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	5.309	4.854	5.624

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
Proveedores y otros Acreedores	5.025	4.527	5.215
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	284	327	409
Pasivos asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	83	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	37.477	36.063	34.470

b) Cuenta de resultados a 31 de diciembre

A continuación se presentan los Estados del Resultado en España y Portugal correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013:

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
INGRESOS	22.650	23.146	21.512
Ventas	21.234	22.028	20.494
Otros Ingresos de Explotación	1.416	1.118	1.018
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(16.192)	(16.933)	(15.951)
Compras de Energía	(6.321)	(5.848)	(5.274)
Consumo de Combustibles	(2.647)	(3.052)	(2.817)
Gastos de Transporte	(5.659)	(6.530)	(6.106)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(1.565)	(1.503)	(1.754)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	6.458	6.213	5.561
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	129	111	102
Gastos de Personal	(1.050)	(1.078)	(1.043)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.513)	(1.450)	(1.343)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	4.024	3.796	3.277
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1.780)	(1.798)	(1.626)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT)	2.244	1.998	1.651
RESULTADO FINANCIERO	(295)	(261)	(100)
Ingreso Financiero	297	250	143
Gasto Financiero	(584)	(506)	(271)
Diferencias de Cambio Netas	(8)	(5)	28
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	17	43	15
Resultado de otras Inversiones	4	1	11
Resultado en Ventas de Activos	93	(38)	(4)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	2.063	1.743	1.573
Impuestos sobre Sociedades	(470)	(348)	(397)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	1.593	1.395	1.176
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	-	-	-
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.593	1.395	1.176
Sociedad Dominante	1.593	1.410	1.176
Intereses Minoritarios	-	(15)	-

c) Información financiera intermedia

Por razón de los periodos afectados, la información financiera intermedia que se incluye a continuación, incluye información sobre el segmento de Latinoamérica antes de que se llevase a cabo la Desinversión en Latinoamérica y el pago de los Dividendos. Por ello, es importante señalar que estos datos financieros deben ser interpretados teniendo en cuenta la Desinversión en Latinoamérica y el pago de los Dividendos, de manera conjunta, con la información financiera *pro-forma*.

	Millones de Euros	
Estados de Situación Financiera Consolidados⁽¹⁾	31 de Diciembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
ACTIVO		
ACTIVO NO CORRIENTE	42.695	25.622
Inmovilizado Material	31.591	21.028
Inversiones Inmobiliarias	77	24
Activo Intangible	2.225	505
Fondo de Comercio	2.302	-
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	1.408	1.072
Activos Financieros no Corrientes	3.224	1.876
Activos por Impuesto Diferido	1.868	1.117
ACTIVO CORRIENTE	13.262	29.157
Existencias	1.103	1.046
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	4.932	3.547
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	4.512	3.137
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	420	410
Activos Financieros Corrientes	3.078	1.286
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	4.145	1.110
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	4	22.168
TOTAL ACTIVO	55.957	54.779
PATRIMONIO NETO Y PASIVO		
PATRIMONIO NETO	26.762	27.423
De la Sociedad Dominante	20.521	21.417
De los Intereses Minoritarios	6.241	6.006
PASIVO NO CORRIENTE	18.153	11.667
Ingresos Diferidos	4.573	4.585
Provisiones no Corrientes	3.496	3.040
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	1.120	878
Otras Provisiones no Corrientes	2.376	2.162
Deuda Financiera no Corriente	7.437	2.418
Otros Pasivos no Corrientes	597	539
Pasivos por Impuesto Diferido	2.050	1.085
PASIVO CORRIENTE	11.042	15.689
Deuda Financiera Corriente	1.127	-
Provisiones Corrientes	689	447
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-
Otras Provisiones Corrientes	689	447
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	9.226	5.144
Proveedores y otros Acreedores	8.604	4.605
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	622	539
Pasivos asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	10.098
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	55.957	54.779

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

	Millones de Euros	
Estados del Resultado Consolidado ⁽¹⁾	30 de Septiembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
INGRESOS	16.234	15.542
Ventas	15.490	14.707
Otros Ingresos de Explotación	744	835
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(11.982)	(11.577)
Compras de Energía	(3.919)	(3.754)
Consumo de Combustibles	(2.117)	(1.766)
Gastos de Transporte	(4.596)	(4.440)
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	(1.350)	(1.617)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	4.252	3.965
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	73	84
Gastos de Personal	(751)	(695)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(920)	(870)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	2.654	2.484
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1.227)	(1.167)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT)	1.427	1.317
RESULTADO FINANCIERO	(92)	(114)
Ingreso Financiero	145	79
Gasto Financiero	(240)	(190)
Diferencias de Cambio Netas	3	(3)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	39	(65)
Resultado de otras Inversiones	7	-
Resultado en Ventas de Activos	35	(20)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	1.416	1.118
Impuesto sobre Sociedades	(380)	(364)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	1.036	754
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	1.283	988
RESULTADO DEL EJERCICIO	2.319	1.742
Sociedad Dominante	1.551	1.219
Intereses Minoritarios	768	523
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	0,98	0,71
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	0,98	0,71
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)	0,48	0,44
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)	0,48	0,44
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO (en Euros)	1,46	1,15
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO (en Euros)	1,46	1,15

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

A 30 de septiembre de 2014, todos los activos correspondientes al negocio en Latinoamérica, se han considerado Actividades Interrumpidas habiéndose procedido a reclasificar sus saldos desde el 31 de julio de 2014 a los epígrafes de “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” y “Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” del Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de septiembre de 2014. Por tanto, los activos traspasados han dejado de amortizarse desde el 31 de julio de 2014. No ha sido necesario dotar ninguna provisión al realizar el traspaso de estos activos.

El Estado del Resultado Consolidado incluido en estos Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios, a efectos comparativos, no coincide con el aprobado en el período de

nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2013 al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dicho período por las actividades ahora interrumpidas al epígrafe “Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas”.

Se adjuntará una descripción narrativa de todo cambio significativo en la situación financiera del emisor y los resultados de sus operaciones durante o después del período cubierto por la información financiera histórica fundamental.

(A) Información financiera histórica a 30 de diciembre de 2011, 2012 y 2014

Explicación sobre las partidas del Estado de Situación Financiera de España y Portugal

Inmovilizado material

Los movimientos del inmovilizado material en los ejercicios 2012 y 2013 son consecuencia del efecto neto de las inversiones realizadas durante el ejercicio y las dotaciones a amortización y provisiones por deterioro. Las inversiones de generación de los ejercicios 2012 y 2013 se corresponden en su mayor parte con inversiones realizadas sobre centrales que ya estaban en funcionamiento. Por lo que respecta a las inversiones de distribución, corresponden a extensiones y mejoras en la red y a la instalación masiva de contadores inteligentes de telegestión.

Activo intangible

El movimiento del Activo Intangible recoge principalmente la incorporación de derechos de emisión de CO₂ *Certified Emission Reductions (CERs)* y *Emission Reductions Unit (ERUs)*, realizadas durante los ejercicios 2012 y 2013 y la baja por la entrega de dichos derechos para redimir las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

A 31 de diciembre de 2013, el importe registrado por derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), *CERs* y *ERUs* ascendía a 201 millones de euros (397 millones de euros y 369 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2012 dicho importe incluía 157 millones de euros (217 millones de euros a 31 de diciembre de 2011) correspondientes a los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) asignados de forma gratuita dentro de los Planes Nacionales de Asignación (PNAs). Estos derechos fueron entregados en su totalidad durante el ejercicio 2013 para redimir emisiones de CO₂ realizadas durante 2012, por lo que el Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2013 no incluye derechos de emisión de CO₂ asignados de forma gratuita.

Activos financieros no corrientes

La principal partida incluida en este epígrafe a 31 de diciembre de 2013 corresponde a la financiación realizada hasta dicha fecha en relación con el déficit del ejercicio 2013 (correspondiendo a ENDESA un 44,16%). El saldo de dicha financiación es de 1.498 millones de euros.

Igualmente, este epígrafe incluye las fianzas y los depósitos recibidos de los clientes en España en el momento de la contratación como garantía del suministro eléctrico.

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

A 31 de diciembre de 2013, este epígrafe con importe 3.168 millones de euros incluye fundamentalmente clientes por ventas y prestaciones de servicios (3.652 millones de euros y 3.678 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente). El período medio para el cobro a clientes es de 28 días en 2013 en el Negocio en España y Portugal (27

<p>días en 2012 y 26 días en 2011).</p> <p>Durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013 se han realizado operaciones de “factoring” cuyos importes no vencidos a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013 ascienden a 374, 603 y 609 millones de euros, respectivamente.</p> <p><i>Activos financieros corrientes</i></p> <p>Este epígrafe recoge el saldo del déficit generado en el ejercicio 2013 que será recuperado a corto plazo por importe de 487 millones de euros.</p> <p>En los ejercicios 2011, 2012 y 2013 se han realizado cesiones de derechos de crédito de déficit de tarifa de ENDESA al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) por un importe de 5.115, 2.674 y 3.541 millones de euros, respectivamente.</p> <p>Igualmente, este epígrafe recoge el derecho de cobro que ostenta ENDESA por las compensaciones a la generación extrapeninsular por importe de 2.099 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, 1.881 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 1.161 millones de euros a 31 de diciembre de 2013.</p> <p><i>Efectivo y otros medios líquidos equivalentes</i></p> <p>Este epígrafe incluye 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 de su valor.</p> <p>A 31 de diciembre de 2013, recogía 1.000 millones de euros colocados en ENEL Energy Europe, S.L.U. que fueron cancelados con fecha 2 de enero de 2014 con motivo del abono de los Dividendos por parte de ENDESA.</p> <p><i>Provisiones no corrientes y corrientes</i></p> <p>A 31 de diciembre de 2013, este epígrafe recoge provisiones no corrientes por importe de 3.008 millones de euros que corresponden a obligaciones de las que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización cuyo importe y momento de cancelación son inciertos. El epígrafe provisiones corrientes incluye la provisión por derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) a entregar para cubrir dichas emisiones por importe de 239 millones de euros, 223 millones de euros y 137 millones de euros a 31 de diciembre 2011, 2012 y 2013, respectivamente, y correspondiente a 35,7, 38,4 y 29,8 millones de toneladas.</p> <p><i>Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes</i></p> <p>A 31 de diciembre de 2013 este epígrafe incluye principalmente proveedores y otros acreedores. El período medio para el pago a proveedores es de 33 días en 2013 en el Negocio en España y Portugal.</p> <p>No existe ningún proveedor que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de ENDESA.</p> <p>A 31 de diciembre de 2013 este epígrafe incluye también dividendos a pagar por importe de 1.588 millones de euros.</p> <p><u>Explicación sobre las partidas del Estado del Resultado</u></p> <p>Los ingresos de ENDESA proceden, principalmente, de la venta de energía, de ingresos regulados procedentes de:</p> <ul style="list-style-type: none">- La distribución de electricidad: estos ingresos surgen como consecuencia de ingresos reconocidos por el regulador para cubrir los costes de la amortización, explotación y
--

	<p>mantenimiento y otros costes de las instalaciones de distribución de energía.</p> <ul style="list-style-type: none"> - La comercialización de gas: estos ingresos se generan como consecuencia de las ventas a clientes liberalizados en España y Portugal, así como a los consumidores en España acogidos a las tarifas regladas establecidas por el regulador. - Otro tipo de ventas y servicios: estos ingresos se obtienen principalmente procedentes de operaciones de intermediación, alquiler de equipos de medida de electricidad y otros servicios de valor añadido para el cliente. <p>Como “Otros ingresos de explotación” se incluyen los ingresos procedentes de variaciones en la valoración de derivados de electricidad y derivados sobre existencias de combustible, ingresos derivados de mejoras en infraestructuras, ingresos obtenidos en relación con los derechos de emisión de CO₂ que fueron asignados gratuitamente a ENDESA antes de 2013 en el marco del PNA, prestaciones de servicios en instalaciones, imputación de subvenciones a resultados y otros ingresos.</p> <p>La partida “Otros Aprovisionamientos variables y servicios” incluyen la compra de energía, el coste del consumo de combustibles, gastos de transporte y otros aprovisionamientos variables y servicios.</p> <p>La partida de “Amortizaciones y pérdidas por deterioro” incluye fundamentalmente la dotación por amortización del inmovilizado material y del activo intangible, así como las provisiones dotadas por deterioro del valor de los activos.</p> <p>(B) Información financiera intermedia a 30 de septiembre de 2013 y 2014</p> <p><u>Explicación sobre las partidas del Estado de Situación Financiera de las Actividades Continuidas</u></p> <p><i>Inmovilizado material</i></p> <p>Los movimientos del inmovilizado material son consecuencia del efecto neto de las inversiones realizadas (1.117 millones de euros), las dotaciones a amortización y provisiones por deterioro que han ascendido a 1.267 millones de euros, y el traspaso al epígrafe “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” los activos correspondientes a las Sociedades objeto de la Desinversión en Latinoamérica (10.739 millones de euros).</p> <p>Las inversiones de generación de los nueve primeros meses de 2014 se corresponden, en su mayor parte, con inversiones realizadas sobre centrales que ya estaban en funcionamiento a 31 de diciembre de 2013, así como las inversiones realizadas en las centrales de Litoral y Puentes (37 millones de euros). Por lo que respecta a las inversiones de distribución, corresponden a extensiones y optimización de la red e instalación masiva de contadores inteligentes de telegestión (42,7 millones de euros).</p> <p>En el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 se han dotado provisiones por importe de 162 millones de euros, de los cuales 96 millones de euros corresponden a la dotación de provisiones por desmantelamiento de centrales de carbón.</p> <p><i>Activo intangible</i></p> <p>El movimiento del Activo Intangible recoge principalmente la baja por la entrega de los derechos de emisión de CO₂ realizada durante el período enero-septiembre de 2014 para redimir las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior (149 millones de euros) y el traspaso al epígrafe “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades</p>
--	--

<p>Interrumpidas” los activos correspondientes a las Sociedades objeto de la Desinversión en Latinoamérica (1.803 millones de euros).</p> <p>A 30 de septiembre de 2014, el importe registrado por derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reductions Unit (ERUs) ascendía a 70 millones de euros.</p> <p>Activos financieros no corrientes</p> <p>Los movimientos de los activos financieros no corrientes en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 recogen el traspaso al epígrafe “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” los activos correspondientes a las Sociedades objeto de la Desinversión en Latinoamérica.</p> <p>La principal partida incluida en este epígrafe a 30 de septiembre de 2014 corresponde a la financiación realizada hasta dicha fecha en relación con el déficit tarifario conforme a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.</p> <p>Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar</p> <p>A 30 de septiembre de 2014 este epígrafe incluye fundamentalmente clientes por ventas y prestaciones de servicios por importe de 3.064 millones de euros y operaciones de “factoring” cuyos importes no vencidos a 30 de septiembre de 2014 asciende a 326 millones de euros.</p> <p>Activos financieros corrientes</p> <p>A 30 de septiembre de 2014, y conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, este epígrafe recoge el saldo del déficit generado que será recuperado a corto plazo por importe de 552 millones de euros. Igualmente, este epígrafe recoge el derecho de cobro que ostenta ENDESA por las compensaciones a la generación extrapeninsular por importe de 699 millones de euros a 30 de septiembre de 2014.</p> <p>Efectivo y otros medios líquidos equivalentes</p> <p>Este epígrafe incluye 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 de su valor por importe de 1.110 millones de euros.</p> <p>Provisiones no corrientes y corrientes</p> <p>A 30 de septiembre de 2014 este epígrafe recoge provisiones no corrientes por importe de 3.040 millones de euros que corresponden a obligaciones de las que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización cuyo importe y momento de cancelación son inciertos. De dicho importe, 878 millones de euros corresponden a provisiones para pensiones y obligaciones similares, 451 millones de euros a provisiones para planes de reestructuración de plantilla y 1.711 millones de euros a otras provisiones por litigios, indemnizaciones y similares pendientes de resolución, así como por el importe estimado para hacer frente a costes de cierre de instalaciones.</p> <p>Deuda financiera neta</p> <p>A 30 de septiembre de 2014, la deuda financiera neta correspondiente al negocio de España y Portugal disminuyó en un 10,2%, situándose en 1.293 millones de euros, en comparación con los 1.440 millones de euros a 31 de diciembre de 2013. Dicha disminución se debe, principalmente, a los cambios regulatorios acaecidos en el ejercicio 2014 que han supuesto para ENDESA una reducción significativa de la contribución a la financiación del déficit de tarifa.</p>

<p><i>Acreeedores comerciales y otros pasivos corrientes</i></p> <p>A 30 de septiembre de 2014 este epígrafe con importe de 5.144 millones de euros incluye principalmente proveedores y otros acreedores por importe de 3.522 millones de euros.</p> <p><u>Comparación de los resultados después de impuestos de actividades continuadas</u></p> <p><i>Ingresos por ventas</i></p> <p>La producción eléctrica de ENDESA en España y Portugal fue de 51.704 GWh en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, lo que supuso una reducción del 0,4% con respecto al período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2013, en que la electricidad generada alcanzó 51.904 GWh. Las ventas de electricidad alcanzaron 70.921 GWh, un 2,1% menos que en enero-septiembre de 2013, que se situaron en 72.453 GWh.</p> <p>En enero-septiembre de 2014, ENDESA obtuvo ingresos por ventas de 15.542 millones de euros procedentes del negocio en España y Portugal, lo que supuso una reducción del 4,3% en comparación con los obtenidos en el mismo período del año anterior, que alcanzaron 16.234 millones de euros. Esta reducción se debió a una contracción del 6,7% en las ventas de electricidad en España y Portugal.</p> <p><i>Otros ingresos de explotación</i></p> <p>Los “Otros Ingresos de Explotación” de enero-septiembre de 2014 alcanzaron los 835 millones de euros, lo que supone un aumento del 12,2%.</p> <p><i>Costes de explotación</i></p> <p>Los costes de explotación disminuyeron en 571 millones de euros, un 3,8% menos que en enero-septiembre de 2013, pasando de 14.880 millones de euros en enero-septiembre de 2013 a 14.309 millones de euros en enero-septiembre de 2014, debido, principalmente, a un descenso en los gastos de aprovisionamientos y servicios.</p> <p><i>Aprovisionamiento y servicios</i></p> <p>Los costes por aprovisionamientos y servicios de enero-septiembre de 2014 ascendieron a 11.577 millones de euros, lo que representó una reducción del 3,4% respecto del ejercicio anterior, que alcanzaron los 11.982 millones de euros, fundamentalmente por (i) la reducción en un 8,5% de las compras de energía y consumo de combustibles, que se situaron en 5.520 millones de euros en enero-septiembre de 2014 (6.036 millones de euros en enero-septiembre de 2013), debido al menor precio medio de compra; (ii) la reducción de los costes de transporte de energía, que descendieron un 3,4% desde 4.596 millones de euros en enero-septiembre de 2013 hasta 4.440 millones de euros en enero-septiembre de 2014, debido a los menores peajes de autoconsumo y de ventas a clientes a los que se aplica el precio regulado; y (iii) la partida “Otros aprovisionamientos y servicios” aumentó en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 un 19,8%, hasta alcanzar 1.617 millones de euros (1.350 millones de euros en enero-septiembre de 2013).</p> <p><i>Gastos de personal</i></p> <p>Los “Gastos de personal” ascendieron a 695 millones de euros, lo que supuso una disminución del 7,5% en relación con enero-septiembre de 2013 (751 millones de euros), principalmente por la reducción del 2,8% en el número medio de empleados en el negocio de España y Portugal y a la contención de los costes salariales.</p> <p><i>Otros gastos de explotación</i></p> <p>La partida “Otros gastos de explotación” se ha reducido en enero-septiembre de 2014 en un</p>
--

5,4%, pasando de 920 millones de euros en enero-septiembre de 2013 a 870 millones de euros en enero-septiembre de 2014, debido principalmente a los esfuerzos llevados a cabo para alcanzar mejoras operativas que permitan compensar algunos de los efectos adversos de las nuevas medidas regulatorias.

Resultado bruto de explotación (EBITDA)

Como consecuencia de lo anterior, el resultado bruto de explotación (EBITDA) ascendió a 2.484 millones de euros en enero-septiembre de 2014, lo que representó una reducción de 6,4% con respecto al ejercicio anterior (2.654 millones de euros).

Amortizaciones y pérdidas por deterioro

El epígrafe de “Amortizaciones y pérdidas por deterioro” se redujo un 4,9%, alcanzando 1.167 millones de euros durante el período enero-septiembre de 2014 (1.227 millones de euros en enero-septiembre de 2013).

Resultado de explotación (EBIT)

Como consecuencia de lo anterior, el resultado de explotación (EBIT) se situó en 1.317 millones de euros en enero-septiembre de 2014, lo que supuso una reducción del 7,7% con respecto al resultado obtenido en enero-septiembre de 2013, que fue de 1.427 millones de euros.

Resultado antes de impuestos

Como consecuencia de lo expuesto en los apartados anteriores, el resultado antes de impuestos de ENDESA se contrajo en un 21,0%, situándose en 1.118 millones en enero-septiembre de 2014, en comparación con 1.416 millones de euros del período enero-septiembre de 2013.

Impuesto sobre sociedades

El impuesto de sociedades en España y Portugal se redujo un 4,2% en enero-septiembre de 2014, situándose en 364 millones de euros, en relación con el mismo período de 2013, que se situó en 380 millones de euros. La tasa impositiva efectiva aumentó hasta situarse en un 32,6% en enero-septiembre de 2014, en comparación con la tasa efectiva del 26,8% en enero-septiembre de 2013, debido principalmente a la pérdida de beneficios fiscales en Canarias.

Resultado después de impuestos de las actividades continuadas

Como resultado de lo anteriormente expuesto, el resultado después de impuestos de las actividades continuadas se contrajo en un 27,2%, situándose en 754 millones de euros, frente a 1.036 millones de euros del período enero-septiembre de 2013.

Este descenso se debió principalmente a la estimación del impacto en los ingresos de la actividad de generación de los territorios no peninsulares de acuerdo con la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los territorios no peninsulares. Este borrador considera efectos retroactivos sobre la remuneración de la generación de los territorios no peninsulares desde el 1 de enero de 2012, cuyo impacto respecto de la anterior regulación ascendería a 259 millones de euros para los ejercicios 2012 y 2013. De este importe, 97 millones de euros ya fueron provisionados en el ejercicio 2013, en base a un borrador previo existente en 2013, por lo que el Estado del Resultado Consolidado del período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 incluye 162 millones de euros por una reestimación de la retribución de la generación de los territorios no peninsulares de los ejercicios 2012 y 2013, con un impacto de 114 millones de euros sobre el resultado neto.

B.8

Información financiera seleccionada pro forma, identificada como tal.

La Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* se ha preparado únicamente a efectos ilustrativos, y por lo tanto, los datos financieros *pro-forma* tratan de una situación hipotética y no representan la situación financiera y patrimonial o los resultados reales de ENDESA, ni los resultados de sus operaciones a las fechas indicadas en el párrafo anterior.

Información financiera consolidada pro-forma correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013

Estado de Situación Financiera Consolidado Pro-Forma

	A	B	C: A+B	D	E	F: C+D+E
	Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de Diciembre de 2013	Ajuste Pro-Forma por Aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos"	Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de Diciembre de 2013 (Re-Expresado)	Ajuste Pro-Forma por Desinversión en Latinoamérica	Ajuste Pro-Forma por Distribución de Dividendos	Estado de Situación Financiera Consolidado Pro-Forma a 31 de Diciembre de 2013
ACTIVO						
Activo no Corriente	42.851	(156)	42.695	(16.452)	-	26.243
Inmovilizado Material	32.053	(462)	31.591	(10.252)	-	21.339
Inversiones Inmobiliarias	77	-	77	(62)	-	15
Activo Intangible	2.290	(65)	2.225	(1.620)	-	605
Fondo de Comercio	2.313	(11)	2.302	(2.302)	-	-
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	903	505	1.408	(343)	-	1.065
Activos Financieros no Corrientes	3.303	(79)	3.224	(1.108)	-	2.116
Activos por Impuesto Diferido	1.912	(44)	1.868	(765)	-	1.103
Activo Corriente	13.606	(344)	13.262	2.994	(9.105)	7.151
Existencias	1.126	(23)	1.103	(107)	-	996
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	5.031	(99)	4.932	(1.794)	-	3.138
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	4.609	(97)	4.512	(1.617)	-	2.895
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	422	(2)	420	(177)	-	243
Activos Financieros Corrientes	3.110	(32)	3.078	(1.266)	-	1.812
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	4.335	(190)	4.145	6.161	(9.105)	1.201
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	4	-	4	-	-	4
TOTAL ACTIVO	56.457	(500)	55.957	(13.458)	(9.105)	33.394

	A	B	C: A+B	D	E	F: C+D+E
	Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de Diciembre de 2013	Ajuste Pro-Forma por Aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos"	Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de Diciembre de 2013 (Re-Expresado)	Ajuste Pro-Forma por Desinversión en Latinoamérica	Ajuste Pro-Forma por Distribución de Dividendos	Estado de Situación Financiera Consolidado Pro-Forma a 31 de Diciembre de 2013
PATRIMONIO NETO Y PASIVO						
Patrimonio Neto	26.769	(7)	26.762	(3.914)	(14.605)	8.243
De la Sociedad Dominante	20.521	-	20.521	2.327	(14.605)	8.243
De los Intereses Minoritarios	6.248	(7)	6.241	(6.241)	-	-
Pasivo no Corriente	18.474	(321)	18.153	(5.650)	4.500	17.003
Ingresos Diferidos	4.582	(9)	4.573	(25)	-	4.548
Provisiones no Corrientes	3.627	(131)	3.496	(605)	-	2.891
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	1.141	(21)	1.120	(322)	-	798
Otras Provisiones no Corrientes	2.486	(110)	2.376	(283)	-	2.093
Deuda Financiera no Corriente	7.551	(114)	7.437	(3.849)	4.500	8.088
Otros Pasivos no Corrientes	601	(4)	597	(96)	-	501
Pasivos por Impuesto Diferido	2.113	(63)	2.050	(1.075)	-	975
Pasivo Corriente	11.214	(172)	11.042	(3.894)	1.000	8.148
Deuda Financiera Corriente	1.152	(25)	1.127	(1.113)	1.000	1.014
Provisiones Corrientes	723	(34)	689	(127)	-	562
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	723	(34)	689	(127)	-	562
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	9.339	(113)	9.226	(2.654)	-	6.572
Proveedores y otros Acreedores	8.708	(104)	8.604	(2.433)	-	6.171
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	631	(9)	622	(221)	-	401
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenido para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	56.457	(500)	55.957	(13.458)	(9.105)	33.394

Estados del Resultado Consolidado Pro-Forma

	A	B	C: A+B	D	E	F: C+D+E
	Estado del Resultado Consolidado del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013	Ajuste Pro-Forma por Aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos"	Estado del Resultado Consolidado del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013 (Re-Expresado)	Ajuste Pro-Forma por Desinversión en Latinoamérica	Ajuste Pro-Forma por Distribución de Dividendos	Estado del Resultado Consolidado Pro-Forma del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013
INGRESOS	31.203	(263)	30.940	(9.415)	-	21.525
Ventas	29.677	(255)	29.422	(8.912)	-	20.510
Otros Ingresos de Explotación	1.526	(8)	1.518	(503)	-	1.015
APROVISIONAMIENTO S Y SERVICIOS	(20.789)	116	(20.673)	4.647	-	(16.026)
Compras de Energía	(8.063)	7	(8.056)	2.740	-	(5.316)
Consumo de Combustibles	(3.491)	100	(3.391)	538	-	(2.853)
Gastos de Transporte	(6.711)	(4)	(6.715)	609	-	(6.106)
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	(2.524)	13	(2.511)	760	-	(1.751)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	10.414	(147)	10.267	(4.768)	-	5.499
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	197	-	197	(95)	-	102
Gastos de Personal	(1.770)	24	(1.746)	718	-	(1.028)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(2.121)	11	(2.110)	754	-	(1.356)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	6.720	(112)	6.608	(3.391)	-	3.217
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(2.418)	39	(2.379)	778	-	(1.601)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	4.302	(73)	4.229	(2.613)	-	1.616
RESULTADO FINANCIERO	(350)	(2)	(352)	244	(151)	(259)
Ingreso Financiero	552	(4)	548	(409)	(5)	134
Gasto Financiero	(896)	-	(896)	620	(146)	(422)
Diferencias de Cambio Netas	(6)	2	(4)	33	-	29
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	29	66	95	(38)	-	57
Resultado de otras Inversiones	13	(1)	12	(2)	-	10
Resultado en Ventas de Activos	24	-	24	(28)	-	(4)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	4.018	(10)	4.008	(2.437)	(151)	1.420
Impuestos sobre Sociedades	(1.075)	10	(1.065)	669	45	(351)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	2.943	-	2.943	(1.768)	(106)	1.069
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	-	-	-	3.073	-	3.073
RESULTADO DEL EJERCICIO	2.943	-	2.943	1.305	(106)	4.142
Sociedad Dominante	1.879	-	1.879	2.369	(106)	4.142
Intereses Minoritarios	1.064	-	1.064	(1.064)	-	-

Información financiera consolidada pro-forma correspondiente al periodo de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014

Estado de Situación Financiera Consolidado Pro-Forma

	A	B	C	D: A+B+C
	Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de Septiembre de 2014	Ajuste Pro-Forma por Desinversión en Latinoamérica	Ajuste Pro-Forma por Distribución de Dividendos	Estado de Situación Financiera Consolidado Pro-Forma a 30 Sep.2014
ACTIVO				
Activo no Corriente	25.622			25.622
Inmovilizado Material	21.028	-	-	21.028
Inversiones Inmobiliarias	24	-	-	24
Activo Intangible	505	-	-	505
Fondo de Comercio	-	-	-	-
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	1.072	-	-	1.072
Activos Financieros no Corrientes	1.876	-	-	1.876
Activos por Impuesto Diferido	1.117	-	-	1.117
Activo Corriente	29.157	(13.919)	(9.105)	6.133
Existencias	1.046	-	-	1.046
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	3.547	10	-	3.557
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	3.137	10	-	3.147
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	410	-	-	410
Activos Financieros Corrientes	1.286	-	-	1.286
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	1.110	8.235	(9.105)	240
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Acts. Interrumpidas	22.168	(22.164)	-	4
TOTAL ACTIVO	54.779	(13.919)	(9.105)	31.755
PATRIMONIO NETO Y PASIVO				
Patrimonio Neto	27.423	(3.821)	(14.605)	8.997
De la Sociedad Dominante	21.417	2.180	(14.605)	8.992
De los Intereses Minoritarios	6.006	(6.001)	-	5
Pasivo no Corriente	11.667	-	4.500	16.167
Ingresos Diferidos	4.585	-	-	4.585
Provisiones no Corrientes	3.040	-	-	3.040
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	878	-	-	878
Otras Provisiones no Corrientes	2.162	-	-	2.162
Deuda Financiera no Corriente	2.418	-	4.500	6.918
Otros Pasivos no Corrientes	539	-	-	539
Pasivos por Impuesto Diferido	1.085	-	-	1.085
Pasivo Corriente	15.689	(10.098)	1.000	6.591
Deuda Financiera Corriente	-	-	1.000	1.000
Provisiones Corrientes	447	-	-	447
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	447	-	-	447
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	5.144	-	-	5.144
Proveedores y otros Acreedores	4.605	-	-	4.605
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	539	-	-	539
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	10.098	(10.098)	-	-

TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		54.779	(13.919)	(9.105)	31.755
<i>Estados del Resultado Consolidado Pro-Forma</i>					
		A	B	C	D: A+B+C
		Estado del Resultado Consolidado del período de nueve meses terminado a 30 de Septiembre 2014	Ajuste Pro-Forma por Desinversión en Latinoamérica	Ajuste Pro-Forma por Distribución de Dividendos	Estado del Resultado Consolidado Pro-Forma del período de nueve meses terminado a 30 de Septiembre de 2014
INGRESOS		15.542	-	-	15.542
Ventas		14.707	-	-	14.707
Otros Ingresos de Explotación		835	-	-	835
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	Y	(11.577)	-	-	(11.577)
Compras de Energía		(3.754)	-	-	(3.754)
Consumo de Combustibles		(1.766)	-	-	(1.766)
Gastos de Transporte		(4.440)	-	-	(4.440)
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios		(1.617)	-	-	(1.617)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN		3.965	-	-	3.965
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo		84	-	-	84
Gastos de Personal		(695)	2	-	(693)
Otros Gastos Fijos de Explotación		(870)	-	-	(870)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		2.484	2	-	2.486
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro		(1.167)	-	-	(1.167)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		1.317	2	-	1.319
RESULTADO FINANCIERO		(114)	-	(114)	(228)
Ingreso Financiero		79	-	(4)	75
Gasto Financiero		(190)	-	(110)	(300)
Diferencias de Cambio Netas		(3)	-	-	(3)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación		(65)	-	-	(65)
Resultado de otras Inversiones		-	-	-	-
Resultado en Ventas de Activos		(20)	-	-	(20)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	DE	1.118	2	(114)	1.006
Impuestos sobre Sociedades		(364)	-	34	(330)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS		754	2	(80)	676
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS		988	1.133	-	2.121
RESULTADO DEL EJERCICIO		1.742	1.135	(80)	2.797
Sociedad Dominante		1.219	1.659	(80)	2.798
Intereses Minoritarios		523	(524)	-	(1)
B.9	<p>Si se realiza una previsión o estimación de los beneficios, indicar la cifra.</p> <p>La previsión de beneficios que se presenta a continuación es el resultado de la aplicación de</p>				

	<p>los criterios y base de presentación, hipótesis y asunciones mencionadas en el Documento de Registro llevadas a cabo por la Dirección de ENDESA. ENDESA entiende que las hipótesis utilizadas son razonables desde el punto de vista de negocio, de acuerdo con su naturaleza y el momento temporal. Sin perjuicio de ello, debido al carácter subjetivo de dichas hipótesis y de factores que están fuera del control de la Sociedad y que podrían dar lugar a variaciones, existen incertidumbres sobre su cumplimiento o las desviaciones que pudieran producirse.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Previsión de Beneficios</th> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2016</th> </tr> <tr> <th>Miles de millones de euros</th> <th></th> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Resultado Bruto de explotación o EBITDA ⁽¹⁾</td> <td>2,9</td> <td>2,9</td> <td>3,1</td> </tr> <tr> <td>Resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante ⁽²⁾</td> <td></td> <td>1,0</td> <td>1,1</td> </tr> </tbody> </table> <p>⁽¹⁾ El Resultado Bruto de explotación se corresponde con el EBITDA. ⁽²⁾ Resultado neto del ejercicio después de impuestos atribuible a la Sociedad Dominante.</p> <p>Ernst & Young, S.L. ha emitido un informe sobre la información financiera prospectiva de ENDESA, verificando que: (i) la información ha sido correctamente compilada; y (ii) el fundamento contable utilizado por la Sociedad es consistente con las políticas contables utilizadas por ENDESA.</p>	Previsión de Beneficios	2014	2015	2016	Miles de millones de euros				Resultado Bruto de explotación o EBITDA ⁽¹⁾	2,9	2,9	3,1	Resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante ⁽²⁾		1,0	1,1
Previsión de Beneficios	2014	2015	2016														
Miles de millones de euros																	
Resultado Bruto de explotación o EBITDA ⁽¹⁾	2,9	2,9	3,1														
Resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante ⁽²⁾		1,0	1,1														
B.10	<p>Descripción de la naturaleza de cualquier salvedad en el informe de auditoría sobre la información financiera histórica.</p> <p>Ernst & Young, S.L. ha auditado las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y sociedades dependientes correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, emitiendo en todos los casos un informe sin salvedades.</p> <p>En relación con los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014, han sido objeto de un informe de revisión limitada por Ernst & Young, S.L. con opinión favorable.</p>																
B.11	<p>Si el capital de explotación no es suficiente para los actuales requisitos del emisor, inclúyase explicación.</p> <p>ENDESA cuenta con capital de explotación suficiente para atender sus necesidades de negocio y sus obligaciones actuales, a medida que vayan venciendo en los próximos 12 meses, atendiendo al capital circulante que dispone en la actualidad, al que espera generar en los próximos 12 meses y al saldo disponible en líneas de crédito.</p>																

Sección C. Valores

Elemento	Obligaciones de información
C.1	<p>Descripción del tipo y de la clase de valores ofertados y/o admitidos a cotización, incluido, en su caso, el número de identificación del valor.</p> <p>Los valores que se ofrecen son acciones ordinarias de la Sociedad de 1,2 euros de valor nominal cada una, totalmente desembolsadas, de una única clase y serie y que atribuirán a sus titulares plenos derechos políticos y económicos.</p> <p>El Código ISIN de las 1.058.752.117 acciones actualmente en circulación es ES0130670112.</p> <p>La oferta pública de venta de acciones de ENDESA (la “Oferta” o la “OPV”), se realiza por un importe nominal global inicial, sin incluir las acciones correspondientes a la opción de compra <i>green shoe</i> a la que se hace referencia en la Nota sobre las Acciones, de entre un</p>

	<p>mínimo de 187.813.417,2 euros (la “Oferta Inicial”) y un máximo de 242.160.000 euros (la “Oferta Máxima”), lo que implica ofrecer entre 156.511.181 y 201.800.000 acciones, que representan, aproximadamente, entre un 14,78% y un 19,06% del capital social de ENDESA.</p> <p>El importe nominal global inicial de la Oferta podrá ampliarse en el supuesto de que las Entidades Coordinadoras Globales ejerciten la opción de compra <i>green shoe</i> que EEE, como Oferente, tiene previsto otorgar a dichas Entidades, en los términos que se describen en la Nota sobre las Acciones, sobre un mínimo de 23.476.678 acciones (en caso de que la Oferta fuera por el importe de la Oferta Inicial) y un máximo de 30.270.000 acciones (en caso de que la Oferta fuera por el importe de la Oferta Máxima), que representan en su conjunto un importe nominal de entre un mínimo de 28.172.013,6 y un máximo de 36.324.000 euros, lo que supone un 15% de los respectivos importes totales de las Ofertas Inicial y Oferta Máxima (sin incluir <i>green shoe</i>).</p> <p>El número de acciones que constituye el objeto de la Oferta (incluyendo la opción de compra <i>green shoe</i>) representa, aproximadamente, entre un 17% y un 21,92% del capital social de ENDESA.</p>
C.2	<p>Divisa de la emisión de los valores.</p> <p>Las acciones de ENDESA están denominadas en euros (€).</p>
C.3	<p>Número de acciones emitidas y desembolsadas totalmente, así como las emitidas pero aún no desembolsadas en su totalidad.</p> <p>Indicar el valor nominal por acción, o que las acciones no tienen ningún valor nominal.</p> <p>A la fecha del Folleto, el capital social de ENDESA es de 1.270.502.540,40 euros y se halla representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal cada una, pertenecientes a una misma clase. El capital social se haya íntegramente suscrito y desembolsado.</p>
C.4	<p>Descripción de los derechos vinculados a las acciones.</p> <p>Las acciones objeto de la Oferta son acciones ordinarias y no existe otro tipo de acciones en la Sociedad, por lo que las acciones objeto de la Oferta gozan de los mismos derechos políticos y económicos que las restantes acciones de la Sociedad.</p> <p>Los adquirentes de las acciones adquirirán la condición de accionistas de la Sociedad cuando dichas acciones sean inscritas a su nombre en los registros contables de Iberclear y de las Entidades Participantes.</p> <p>En particular, cabe citar los siguientes derechos: (i) derecho de dividendos; (ii) derecho de participación en los beneficios del emisor; (iii) derecho de información; (iv) derechos de asistencia, voto e impugnación de acuerdos sociales; (v) derechos de suscripción preferentes en las ofertas de suscripción de valores de la misma clase; y (vi) derechos de participación en cualquier excedente en caso de liquidación.</p>
C.5	<p>Descripción de cualquier restricción sobre la libre transmisibilidad de los valores.</p> <p>No existen restricciones a la libre transmisibilidad de las acciones. Sin perjuicio de lo anterior, se hace constar que ENDESA, mediante sociedades controladas (conforme a los criterios establecidos en el artículo 42.1 del Código de Comercio), realiza actividades y es titular de activos incluidos en el apartado 1 de la Disposición adicional novena (“Toma de participaciones en el sector energético”) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la</p>

	<p>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la “CNMC”).</p> <p>Por tanto, y conforme al apartado 3 de dicha Disposición adicional novena, la adquisición de participaciones en un porcentaje del capital social que conceda una influencia significativa en la gestión de ENDESA debe ser objeto de comunicación a la Secretaría de Estado de Energía (cuyas funciones en este punto son asumidas transitoriamente por la CNMC). Serán asimismo objeto de comunicación a la Administración competente por el adquirente aquellas modificaciones que aisladamente, o en su conjunto consideradas, puedan suponer un cambio significativo en su participación. Tales comunicaciones deberán efectuarse dentro de los 15 días siguientes a la realización de la correspondiente operación.</p>
C.6	<p>Indicación de si los valores ofertados son o serán objeto de una solicitud de admisión a cotización en un mercado regulado e indicación de todos los mercados regulados en los que los valores son o serán cotizados.</p> <p>Todas las acciones de ENDESA ya son objeto de negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, así como en el Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo), y en la Bolsa offshore de Santiago de Chile, con carácter previo a esta Oferta.</p>
C.7	<p>Descripción de la política de dividendos.</p> <p>El Consejo de Administración de ENDESA, en su reunión de fecha 7 de octubre de 2014, aprobó una nueva política de dividendos para el periodo 2014-2016, sujeta y condicionada en todo caso al cumplimiento de los requerimientos que establece la ley y a los acuerdos formales de los correspondientes órganos sociales de la Sociedad, conforme al siguiente esquema:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Se propondrá la distribución de un dividendo ordinario con cargo a los resultados del ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2014 por un importe bruto por acción de 0,76 euros (adicional al dividendo extraordinario que se ha propuesto a la próxima Junta General extraordinaria de accionistas de ENDESA y al dividendo a cuenta extraordinario que se ha aprobado y que se recoge en el párrafo anterior). Este dividendo ordinario de 0,76 euros (que supondría el reparto de un importe total de, aproximadamente, 800 millones de euros) se pagaría en efectivo, mediante su abono en dos pagos (enero y julio de 2015) en la fecha concreta que se determine en cada caso por el Consejo de Administración de la Sociedad. – Se fijó como objetivo que el dividendo por acción ordinario que se acuerde repartir con cargo al ejercicio 2015 sea, al menos, un 5% superior al dividendo por acción ordinario con cargo al ejercicio 2014 y, a su vez, que el dividendo por acción que se acuerde repartir con cargo al ejercicio 2016 sea, al menos, un 5% superior al dividendo por acción ordinario con cargo al ejercicio 2015. – Los dividendos ordinarios que se aprueben, en su caso, con cargo a los ejercicios 2014, 2015 y 2016, se abonarían mediante dos pagos anuales: uno en el mes de enero y otro en el mes de julio del año siguiente (en línea con la práctica habitual de los principales competidores de la Sociedad). – El pago de estos dividendos se realizaría exclusivamente en efectivo, estimándose que podrá realizarse con cargo a los flujos de caja generados por el negocio del Grupo, sin necesidad de aumentar el endeudamiento financiero neto consolidado. – Teniendo en consideración la estimación de resultados referida en el apartado B.9 de este Resumen, el dividendo mínimo referido anteriormente correspondiente a los ejercicios 2015 y 2016 representaría un <i>pay-out</i> del 84,5% y del 80,6%, respectivamente.

Sección D. Riesgos

Elemento	Obligaciones de información
D.1	<p>Información fundamental sobre los principales riesgos específicos del emisor o de su sector de actividad.</p> <p><u>Riesgo asociado a la venta del negocio de ENDESA en Latinoamérica</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • La información histórica y consolidada de ENDESA puede no ser comparable con la información financiera actual. <p><u>Factores de riesgo relacionados con la actividad y el sector de ENDESA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Las actividades de ENDESA están sujetas a un amplio conjunto de normas y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar negativamente. • Riesgo de liberalización del sector eléctrico o imposición de nuevos objetivos en la Unión Europea. • Las actividades de ENDESA están sujetas a una amplia regulación ambiental. • ENDESA se encuentra sujeta a leyes de defensa de la competencia y antitrust en los mercados en los que opera. • Riesgo de dependencia del suministro de materias primas. • Riesgo ante una eventual incapacidad para conservar sus relaciones con proveedores, clientes y organizaciones de defensa de consumidores y usuarios. • La actividad de ENDESA puede resultar afectada por las condiciones hidrológicas, climáticas y meteorológicas. • Riesgos asociados a la construcción de nuevas instalaciones de generación y suministro de electricidad. <p><u>Riesgos relacionados con los países en los que ENDESA opera</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • El negocio de ENDESA podría verse afectado por las condiciones económicas y políticas adversas en España, Portugal, la Eurozona y en los mercados internacionales. <p><u>Riesgos asociados a las operaciones llevadas a cabo por ENDESA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • La actividad de ENDESA puede verse afectada por riesgos operativos y otros riesgos de carácter significativo. • Riesgo de pérdida de trabajadores esenciales y la incapacidad de ENDESA para atraer, emplear y formar al personal cualificado. • Riesgo de que la cobertura de seguros y garantías de ENDESA no sean adecuadas o no cubran todos los daños. • Riesgo de fallos en las tecnologías de la información. <p><u>El mercado y otros riesgos financieros asociados con el negocio de ENDESA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Riesgo de tipo de interés. • Riesgo de tipo de cambio. • Riesgo de crédito. • El negocio de ENDESA depende de su capacidad para acceder al capital necesario para refinanciar su deuda y financiar sus gastos de capital. <p><u>Riesgos fiscales</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Riesgos fiscales y de cambios en la regulación tributaria. • Riesgo de responsabilidad de la deuda tributaria del grupo fiscal del que ENDESA forma o ha formado parte. <p><u>Otros riesgos</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Los intereses del Grupo ENEL pueden entrar en conflicto con los intereses de ENDESA.

	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de procedimientos judiciales y arbitrajes en curso.
D.3	<p>Información fundamental sobre los principales riesgos asociados a la Oferta</p> <ul style="list-style-type: none"> Riesgo de volatilidad. Las ventas futuras de las acciones de ENDESA por el Grupo ENEL pueden provocar un descenso en el precio de las acciones de ENDESA. Riesgo de dilución. El rendimiento efectivamente alcanzado por ENDESA podría ser sustancialmente distinto a lo previsto en las estimaciones financieras a largo plazo. Ausencia de opinión de experto sobre la razonabilidad y validez de las hipótesis en las que se basan las proyecciones incluidas en el Documento de Registro.

Sección E. Oferta

Elemento	Obligaciones de información															
E.1	<p>Ingresos netos totales y cálculo de los gastos totales de la oferta, incluidos los gastos estimados aplicados al inversor por el emisor o el oferente.</p> <p>Los ingresos netos totales por la Oferta serían los siguientes:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2" style="text-align: right;">Millones de Euros</th> </tr> <tr> <th></th> <th style="text-align: center;">Oferta Inicial</th> <th style="text-align: center;">Oferta Máxima</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ingresos sin <i>green shoe</i> (precio 15,535€)</td> <td style="text-align: center;">2.431</td> <td style="text-align: center;">3.135</td> </tr> <tr> <td>Costes sin <i>green shoe</i></td> <td style="text-align: center;">(57)</td> <td style="text-align: center;">(70)</td> </tr> <tr> <td>Ingresos netos sin <i>green shoe</i></td> <td style="text-align: center;">2.375</td> <td style="text-align: center;">3.064</td> </tr> </tbody> </table> <p>Asumiendo la íntegra adquisición de las acciones objeto de la Oferta Inicial al Precio Máximo Minorista, es decir, al precio máximo de los precios de cierre diarios de la cotización de la acción de ENDESA entre el 29 de octubre de 2014 (fecha de abono de los Dividendos) y el 5 de noviembre de 2014 (fecha anterior al registro del presente Folleto) (15,535 euros por acción), el coste para el Oferente ascendería a 57 millones de euros, lo que representaría el 2,3% del importe nominal de la Oferta Inicial. El Oferente no repercutiría ningún gasto a ningún inversor en relación con la Oferta.</p>		Millones de Euros			Oferta Inicial	Oferta Máxima	Ingresos sin <i>green shoe</i> (precio 15,535€)	2.431	3.135	Costes sin <i>green shoe</i>	(57)	(70)	Ingresos netos sin <i>green shoe</i>	2.375	3.064
	Millones de Euros															
	Oferta Inicial	Oferta Máxima														
Ingresos sin <i>green shoe</i> (precio 15,535€)	2.431	3.135														
Costes sin <i>green shoe</i>	(57)	(70)														
Ingresos netos sin <i>green shoe</i>	2.375	3.064														
E.2.a	<p>Motivos de la oferta, destino de los ingresos, previsión del importe neto de los ingresos.</p> <p>El Oferente considera que la Oferta contribuirá a: (i) ampliar y diversificar la base actual de accionistas de la Sociedad influyendo de manera positiva en el incremento de la liquidez de la acción; (ii) obtener una mayor visibilidad de la acción de ENDESA en los mercados financieros facilitando una potencial inclusión en el IBEX 35, principal índice bursátil del mercado español; y (iii) mejorar el prestigio y la imagen de marca de la Sociedad como consecuencia de lo mencionado anteriormente.</p>															
E.3	<p>Descripción de las condiciones de la oferta.</p> <p>La Oferta está distribuida en dos tramos, un tramo minorista y un tramo para inversores cualificados.</p> <p>Al tramo minorista se le asignan inicialmente 23.476.677 acciones, que representan un 15% del número de acciones objeto de la Oferta Inicial (sin incluir la opción de compra <i>green shoe</i>), si bien se le podrían asignar hasta un máximo de 46.953.355 acciones (en caso de reasignación de tramos), que representarían un 30% del número de acciones objeto de la</p>															

Oferta Inicial y un 23,27% del número de acciones objeto de la Oferta Máxima (sin incluir la opción de compra *green shoe*). En ningún caso (ni siquiera en caso de reasignación entre tramos), se le podrán asignar al tramo minorista más de 46.953.355 acciones, pudiendo no obstante reducirse este tramo, en caso de que no exista demanda suficiente.

El importe mínimo por el que podrán formularse Solicitudes en el tramo minorista será de 1.500 euros y el importe máximo será de 200.000 euros.

En ningún caso al Tramo Minorista se le asignarán más de un 60% del tamaño final de la Oferta.

Asimismo, la asignación de acciones para el tramo minorista estará sujeta a prorrateo en los términos establecidos al respecto en la Nota sobre las Acciones del Folleto.

El Precio Máximo Minorista se fija en 15,535 euros y se corresponde con el precio máximo de los precios de cierre diarios de la cotización de la acción de ENDESA entre el 29 de octubre de 2014 (fecha de abono de los Dividendos) y el 5 de noviembre de 2014 (fecha anterior al registro del presente Folleto).

Asimismo, al tramo para inversores cualificados se le asignan inicialmente 133.034.504 acciones, que representan un 85% del número de acciones objeto de la Oferta Inicial (sin incluir la opción de compra *green shoe*), si bien en el caso de que la Oferta fuera finalmente por el importe de la Oferta Máxima, se le podrían asignar hasta un máximo de 178.323.323 acciones, que representarían un 88,37% del número de acciones objeto de la Oferta Máxima (sin incluir la opción de compra *green shoe*). Sin perjuicio de lo anterior, el número de acciones asignadas a este tramo podrá verse modificado en función de la redistribución entre tramos y del ejercicio de la opción de compra *green shoe*, en su caso, establecidos en la Nota sobre las Acciones.

Los inversores del Tramo Minorista que reúnan los requisitos previstos en la presente Nota sobre las Acciones podrán realizar peticiones desde las 8:30 horas de Madrid del día 7 de noviembre de 2014, hasta las 14:00 horas de Madrid (o antes dentro del horario de atención al público que tenga establecido cada entidad) del día 19 de noviembre de 2014, ambos inclusive (el “**Periodo de Solicitudes Vinculantes de Compra**”), mediante la formulación de solicitudes de compra (“**Solicitudes**”) no revocables.

El Periodo de Prospección de la Demanda comenzará desde las 08:30 horas de Madrid del 13 de noviembre de 2014 y finalizará a las 12:00 horas de Madrid del día 20 de noviembre de 2014. Durante este periodo los inversores cualificados podrán presentar propuestas de compra de acciones de ENDESA (las “**Propuestas**”).

El Precio del Tramo para Inversores Cualificados de la Oferta será fijado por el Oferente, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, el día 20 de noviembre de 2014, una vez finalizado el Periodo de Prospección de la Demanda del Tramo para Inversores Cualificados.

El día 20 de noviembre de 2014, tras la fijación del Precio del Tramo para Inversores Cualificados y antes del inicio del plazo de confirmación de Propuestas, las Entidades Coordinadoras Globales, en su condición de entidades encargadas de la llevanza del Libro de Propuestas del presente Tramo, prepararán una propuesta de adjudicación que será presentada al Oferente.

El Oferente, oídas las Entidades Coordinadores Globales, fijará, al final del Periodo de Oferta, el precio final de la Oferta tomando en consideración, entre otras, la cantidad y calidad de la demanda en el contexto del Tramo para Inversores Cualificados y la cantidad de demanda para toda la Oferta en su conjunto, así como las condiciones de mercado existentes.

	<p>El Precio del Tramo Minorista de la Oferta será el menor de los siguientes precios: (i) el Precio Máximo Minorista y (ii) el Precio del Tramo para Inversores Cualificados de la Oferta.</p> <p>La adjudicación definitiva de las acciones en el Tramo de Inversores Cualificados se hará por el Oferente, oídas las entidades encargadas de la llevanza del Libro de Órdenes, quienes se lo comunicarán no más tarde de las 09:00 horas de Madrid del 21 de noviembre de 2014 a la Entidad Agente Principal mediante la remisión de ficheros para su presentación a Iberclear.</p> <p>La adjudicación definitiva de las acciones en todos los Tramos se realizará por la Entidad Agente Principal el día 21 de noviembre de 2014, coincidiendo con la Fecha de Operación de la Oferta.</p> <p>Los peticionarios que acudan al Tramo Minorista tendrán derecho a percibir del Oferente una acción adicional por cada 40 acciones que adquieran en la Oferta sujeto al mantenimiento de la titularidad de las acciones adquiridas en una o varias entidades participantes en Iberclear durante un plazo mínimo de 12 meses a contar desde la Fecha de Liquidación (prevista para el 26 de noviembre de 2014).</p>
E.4	<p>Descripción de cualquier interés que sea importante para la emisión/oferta, incluidos los conflictivos.</p> <p>El Oferente es Enel Energy Europe, S.L.U., sociedad íntegramente participada por Enel, S.p.A., sociedad que mantiene relaciones comerciales con ENDESA, las cuales se realizan en condiciones de mercado.</p>
E.5	<p>Nombre de la persona o de la entidad que se ofrece a vender el valor.</p> <p>El Oferente es Enel Energy Europe, S.L.U., sociedad debidamente constituida de acuerdo con las leyes de España, con domicilio social en Madrid, en la calle Ribera del Loira, n.º 60, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, y titular del número de identificación fiscal (N.I.F.) B-85721025.</p> <p>Acuerdos de no enajenación: partes implicados; e indicación de período de bloqueo.</p> <p>ENDESA y cualquiera de sus filiales ha asumido en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista, frente a las Entidades Colocadoras y, una vez suscrito el Contrato de Aseguramiento del Tramo Inversores Cualificados, suscribirán frente a las Entidades Coordinadoras Globales y las Entidades Aseguradoras, el compromiso de no emitir, ni ofrecer, ni vender, ni acordar la venta, ni pignorar, ni otorgar ningún tipo de opción o derecho a comprar, ni ejercer ningún tipo de opción o derecho a vender, ni prestar ni de cualquier otro modo disponer, directa o indirectamente, ni realizar cualquier transacción que pudiera tener un efecto económico similar a la venta, o al anuncio de la venta, de las acciones, incluso mediante transacciones con instrumentos financieros de los previstos en el artículo 2 de la Ley del Mercado de Valores ni registrar ningún folleto de oferta pública en ninguna jurisdicción, ni anunciar públicamente su intención de llevar a cabo cualquiera de dichas acciones; todo ello desde la fecha del Contrato de Colocación del Tramo Minorista o del Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados, según corresponda, hasta 180 días naturales después de la Fecha de Liquidación, prevista para el 26 de noviembre de 2014, salvo que medie autorización por escrito de las Entidades Coordinadoras Globales.</p> <p>Asimismo, hasta 180 días naturales después de la Fecha de Liquidación, el Oferente, ya sea por cuenta propia o a través de tercero, ha asumido el compromiso de no llevar a cabo las siguientes operaciones, sin que medie previamente autorización por escrito de las Entidades Coordinadoras Globales (autorización que no podrá ser rechazada ni retrasada sin causa</p>

	<p>razonable):</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) ofrecer, vender, acordar la venta, pignorar, vender u otorgar ningún tipo de opción o derecho de compra, adquirir o ejercer ningún tipo de opción de venta, prestar o de cualquier otro modo disponer, directa o indirectamente, ninguna de las acciones de la Sociedad de su titularidad, o solicitar de la Sociedad el registro de ningún folleto o documento equivalente de conformidad con la normativa aplicable; ni (ii) suscribir ningún tipo de contrato de permuta o contrato o transacción similar por la que se transfiera, en todo o en parte, directa o indirectamente, la titularidad de las acciones de ENDESA de su titularidad, aunque estas transacciones se liquiden mediante la entrega de acciones de ENDESA, de otros valores, en efectivo o la liquidación se produzca de otro modo. <p>Como excepciones al compromiso anterior, el Oferente podrá:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) transmitir las acciones que vayan a ser vendidas en virtud del Contrato de Colocación del Tramo Minorista; (ii) prestar las acciones de su titularidad a las Entidades Coordinadoras Globales de acuerdo con el préstamo de valores que, en su caso, se otorgue; (iii) transmitir acciones a sociedades en las que el Oferente o Enel, S.p.A. sean, directa o indirectamente, junto con las sociedades de su grupo, los titulares de la mayoría de los derechos de voto de tal entidad, siempre que la misma acepte estar vinculada por las restricciones indicadas en este apartado por el tiempo pendiente de transcurrir de los 180 días de <i>lock up</i>; (iv) transmitir acciones a cualquier sucesor legal a raíz de una fusión, liquidación, escisión u operación similar, siempre que el nuevo titular de las acciones continúe vinculado por las restricciones indicadas en este apartado por el tiempo pendiente de transcurrir de los 180 días de <i>lock up</i>; (v) transmitir acciones tras la aceptación de una oferta pública de adquisición; y (vi) transmitir acciones por imperativo legal o por orden de autoridad administrativa o judicial competente.
E.6	<p>Cantidad y porcentaje de la dilución inmediata resultante de la oferta.</p> <p>No procede. Teniendo en cuenta que la Oferta es una oferta de venta, esta no conllevará ninguna dilución dado que no se emiten nuevas acciones.</p>
E.7	<p>Gastos estimados aplicados al inversor por el emisor o el oferente.</p> <p>No se prevé que existan gastos ni comisiones que el Emisor o el Oferente vayan a repercutir la inversión en relación con la Oferta.</p> <p>El importe a pagar por los adjudicatarios de las acciones será únicamente el precio de las mismas, siempre que las peticiones de compra se cursen exclusivamente a través de las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista, de las Entidades Colocadoras Asociadas o de las Entidades Aseguradoras.</p> <p>Tampoco se devengarán gastos a cargo de los adjudicatarios de las acciones por la inscripción de las mismas a nombre de los adjudicatarios en los registros contables a cargo de las Entidades Participantes. No obstante, las Entidades Participantes podrán establecer, de acuerdo con la legislación vigente, las comisiones y gastos repercutibles que libremente determinen en concepto de administración de valores o mantenimiento de los mismos en los registros contables.</p>

II. FACTORES DE RIESGO

Invertir en acciones de ENDESA supone asumir un nivel de riesgo. Antes de adoptar la decisión de invertir, deben considerarse los riesgos e incertidumbres que se detallan a continuación, junto con cualquier otra información recogida en este Folleto. Asimismo, debe tenerse en cuenta que los mencionados riesgos e incertidumbres podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA. El precio de mercado de las acciones de ENDESA podría verse afectado por cualquiera de estos riesgos e incertidumbres, lo que podría suponer la pérdida de toda o de parte de la inversión realizada.

1. Riesgo asociado a la venta del negocio de ENDESA en Latinoamérica

La información histórica y consolidada de ENDESA no recoge los resultados de las recientes operaciones de venta del negocio de ENDESA en Latinoamérica ni del pago de los dividendos extraordinarios y, por tanto, puede no ser comparable con la información financiera actual

Tal y como se describe en el apartado 3.0 del Documento de Registro (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*), el 23 de octubre de 2014 se materializó la venta a Enel Energy Europe, S.L.U. (“EEE”) del negocio de ENDESA en Latinoamérica por un importe total de 8.252,9 millones de euros aprobada por la Junta General de Accionistas de ENDESA (en adelante, tal y como se define en el apartado 3.0 del Documento de Registro, la “**Desinversión en Latinoamérica**”). La Desinversión en Latinoamérica tiene un efecto significativo en los planes de negocio de ENDESA y en diversas partidas comparando el antes y el después de la Desinversión en Latinoamérica. Respecto al negocio, la actual ENDESA centrará su actividad fundamentalmente en la península ibérica al no tener ya prácticamente ninguna participación en sociedades en mercados internacionales.

En esa misma fecha, ENDESA abonó a sus accionistas un importe total de 13,795 euros brutos por cada acción en concepto de dividendo (esto es, un importe total de 14.605 millones de euros) lo que se corresponde con un dividendo extraordinario con cargo a reservas por un importe equivalente al precio obtenido por la Desinversión en Latinoamérica y un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014, adicional al anterior, por importe total de 6.352,5 millones de euros, con el detalle que se recoge en el apartado 3.0 del Documento de Registro (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) (tal y como se definen en dicho apartado, conjuntamente, los “**Dividendos**”).

La información histórica y consolidada incluida en el presente Folleto, anterior a estas operaciones, no recoge, como es lógico, el estado de los negocios actuales de ENDESA derivados de la Desinversión en Latinoamérica ni la distribución de los Dividendos entre sus accionistas. Aunque el negocio en el segmento de España y Portugal en la información histórica (tal y como dicho término se define en el apartado 3.0 del Documento de Registro (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*)) se corresponde principalmente con el negocio que ENDESA desarrollará tras la Desinversión en Latinoamérica, la información financiera incluida en este Folleto puede no reflejar la actual situación financiera y resultados de las operaciones derivados de la Desinversión en Latinoamérica y del pago de los Dividendos ni la condición financiera futura de ENDESA o

su desempeño operativo. En este sentido, la información financiera histórica puede no ser comparable con la información financiera futura de la Compañía. Por consiguiente, puede ser difícil evaluar el negocio de ENDESA y sus previsiones futuras dada la desinversión y el pago de los Dividendos que recientemente se han completado (véase el apartado 20.2 (*Información financiera pro-forma*) del Documento de Registro).

A la fecha de registro del presente Folleto, las cifras consolidadas de ENDESA han variado sensiblemente respecto de las reportadas históricamente como consecuencia de la Desinversión en Latinoamérica y de la distribución de Dividendos. Con el fin de mostrar el impacto de estas operaciones sobre las principales magnitudes del Estado de Situación Financiera y del Estado de Resultado Consolidados de ENDESA, a continuación se incluye una tabla comparativa de:

- (a) los ingresos, el patrimonio neto y la deuda financiera neta incluidos en los Estados Financieros Consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013, los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014; y
- (b) las mismas magnitudes incluidas en la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* (elaborada de conformidad con lo previsto en el apartado 20.2 -*Información financiera pro-forma*- del Documento de Registro), esto es, ante la hipótesis de que la Desinversión en Latinoamérica y la distribución por ENDESA de los Dividendos se hubiesen producido: (i) el 31 de diciembre de 2013, en el caso del Estado de Situación Financiera Consolidado, y el 1 de enero de 2013, en el caso del Estado del Resultado Consolidado, en el caso del pro-forma a 31 de diciembre de 2013; o (ii) el 30 de septiembre de 2014, en el caso del Estado de Situación Financiera Consolidado, y el 1 de enero de 2014, en el caso del Estado del Resultado Consolidado, en el caso del pro-forma a septiembre de 2014:

	Millones de Euros			
	31 de Diciembre de 2013 sin Desinversión en Latinoamérica ni Dividendos ⁽¹⁾	31 de Diciembre de 2013 con Desinversión en Latinoamérica y Dividendos ⁽²⁾	30 de Septiembre de 2014 sin Desinversión en Latinoamérica ni Dividendos ⁽¹⁾	30 de Septiembre de 2014 con Desinversión en Latinoamérica y Dividendos ⁽²⁾
Ingresos ⁽³⁾	31.203	21.525	15.542	15.542
Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	20.521	8.243	21.417	8.992
Deuda Financiera Neta	4.286	7.858	1.293	7.663
Apalancamiento (%) ⁽⁴⁾	16,0	95,3	4,7	85,2

⁽⁵⁾ Magnitudes incluidas en los Estados Financieros Consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013 y en los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 sin tener en consideración la Desinversión en Latinoamérica y la distribución de los Dividendos.

⁽⁶⁾ Magnitudes incluidas en la Información Financiera Consolidada Pro-Forma, elaborada considerando la Desinversión en Latinoamérica y la distribución de los Dividendos, de conformidad con lo previsto en el apartado 20.2 (*Información financiera pro-forma*) del Documento de Registro.

⁽⁷⁾ Ingresos por ventas y otros ingresos de explotación.

⁽⁸⁾ Apalancamiento = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

2. Factores de riesgo relacionados con la actividad y el sector de ENDESA

Las actividades de ENDESA están sujetas a un amplio conjunto de normas y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar negativamente a su actividad, resultados, situación financiera y flujos de caja

Las filiales de ENDESA están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y sobre otros aspectos de sus actividades en España y Portugal, normativa que, en muchos aspectos, determina la forma en que ENDESA lleva a cabo su actividad y los ingresos que recibe por sus productos y servicios. Para mayor información respecto a la regulación aplicable al negocio de ENDESA, véase la sección A del apartado 5.1.4 (*Marco legal en España*) del Documento de Registro.

ENDESA está sujeta a un conjunto complejo de leyes y a otras normas que aplican tanto organismos públicos como privados, entre los que se incluye, en el caso de España, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (“CNMC”). La introducción de nuevas leyes o normas, o las modificaciones de las ya vigentes, podría afectar negativamente al negocio, resultados, situación financiera y flujos de caja de ENDESA, y, en particular, en relación con las operaciones de generación eléctrica desarrolladas fuera de la Península Ibérica (en Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla), actividad cuyos principales ingresos están regulados y respecto a la que se esperan modificaciones en un corto plazo de tiempo.

La principal ley que regulaba el sector eléctrico en España hasta diciembre de 2013 era la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (la “Ley 54/1997”) que estableció que, en la medida en que los ingresos procedentes de los peajes de acceso no fueran suficientes para cubrir los costes regulados del sistema, ciertos operadores del sector financiarían la diferencia (lo que se conoce como el “déficit” o “desajustes de ingresos”), sobre la base de los porcentajes fijados por la ley para cada operador. De conformidad con lo previsto en la Ley 54/1997, a ENDESA le correspondería financiar un 44,16% del déficit generado hasta el 31 de diciembre de 2013. Desde la aprobación de la Ley 54/1997, las tarifas aprobadas por el regulador han sido inferiores a los costes regulados de manera recurrente y, en consecuencia, los operadores designados han tenido que financiar dicho déficit conforme a lo previsto en la ley. Los importes financiados por cada operador son reconocidos como derechos de crédito que, conforme a lo previsto en el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, con las modificaciones realizadas por la normativa posterior, pueden ser aportados por las empresas financiadoras a un fondo de titulización constituido a tal efecto (Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico -FADE-).

A 30 de septiembre de 2014, no existen derechos de crédito pendientes de cobro correspondientes al déficit generado hasta el 31 de diciembre de 2012 tras las cesiones de dichos derechos realizadas por ENDESA al FADE. La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (la “Ley del Sector Eléctrico”), que sustituye a la Ley 54/1997 con el objetivo de, entre otras cuestiones, asegurar la estabilidad financiera del sector eléctrico español, fijó un déficit máximo para el ejercicio 2013 de 3.600 millones de euros (sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse) y estableció que cada operador eléctrico obligado a financiar dicho desajuste pudiese recuperar la parte que le correspondiese de la citada financiación (el 44,16%, en el caso de ENDESA) en un plazo de 15 años, a un tipo de interés fijado por el regulador, en condiciones equivalentes a las de

mercado. Se estableció además que cada operador eléctrico podría ceder sus derechos de cobro de conformidad con lo que previsto en la normativa que desarrolle la Ley del Sector Eléctrico, normativa que en la actualidad se encuentra pendiente de aprobación. A 30 de septiembre de 2014, el déficit correspondiente al año 2013, de acuerdo con la última liquidación aprobada por la CNMC, ascendía a 3.188 millones de euros, si bien la liquidación final correspondiente al año 2013 aún se encuentra pendiente de determinación.

Los desajustes de ingresos anuales, a partir del año 2014, se limitarán a un máximo del 2% (o 5% de forma acumulativa para el desajuste del año en curso y de años anteriores) del total de los ingresos generados por el sistema eléctrico. Estos desajustes serán financiados por todos los operadores eléctricos que participen en el procedimiento de liquidaciones del sistema eléctrico en proporción a los ingresos que cada operador perciba en dicho procedimiento por sus respectivas actividades en el sistema eléctrico. En caso de que el desajuste supere el límite del 2% anual o el límite acumulado del 5%, según corresponda, se revisarán los peajes o cargos aplicables. Si, por el contrario, el desajuste se encuentra dentro de los mencionados límites, los operadores que participen en el procedimiento de liquidaciones tendrán derecho a recuperar su parte proporcional de la financiación del desajuste en los cinco años siguientes, a un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado que se fijará en una Orden Ministerial. El porcentaje de la aportación que corresponda a ENDESA para financiar los desajustes a partir del año 2014 dependerá de los ingresos obtenidos por todos los participantes en el proceso de liquidaciones, que podrán variar a lo largo del año. A 30 de septiembre de 2014, ENDESA ha financiado 604 millones de euros, correspondientes al desajuste acumulado hasta la fecha (427 millones de euros si se excluyen las compensaciones no peninsulares incluidas en el proceso de liquidaciones) lo que representaría aproximadamente un 16,39% del desajuste total a dicha fecha.

A la vista de lo anterior, no puede asegurarse que las medidas y propuestas introducidas por el Gobierno español para evitar o limitar futuros déficit vayan a funcionar o continúen funcionando como se espera, o que no vayan a ser modificadas o revocadas. Tampoco puede asegurarse que una compañía eléctrica española como ENDESA no vaya a incurrir en costes adicionales respecto al déficit o que vaya a ser capaz de recuperar el déficit existente o cualquier déficit que se genere en el futuro. Los ajustes a la referida normativa o la interpretación de esa normativa por parte de ENDESA podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

El 12 de julio de 2013, el Gobierno español aprobó 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 (el “**RDL 9/2013**”), ratificado por el Parlamento el 17 de julio de 2013. Esta norma, junto con la Ley del Sector Eléctrico, es uno de los componentes principales de la reforma del sector eléctrico español, que ha introducido una serie de medidas para asegurar su estabilidad financiera. Entre las nuevas medidas previstas en el RDL 9/2013 y en la Ley del Sector Eléctrico, se incluyen medidas relativas a las nuevas reglas legales y financieras para la producción de energía a partir de fuentes renovables, una revisión del sistema retributivo de la generación en los sistemas no peninsulares, un cambio en el sistema retributivo de la distribución y transporte de electricidad, una modificación del sistema de pagos por capacidad y la modificación del llamado “bono social”, un mecanismo para proporcionar precios de energía reducidos a ciertos clientes que cumplan con determinados criterios, cuyos costes serán asumidos por las matrices de los grupos de sociedades o, en su caso, sociedades que

lleven a cabo de forma simultánea actividades de generación, distribución y comercialización. De conformidad con la Orden Ministerial IET/350/2014, de 7 de marzo, por la que se fijan los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondientes a 2014 (la “**Orden Ministerial IET/350/2014**”), a ENDESA le corresponde asumir el 41,61% del coste del bono social.

Desde el 1 de enero de 2013, las medidas fiscales para la sostenibilidad energética establecidas en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y las medidas urgentes establecidas en el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, y en el RDL 9/2013, de 12 de julio, han tenido un impacto bruto de 941 millones de euros, que se añaden a los 396 millones de euros de impacto anual recurrente para ENDESA de las medidas regulatorias que entraron en vigor durante el ejercicio 2012. Las nuevas medidas, que se han comenzado a aplicar en el ejercicio 2013, han tenido un efecto negativo sobre el resultado neto por importe de 659 millones de euros. Asimismo, en el mes de julio de 2014 se ha sometido a consulta un nuevo borrador de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que tendría efectos retroactivos desde el 1 de enero de 2012. Se estima que el impacto que los efectos de dicho borrador podrían tener respecto de la regulación vigente ascendería a 259 millones de euros para los ejercicios 2012 y 2013, de los que 97 millones de euros ya fueron provisionados en el ejercicio 2013, en base a lo que establecía un borrador previo existente en 2013, y 162 millones de euros han sido registrados en 2014 (114 millones de euros netos de impuestos y accionistas minoritarios).

Además, existe incertidumbre respecto a los futuros cambios normativos que podrían afectar al negocio de ENDESA, incluida la normativa de desarrollo del RDL 9/2013, la Ley del Sector Eléctrico y ciertos aspectos de las normativas que está previsto se desarrollen a principios de 2015. Las modificaciones normativas y las variaciones en su interpretación por las autoridades correspondientes han tenido en el pasado un efecto sustancialmente negativo en el negocio de ENDESA, sus resultados, su situación financiera y sus flujos de caja, y podría ocurrir lo mismo en el futuro. Además, podrían exigir que ENDESA tuviese que llevar a cabo inversiones por importe significativo para dar cumplimiento a nuevas exigencias legales. ENDESA no puede prever los efectos que las nuevas medidas normativas tendrán en sus resultados o sus flujos de caja, por lo que estas circunstancias podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

Una mayor liberalización del sector eléctrico o la imposición de nuevos objetivos en materia de energías renovables en la Unión Europea podrían provocar una mayor competencia y un descenso de los precios

Tanto la liberalización del sector eléctrico en la Unión Europea como la imposición de objetivos relacionados con las energías renovables, tales como los establecidos por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE (la “**Directiva 2009/28/CE**”), que incorpora un conjunto de objetivos de obligatorio cumplimiento para los Estados miembros, que consisten en alcanzar, para 2020, un consumo procedente de fuentes renovables de, al menos, el 20% del consumo total de energía en la Unión Europea, han provocado un

incremento de la competencia, por la entrada de nuevos participantes en los mercados comunitarios de la electricidad, incluido el español y el portugués, y un incremento de la energía procedente de fuentes de energía renovables.

El gráfico adjunto muestra la relevancia de las energías renovables en España en términos de energía producida con respecto a la producción total del sistema en los años 2011, 2012 y 2013:

	Gigavatios hora ("GWh")		
	Balance eléctrico peninsular⁽¹⁾		
	2011	2012	2013
Resto hidroeléctrica ⁽²⁾	5.294	4.645	7.099
Eólica	42.105	48.140	54.338
Solar fotovoltaica	7.092	7.830	7.915
Solar térmica	1.832	3.444	4.442
Térmica renovable	4.285	4.746	5.064
Cogeneración y resto	32.051	33.493	31.989
Generación renovable	92.660	102.298	110.846
% sobre total generación neta	35,0%	38,0%	42,6%
Generación neta	264.937	268.875	260.271

⁽¹⁾ Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español (agosto 2014)

⁽²⁾ Incluye unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidroeléctrica (UGH).

En el caso de ENDESA, la parte de energía eléctrica producida a través de fuentes de energías renovables se consolida por el método de participación a través del Resultado Neto de Enel Green Power España, S.A. ("EGPE"), sociedad participada por ENDESA en un 40%. En este sentido, la exposición del Grupo ENDESA en relación con este factor de riesgo se limita a los resultados de EGPE consolidados por el método de participación, ya que Grupo ENDESA no produce energía eléctrica con fuentes de energía renovables.

Este factor de riesgo está referido al impacto de las energías renovables en el precio de mercado, dada su importancia. En particular, el incremento de la generación producida mediante fuentes renovables puede dar lugar a una reducción del precio de mercado. El nuevo esquema de retribución para las energías renovables y la cogeneración derivado del Real Decreto Ley 9/2013 pretende evitar la distorsión que se producía hasta entonces al tener estas tecnologías una retribución asegurada.

La liberalización del sector eléctrico en la Unión Europea ha provocado también una reducción en el precio de la electricidad en algunos segmentos del mercado, debido a la entrada de nuevos competidores y proveedores trasfronterizos de energía. Del mismo modo, la imposición de objetivos de obligado cumplimiento relacionados con las energías renovables ha conllevado la entrada de nuevos participantes en el mercado. Además, la consolidación de intercambios europeos de electricidad ha fomentado una mayor liquidez en el mercado.

Estos elementos han supuesto que ENDESA opere en mercados más competitivos, y se espera que dicho nivel de competitividad se incremente. Si ENDESA no pudiese adaptarse y gestionar correctamente este entorno competitivo, si aumentase la liberalización en el sector o

si se introdujesen objetivos adicionales respecto a las energías renovables, la actividad, la situación financiera, el resultado de las operaciones o los flujos de caja de ENDESA podrían verse negativamente afectados.

Las actividades de ENDESA están sujetas a una amplia regulación medioambiental y su incapacidad para cumplir con la normativa o requisitos medioambientales en vigor o las modificaciones a la normativa o requisitos medioambientales aplicables podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA

ENDESA está sujeta a la normativa medioambiental, que afecta tanto al curso normal de sus operaciones como a largo plazo, lo cual conlleva además riesgos y costes. Este marco regulatorio exige la obtención previa de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas, así como el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Además, es necesario desarrollar estudios de impacto ambiental. Como cualquier empresa regulada, ENDESA no puede garantizar que:

- las leyes o normas no sean modificadas ni interpretadas de forma tal que aumenten los desembolsos necesarios para dar cumplimiento a las mismas o que no afecten de cualquier otro modo a las operaciones, instalaciones y plantas de ENDESA;
- la oposición pública no genere retrasos o modificaciones de cualquier proyecto que se proponga; y
- las autoridades vayan a aprobar los correspondientes estudios de impacto ambiental.

Adicionalmente, ENDESA está expuesta a riesgos medioambientales inherentes a su negocio, que incluyen los riesgos derivados de la gestión de residuos, vertidos y emisiones de las unidades de producción eléctrica, particularmente de las centrales nucleares. ENDESA puede ser declarada responsable por daños al medioambiente, por daños a sus empleados o terceros, o por otro tipo de daños asociados a sus instalaciones de generación, suministro y distribución de energía, así como a las actividades de extracción de carbón y de terminales portuarias.

ENDESA no puede asegurar que vaya a poder cumplir con los requisitos exigidos ni que vaya a poder evitar multas, sanciones administrativas o de otro tipo, sanciones y gastos asociados a cuestiones de cumplimiento, incluyendo los relacionados con la gestión de residuos, vertidos y emisiones de las unidades de producción eléctrica. El incumplimiento de esta normativa puede dar lugar a importantes responsabilidades, así como a multas, daños, sanciones y gastos, incluido, en su caso, el cierre de instalaciones. Las autoridades gubernamentales pueden además imponer cargas o impuestos a las partes responsables para garantizar las obligaciones de reembolso. En caso de que ENDESA fuese acusada de un incumplimiento de la normativa medioambiental, el negocio, los resultados, la situación financiera y sus flujos de caja podrían resultar negativamente afectados.

En este sentido, ENDESA ha suscrito los siguientes seguros:

- Un seguro de responsabilidad medioambiental que cubre, hasta un máximo de 100 millones de euros, reclamaciones derivadas de contaminación o de otros daños a terceros o a sus bienes.
- En relación con los riesgos derivados de la explotación de centrales nucleares, del almacenamiento y manipulación de materiales con escaso nivel de radioactividad y de

un eventual desmantelamiento de sus centrales nucleares, un seguro de hasta 700 millones de euros para cubrir cualesquiera responsabilidades relativas a las centrales nucleares hasta el límite de responsabilidad impuesto por la legislación española.

Además, las centrales nucleares disponen de un seguro de daños propios por daños producidos a las instalaciones (incluidas las existencias de combustible) y los originados por averías de maquinaria, con un límite de cobertura de 1.500 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente, 1.160 millones de euros) para cada grupo generador.

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 y que permite garantizar la cobertura de dicha responsabilidad por varios medios. La entrada en vigor de esta norma está a su vez sujeta a la previa entrada en vigor del Protocolo de 12 de febrero de 2004, por el que se modifica el Convenio de responsabilidad Civil por daños Nucleares (Convenio de París), y del 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 registro del presente Folleto sólo han sido ratificados por tres Estados Miembros de la Unión Europea.

No obstante, es posible que ENDESA sea objeto de reclamaciones por daños al medio ambiente o por accidentes nucleares por sumas superiores a la cobertura de los respectivos seguros. En particular, estos límites de responsabilidad no han sido evaluados en caso de accidentes nucleares, por lo que existe un riesgo de que se deriven reclamaciones contra ENDESA por cantidades superiores a los límites cubiertos por los seguros contratados. Si ENDESA tuviese que responder por daños generados por sus instalaciones por sumas superiores a la cobertura de su seguro, o por daños que excedan del perímetro cubierto por el seguro, su actividad, su situación financiera o el resultado de sus operaciones podrían verse negativamente afectados.

ENDESA no tiene en curso procedimientos judiciales en materia medioambiental que puedan ser calificados de materiales por la cuantía reclamada en los mismos. Sin perjuicio de lo anterior, cabe mencionar que existen ciertos procedimientos en curso por daños derivados de incendios forestales en los años noventa en Cataluña, cuya reclamación conjunta es de 32 millones de euros, y procedimientos sancionadores incoados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo por la emisión de partículas por la central nuclear de Ascó en 2007, por importe de 15 millones de euros, cuyo detalle se recoge en el apartado 20.8 (*Procedimientos judiciales y de arbitraje*) del Documento de Registro.

En los últimos años, se han endurecido determinados requisitos legales sobre medio ambiente en España y Portugal, en particular, en lo concerniente a las emisiones de dióxido de carbono derivadas de la actividad de producción de carbón y al almacenamiento y tratamiento de residuos de combustibles procedentes de plantas nucleares. Además, es posible que, en el futuro, la Compañía esté sujeta a una normativa medioambiental aún más restrictiva. Por ejemplo, las actividades de ENDESA —y especialmente la actividad de producción termoeléctrica por combustión de carbón que en los ejercicios 2011, 2012 y 2013 ha representado un 38,3%, 41,6% y 34,0%, respectivamente, de la producción total de energía de ENDESA— serán probablemente objeto de una normativa relativa a los niveles de emisiones

cada vez más restrictiva, a nivel español y comunitario. La aprobación de la nueva normativa ha exigido en el pasado, y podría exigir en el futuro, un desembolso importante en inversiones de capital para dar cumplimiento a las exigencias legales. ENDESA no puede predecir el incremento en sus inversiones en capital o el aumento en costes operativos u otros gastos en los que tenga que incurrir para dar cumplimiento a todos los requisitos y normativas medioambientales. Tampoco puede prever si dichos costes podrán trasladarse a terceros. De este modo, los costes asociados al cumplimiento de la normativa aplicable podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

Las infracciones históricas o futuras de las leyes de defensa de la competencia y antitrust podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA

ENDESA se encuentra sujeta a leyes de defensa de la competencia y *antitrust* en los mercados en los que opera. Las infracciones e incumplimientos de dichas leyes y de otras normas aplicables, especialmente en España, donde se encuentra el principal mercado de ENDESA, podrían dar lugar al inicio de procedimientos legales contra ENDESA.

ENDESA ha sido, es y podría llegar a ser objeto de investigaciones y procedimientos legales sobre cuestiones de defensa de la competencia y *antitrust*. Por ejemplo, la Compañía fue sancionada con una multa por importe de 24 millones de euros en 2012 por abuso de posición dominante en el mercado de la construcción de redes eléctricas y fue sancionada con una multa de 27 millones de euros en el año 2011 por llevar a cabo prácticas colusorias para restringir la competencia en ciertos sectores de la electricidad. Para más información, véase el apartado 20.8 (*Procedimientos judiciales y de arbitraje*) del Documento de Registro.

Las investigaciones por violaciones de leyes de defensa de la competencia y *antitrust* suelen extenderse durante varios años y pueden estar sometidas a estrictas normas que impiden la divulgación de información. Además, las infracciones de dichas normas pueden dar lugar a multas sustanciales y otro tipo de sanciones, las cuales podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

La estrategia de crecimiento de ENDESA ha incluido tradicionalmente, y continúa incluyendo, operaciones de adquisición que se encuentran sometidas a diversas leyes de defensa de la competencia y *antitrust*. Dicha normativa puede afectar a la capacidad de ENDESA de desarrollar operaciones estratégicas.

El negocio de ENDESA tiene una gran dependencia del suministro constante de grandes cantidades de combustible para generar electricidad, del suministro de electricidad y de gas natural utilizado para el consumo propio y la comercialización, y del suministro de otras materias primas; cuyo precio está sujeto a fuerzas de mercado que pueden afectar al precio y a la cantidad de energía que ENDESA vende

Los costes en combustible de ENDESA representaron el 18% de los gastos de aprovisionamientos y servicios incurridos en los años 2012 y 2013. Los costes en combustible de ENDESA correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 representaron el 15,3% del gasto de aprovisionamientos y servicios. ENDESA está expuesta a los riesgos de precio de mercado y de disponibilidad en relación con la compra de

combustible (incluidos gas y carbón) empleado para generar electricidad, para el aprovisionamiento de gas y actividades de comercialización.

En este sentido, las variaciones del precio de los combustibles en los mercados internacionales pueden afectar al margen de contribución. Así, los precios de las ofertas de las distintas tecnologías se forman mediante la internalización, entre otros, de las cotizaciones de los combustibles y del dióxido de carbono (“CO₂”). Por tanto, ante variaciones de los precios de los combustibles, las tecnologías de generación tratarán de repercutir dichas variaciones en sus ofertas al mercado mayorista. Al mismo tiempo, el orden de mérito económico de cada tecnología de generación en el proceso de formación del precio de mercado dependerá de sus costes relativos, que incluyen los de combustible y CO₂, entre otros.

En la actualidad, el precio de la electricidad en España está determinado, en gran parte, por el coste de producción de las centrales de carbón (por ser esta la tecnología marginal que marca el precio del mercado). Una variación de los precios del carbón internacional en 2015 de un 5%, suponiendo, entre otras condiciones, que no hubiera ninguna alteración de la competitividad relativa de las distintas tecnologías (como ocurre en el escenario previsible para 2015), podría suponer un impacto del 0,4% en el margen de contribución. Estas cifras incluyen los efectos sobre las centrales que consumen carbón nacional a partir del 1 de enero de 2015. Hasta dicha fecha, las centrales de carbón nacional operan con un esquema de retribución regulada (Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro).

Del mismo modo, el precio del petróleo influye en el precio de la electricidad a través de los contratos de suministro de gas natural, que, en su mayor parte, están indexados al petróleo. Una variación de los precios del petróleo (brent) de un 5%, suponiendo, entre otras condiciones, que no hubiera ninguna alteración de la competitividad relativa de las distintas tecnologías (como ocurre en el escenario previsible para 2015), podría suponer un impacto del 0,3% en el margen de contribución.

Del mismo modo, la Compañía está expuesta a los precios de los derechos de emisión de CO₂, de los *Certified Emissions Reductions* (CERs) y de los *Emission Reductions Unit* (ERUs). El precio del CO₂ influye en el coste de producción de las plantas de carbón y ciclos combinados. Una variación en el precio de las *European Union Allowances* (“EUA”) de 1 €/tCO₂ (euros por dióxido de carbono total) podría suponer un impacto del 0,7% en el margen de contribución.

ENDESA ha firmado ciertos contratos de suministro de gas natural que incluyen cláusulas *take or pay*, que obligan de forma vinculante a adquirir el combustible contractualmente comprometido y a que, aunque no se adquiriera, se devengue la obligación de pago. Los términos de estos contratos se han fijado a partir de ciertas hipótesis de necesidades futuras sobre demanda de electricidad y gas. Una desviación significativa de las hipótesis contempladas podría dar lugar a la obligación de comprar más combustible del necesario o de vender el exceso en el mercado a precios existentes. En los últimos tres años se ha realizado una gestión de los suministros y de la demanda sin impacto relevante en el resultado. Además, ENDESA tiene suscritos contratos de suministro de electricidad y gas natural sobre la base de ciertas hipótesis sobre los precios de mercado futuros para la electricidad y el gas natural. ENDESA vende más electricidad de la que genera, por lo que puede verse obligada a adquirir electricidad o gas natural en el mercado *spot* para hacer frente a sus obligaciones de

suministro (para mayor detalle sobre las fuentes de energía a las que recurre ENDESA y sobre su comercialización, ver el diagrama de *Gestión de la energía del primer semestre de 2014* del apartado 6.2 (C) del Documento de Registro (*Gestión conjunta de los negocios de comercialización y generación de electricidad*)).

El apartado 6.1.1 del Documento de Registro (*Descripción de, y factores clave relativos a, la naturaleza de las operaciones del emisor y de sus principales actividades, declarando las principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados en cada ejercicio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica*) recoge un cuadro con las magnitudes operativas consolidadas de ENDESA a cierre de los ejercicios 2011, 2012 y 2013. Una desviación significativa de las hipótesis contempladas en el momento de firmar dichos contratos de suministro podría dar lugar a la obligación de comprar electricidad o gas natural a precios superiores a los contemplados en esos contratos. En el caso de que se produjese un ajuste de los precios de mercado respecto a las estimaciones, una divergencia en las asunciones de ENDESA respecto a sus necesidades de combustible, o un cambio regulatorio que afectase a los precios en su conjunto y a cómo han sido fijados, y que sus estrategias de gestión del riesgo fuesen inadecuadas para hacer frente a dichos cambios, el negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA podrían verse afectados negativamente.

El negocio de ENDESA podría verse negativamente afectado ante una eventual incapacidad para conservar sus relaciones con proveedores, clientes y organizaciones de defensa de consumidores y usuarios, o si las entidades con las que ENDESA mantiene dichas relaciones desaparecen

Las relaciones que mantiene actualmente ENDESA con los principales suministradores y proveedores de servicios en el sector, incluido Red Eléctrica de España, S.A. (“REE”) en su condición de transportista único y operador del sistema eléctrico español, son esenciales para el desarrollo y crecimiento de su negocio, y continuará siendo así en el futuro. Además, algunas de estas relaciones son y seguirán siendo gestionadas por Enel, S.p.A. (“ENEL”).

La dependencia de ENDESA de estas relaciones puede afectar a su capacidad para negociar contratos con dichas partes en condiciones favorables. Si alguna de estas relaciones se interrumpe o finaliza, ENDESA no puede garantizar la sustitución de ningún suministrador o proveedor de servicios relevante en el plazo adecuado. Una eventual incapacidad de ENDESA para negociar los contratos con sus proveedores en términos favorables, o si tales proveedores no son capaces de cumplir con sus obligaciones o se produce una interrupción de sus relaciones con ENDESA, siendo esta incapaz de encontrar un sustituto adecuado, podría afectar negativamente a su negocio, sus resultados, su situación financiera y sus flujos de caja. Sin embargo, ENDESA cuenta con una cartera de proveedores suficientemente diversificada y no tiene concentración de proveedores.

En el negocio de suministro eléctrico, ENDESA mantiene relaciones con un elevado número de clientes. Pese a que una eventual pérdida de clientes de modo individual no tendría un impacto significativo en el negocio de ENDESA en su conjunto, una incapacidad para mantener relaciones estables con clientes relevantes podría afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA. En el negocio de España y Portugal, a 30 de septiembre de 2014, los saldos a cobrar de los 10 mayores clientes

del grupo empresarial representan menos del 14% del total, sin que ninguno de ellos represente de forma individual más de un 2,2% del total en dicha fecha.

Además, ENDESA no puede asegurar que mantendrá relaciones satisfactorias y una constante comunicación con los consumidores y usuarios y con las asociaciones que a estos representan, por lo que una alteración en estas relaciones podría conllevar una publicidad negativa, con una pérdida importante de clientes, y todo ello podría afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

La actividad de ENDESA puede resultar afectada por las condiciones hidrológicas, climáticas y meteorológicas

Aproximadamente, el 20% del total de las operaciones de ENDESA, en términos de potencia instalada, se corresponde con la actividad de generación hidroeléctrica y, por tanto, ENDESA depende de los niveles de precipitación que existan en las zonas geográficas donde se ubican sus instalaciones de generación hidroeléctrica.

Un año con escasas lluvias determina una menor producción hidroeléctrica, lo que implica mayor producción de las centrales térmicas (con mayor coste) y, por lo tanto, un incremento del precio eléctrico. En un año húmedo, se producen los efectos contrarios. Una variación de la hidraulicidad de un 25%, suponiendo, entre otras condiciones, el mantenimiento de los mismos niveles de demanda, podría suponer un impacto del 0,8% en el margen de contribución. El riesgo procedente de estas modificaciones hidrológicas no está cubierto por ningún tipo de cobertura.

La siguiente tabla refleja el impacto en los precios y la producción de la hidraulicidad durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013:

	Millones de Euros		
	2011	2012	2013
Año hidráulico	medio-seco	muy seco	húmedo
Precio medio del pool (€/MWh)	49,93	47,23	44,26
Producción hidroeléctrica de ENDESA (GWh)	6.179	5.350	9.511
Producción hidroeléctrica del Sistema (GWh)	28.011	21.266	33.972

De este modo, si se producen sequías u otras circunstancias que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, el negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA podrían verse adversamente afectados. Asimismo, la Compañía gestiona activamente su *mix* de producción ante cambios en las condiciones hidrológicas. Por ejemplo, en caso de que se den condiciones hidrológicas desfavorables, la generación de energía procederá, en mayor medida, de otros tipos de instalaciones, y los gastos de explotación de ENDESA procedentes de estas actividades se incrementarán. Una incapacidad para gestionar cambios en las condiciones hidrológicas podría afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

Las condiciones climatológicas, y, en particular, la estacionalidad, tienen un impacto significativo en la demanda de electricidad, pues suponen que el consumo de electricidad alcance sus máximos niveles en verano y en invierno. El impacto en la demanda de los cambios estacionales se refleja principalmente en las categorías de clientes residenciales (con un consumo inferior a 50 MWh/año) y pequeños comerciantes (con un consumo de entre 50 MWh/año y 2 GWh/año) -que, a 31 de diciembre de 2013, representaban un 93,9% y 3,4%,

respectivamente de la clientela total de ENDESA-. Los cambios estacionales de la demanda se atribuyen al impacto de varios factores climatológicos, tales como el clima y la cantidad de luz natural, y al uso de la luz, la calefacción y el aire acondicionado. Por ejemplo, temperaturas anormalmente calurosas durante el verano suelen dar lugar a un incremento del consumo de energía, mientras que temperaturas anormalmente frías en esa estación suelen afectar negativamente al consumo. Dado que ENDESA cuenta con elevados costes fijos, las variaciones en la demanda debidas a condiciones climáticas pueden tener un efecto desproporcionado en la rentabilidad del negocio.

El impacto de la estacionalidad en la demanda eléctrica industrial (con un consumo inferior a 2 GWh/año) -categoría de clientes que, a 31 de diciembre de 2013, representaba un 1,3% de la clientela total de ENDESA- es menos pronunciado que en los sectores domésticos y comerciales, principalmente por la existencia de distintos tipos de actividad industrial, que, por su diferente naturaleza, tienen distintos picos estacionales. Además, en estos sectores, el efecto de los factores climáticos es más variado. Por otro lado, ENDESA debe efectuar ciertas proyecciones y estimaciones sobre las condiciones climáticas cuando negocia sus contratos, y una significativa divergencia en los niveles de precipitación y otras condiciones meteorológicas previstos podría afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

También ENDESA está sujeta al riesgo de variación de la demanda global. Una variación de la demanda de un 1% anual podría suponer un impacto del 0,9% en el margen de contribución.

Asimismo, las condiciones meteorológicas adversas podrían afectar al suministro regular de energía debido a daños en la red, con la consecuente interrupción de los servicios, que podría obligar a ENDESA a indemnizar a sus clientes por retrasos o cortes en el suministro de energía. El acaecimiento de cualquiera de las circunstancias anteriores podría afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA. Durante los tres últimos años no se han producido acontecimientos que hayan supuesto la interrupción de servicios con impacto superior a 200.000 euros en conjunto.

ENDESA se enfrenta a riesgos asociados a la construcción de nuevas instalaciones de generación y suministro de electricidad

La construcción de instalaciones de generación y suministro de energía exige mucho tiempo y es altamente compleja. Ello supone que las inversiones tienen que planificarse con antelación respecto de la fecha prevista para su puesta en funcionamiento, por lo que podría ser necesario adaptar con posterioridad estas decisiones a cambios en las condiciones del mercado. Ello puede implicar costes adicionales significativos no previstos que podrían afectar a la rentabilidad de este tipo de proyectos.

Con carácter general, en el desarrollo de dichas instalaciones, ENDESA debe obtener permisos y autorizaciones de las administraciones correspondientes, adquirir terrenos o firmar contratos de arrendamiento, suscribir contratos de abastecimiento de equipos, de construcción, y de explotación y mantenimiento, suscribir contratos de suministro de combustible y de transporte, firmar acuerdos de consumo y obtener la financiación suficiente para hacer frente a sus necesidades de capital y deuda.

Entre los factores que pueden influir en la capacidad de ENDESA para construir nuevas instalaciones cabe citar, entre otros:

- demoras en la obtención de aprobaciones normativas, incluidos los permisos medioambientales;
- reducciones o variaciones en el precio de los equipos, materiales o mano de obra;
- oposición de grupos locales, grupos políticos u otros grupos de interés;
- cambios adversos en el entorno político y en la normativa medioambiental;
- condiciones meteorológicas adversas, catástrofes naturales, accidentes y demás sucesos imprevistos, que pueden retrasar la finalización de plantas o subestaciones de energía;
- cumplimiento adecuado por los proveedores de los contratos acordados; e
- incapacidad para obtener financiación en condiciones satisfactorias para ENDESA.

No se prevé un aumento significativo de la capacidad instalada de ENDESA en el corto plazo. A largo plazo, ENDESA valorará la posibilidad de desarrollar plantas hidroeléctricas de bombeo en la Península. Concretamente, la Compañía ha suscrito un contrato de concesión para desarrollar una instalación hidroeléctrica en Portugal, con una potencia instalada máxima de 364 MW, por un plazo de 65 años (véase el apartado 5.2.2 del Documento de Registro). De incumplirse las condiciones de dicho contrato, ENDESA perdería el aval depositado, que asciende a 20 millones de euros.

Cualquiera de estos factores puede provocar demoras en la finalización o inicio de los proyectos de construcción y puede incrementar el coste de los proyectos previstos. Además, si ENDESA no es capaz de completar los proyectos previstos, los costes derivados de ellos podrían no ser recuperables.

Por tanto, si ENDESA se enfrenta a problemas relacionados con el desarrollo y la construcción de nuevas instalaciones, su negocio, resultados, situación financiera y sus flujos de caja podrían verse negativamente afectados.

3. Riesgos relacionados con los países en los que ENDESA opera

El negocio de ENDESA podría verse afectado por las condiciones económicas y políticas adversas en España, Portugal, la Eurozona y en los mercados internacionales

En los últimos años, España ha sufrido un periodo de incertidumbre económica y financiera que ha supuesto una contracción en el Producto Nacional Bruto (PNB) del 1,6% en el año 2012 y del 1,2% en el año 2013. No obstante, la economía española ha vuelto a crecer en el tercer trimestre del 2013, y se espera un crecimiento del 1,2% en 2014 y del 1,7% en 2015. Además, la tasa de desempleo se ha reducido al 26% a finales de 2013, desde el máximo nivel de 27,2% observado en el primer trimestre de 2013. Se espera que los niveles de desempleo hayan alcanzado sus máximas cotas y que se comience a crear empleo en 2014 (fuente: Comisión Europea, “*European Economic Forecast*”, noviembre de 2014).

La economía portuguesa ha experimentado similares patrones de contracción y recuperación, pues su Producto Nacional Bruto se ha contraído un 3,2% en 2012 y un 1,4% en 2013. Se prevé que la economía portuguesa crezca en 2014 un 0,9% y en 2015 un 1,3% (fuente: Comisión Europea, “*European Economic Forecast*”, noviembre de 2014).

En el año 2013, las ventas en España y Portugal supusieron prácticamente todos los ingresos de ENDESA obtenidos en este segmento, lo que refleja una especial exposición de la Compañía a riesgos específicos en estos países.

Las condiciones económicas adversas pueden tener un impacto negativo en la demanda de energía y en la capacidad de los consumidores de ENDESA de hacer frente a sus compromisos de pago. En periodos de recesión económica, como los experimentados por España y Portugal en los últimos años, la demanda de electricidad suele contraerse, lo que afecta negativamente a los resultados de la Compañía.

En el territorio peninsular español, la demanda de electricidad disminuyó un 2,3% en el año 2013, en comparación con 2012, mientras que la demanda de gas se redujo en el mismo periodo un 8,1%, en comparación con el año anterior.

Las condiciones económicas en España y Portugal en los últimos años han afectado negativamente a la demanda de electricidad y, por ende, a los resultados de las operaciones de ENDESA. La Compañía no puede predecir cómo evolucionará a corto plazo el ciclo económico en España, en Portugal y en la Eurozona, ni puede prever si existirá un empeoramiento o deterioro de las condiciones económicas.

Un empeoramiento en la situación económica de España, de Portugal o de otras economías de la Eurozona podría tener un impacto negativo en el consumo de energía y, como consecuencia, el negocio, la situación financiera, el resultado de las operaciones y los flujos de caja de ENDESA se verían negativamente afectados.

Por otro lado, las condiciones financieras en los mercados internacionales plantean un reto para la situación económica de ENDESA, debido al impacto que podría tener en su negocio, por un lado, el creciente endeudamiento público, las reducidas tasas de crecimiento y las posibles rebajas en la calificación de los bonos soberanos en el entorno internacional –y, en particular, en los países de la Eurozona–, y, por otro lado, las novedosas medidas de expansión monetaria que se prevén en el mercado de crédito. Un cambio en cualquiera de estos factores podría condicionar el acceso de ENDESA a los mercados de capitales y las condiciones en las que obtiene esta financiación, afectando, consecuentemente, a su negocio, sus resultados, su situación financiera y sus flujos de caja.

Además de los problemas económicos que pueden presentarse en el ámbito internacional, ENDESA se enfrenta a una situación de incertidumbre en el plano político, que podría incidir negativamente en la situación económica y financiera de la Compañía. Las crecientes preocupaciones en relación con la situación política en los mercados internacionales se centran en el impacto de los procesos soberanistas en el ámbito de la Unión Europea, las tensiones internacionales en relación con la crisis en Ucrania y la secesión de Crimea o las consecuencias que podrían acarrear posibles acciones militares a corto plazo en determinados países, sucesos que podrían afectar a la situación económica internacional y de la Eurozona y, por ende, al negocio, la situación financiera, el resultado de las operaciones y los flujos de caja de ENDESA.

No puede asegurarse que no vaya a existir un empeoramiento en la situación económica internacional ni de la Eurozona ni que una ocurrencia de un evento de carácter político no vaya a impactar significativamente a los mercados, afectando, por consiguiente, a la situación

económica de ENDESA. Todos estos factores podrían afectar negativamente al negocio, la situación financiera, el resultado de las operaciones y los flujos de caja de ENDESA.

4. Riesgos asociados a las operaciones llevadas a cabo por ENDESA

La actividad de ENDESA puede verse afectada por riesgos operativos y otros riesgos de carácter significativo

Durante el desarrollo de todas las actividades de ENDESA, se pueden producir pérdidas directas o indirectas, ocasionadas por procesos internos inadecuados, fallos tecnológicos, errores humanos o ciertos sucesos externos, tales como accidentes en instalaciones, conflictos laborales y sucesos naturales. Estos riesgos y peligros pueden ocasionar explosiones, inundaciones u otros supuestos que pueden provocar una pérdida total de las instalaciones de generación de energía, o daños, deterioros o destrucción de las instalaciones de ENDESA, o incluso daños medioambientales, retrasos en la generación eléctrica y la interrupción total de la actividad, o pueden provocar daños personales o muertes. El acaecimiento de alguno de estos sucesos podría afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

La pérdida de trabajadores esenciales y la incapacidad de ENDESA para atraer, emplear y formar al personal cualificado podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA

Para que ENDESA pueda continuar manteniendo su posición en el sector, necesita atraer, formar y retener al personal necesario, que proporcione la necesaria experiencia en el marco de las necesidades de capital intelectual de ENDESA. El éxito del negocio de ENDESA depende de la continuidad de los servicios prestados por la dirección de la Compañía y por otros trabajadores clave, quienes tienen una demostrada experiencia, reputación e influencia en el sector eléctrico, gracias al desarrollo, a lo largo de los años, de relaciones beneficiosas y duraderas en el mercado. El mercado del trabajo cualificado es altamente competitivo y ENDESA puede no ser capaz de lograr con éxito la contratación de personal adicional cualificado o de reemplazar al personal saliente con trabajadores suficientemente cualificados o eficaces.

Una incapacidad para retener o atraer al personal esencial podría afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

La cobertura de seguros y garantías de ENDESA podría no ser adecuada o podría no cubrir todos los daños

El negocio de ENDESA está expuesto a los riesgos inherentes en los mercados en los que opera. A pesar de que ENDESA trata de obtener una cobertura de seguros adecuada en relación con los principales riesgos asociados a su negocio, incluyendo daños propios y responsabilidad civil general, además de las coberturas relativas a responsabilidad medioambiental y centrales nucleares, es posible que la cobertura de seguros no se encuentre disponible en términos comercialmente razonables. Es posible, asimismo, que las cantidades por las que ENDESA está asegurada sean insuficientes para asumir las pérdidas en su totalidad.

En el caso de que exista una pérdida parcial o total en las instalaciones de ENDESA o en otros activos, o una interrupción de sus negocios, los fondos que ENDESA reciba de su seguro pueden no ser suficientes para cubrir la íntegra reparación o sustitución de los activos o las pérdidas sufridas. Además, en el supuesto de una pérdida total o parcial de las

instalaciones de ENDESA o de otros activos, parte del equipo puede no ser fácilmente sustituible, dado su elevado valor o su específico sistema operativo, que puede no ser fácil o inmediatamente disponible.

En el mismo sentido, la cobertura de garantías en relación con dicho equipo o las limitaciones en la capacidad para sustituir el equipo puede interrumpir u obstaculizar las operaciones de ENDESA o retrasar de modo significativo el curso ordinario de las operaciones. En consecuencia, todo ello podría afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

Asimismo, los contratos de seguros de ENDESA se encuentran sometidos a una constante revisión por parte de sus aseguradoras. De este modo, es posible que ENDESA no sea capaz de mantener sus contratos de seguro en términos semejantes a los actualmente en vigor para hacer frente a eventuales aumentos de primas o a coberturas que devienen inaccesibles. Si ENDESA no pudiese trasladar un eventual aumento en las primas a sus clientes, estos costes adicionales podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

ENDESA gestiona sus actividades a través de tecnologías de la información incorporando los más altos estándares de seguridad y contingencia según el estado de la tecnología, de tal manera que se garantice la consecución de eficiencias operativas así como la continuidad de los negocios, sistemas y procesos que contribuyan a lograr sus objetivos corporativos

Las magnitudes de negocio en complejidad técnica, volumetría, granularidad, funcionalidad y diversidad de casuística que manejan los sistemas de ENDESA hacen indispensable su utilización y suponen un elemento estratégico de diferenciación respecto a las empresas del sector. En concreto, los principales sistemas de información de que dispone ENDESA soportan los siguientes procesos de negocio:

- Sistemas comerciales: procesos de marketing, previsión de demanda, rentabilidad, ventas, atención al cliente, gestión de reclamaciones, contratación y ciclo básico de ingresos (validación de medida, facturación, gestión del cobro y tratamiento de la deuda).
- Sistemas técnicos de distribución: procesos de gestión de la red, gestión de la medida, tratamiento de nuevos suministros, planificación de la red, gestión de trabajos en campo, gestión de aparatos de medida con capacidades avanzadas de Telegestión y gestión de la energía.
- Sistemas económicos-financieros: procesos de gestión económica, contabilidad, consolidación financiera y balance de la Compañía.

La gestión de la actividad de ENDESA a través de estos sistemas es clave para llevar a cabo su actividad de forma eficiente y para lograr los objetivos corporativos de ENDESA. No obstante la existencia de políticas, procesos, metodologías, herramientas y protocolos basados en estándares internacionales y convenientemente auditados no implica que ENDESA se encuentre exenta de incidencias técnicas que podrían afectar negativamente a la continuidad técnica de las operaciones del negocio, la calidad en la relación contractual con sus clientes, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

5. El mercado y otros riesgos financieros asociados con el negocio de ENDESA

ENDESA se encuentra expuesta al riesgo de tipo de interés

El detalle de la estructura de la deuda financiera neta de ENDESA en el negocio de España y Portugal a tipo fijo y variable tras el impacto de los derivados es como sigue:

Millones de Euros

Estructura Deuda Financiera Neta del segmento de España y Portugal								
	31 de Diciembre de 2011		31 de Diciembre de 2012		31 de Diciembre de 2013		30 de Septiembre de 2014	
	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total
Tipo Fijo ⁽¹⁾	5.121	75%	2.504	49%	795	55%	554	43%
Tipo Variable	1.720	25%	2.555	51%	645	45%	739	57%
TOTAL	6.841	100%	5.059	100%	1.440	100%	1.293	100%

⁽¹⁾ Incluye tipo protegido (cobertura de tipo de interés).

⁽²⁾ Los importes correspondientes a caja y equivalentes se descuentan de los importes de la deuda a tipo variable.

Para atender el dividendo distribuido por ENDESA por importe de 6.352,5 millones de euros, en octubre de 2014 se han formalizado operaciones de financiación con Enel Finance International, N.V. por importe de 5.500 millones de euros, referenciadas en un 82% a tipo de interés fijo, y 18% a tipo de interés variable. El resto de los fondos provenían de la liquidez de la propia Compañía. Por lo tanto, si bien a 30 de septiembre de 2014, la Deuda Financiera Neta de ENDESA ascendía a 1.293 millones de euros, teniendo en consideración el endeudamiento asumido para la financiación del pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014, y la aplicación de parte de la caja para atender dicho dividendo a cuenta, a 30 de septiembre de 2014 la Deuda Financiera Neta pro-forma ascendería a 7.663 millones de euros.

La deuda financiera a tipo de interés variable está principalmente referenciada al Euribor.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio a la variación de los tipos de interés del euro, una vez considerado el efecto de los derivados, es la siguiente:

	Incremento/ Descenso tipo de interés (puntos básicos)	Efecto en el Resultado Financiero ⁽¹⁾ (Millones de Euros)	Efecto en el Patrimonio Neto ⁽¹⁾ (Millones de Euros)
2013	+25	(8,2)	4,5
	(25)	8,2	(4,5)
2012	+25	(9,3)	6,3
	(25)	9,3	(6,3)
2011	+25	(8,7)	9,3
	(25)	8,7	(9,3)

⁽¹⁾ Efecto calculado antes de impuestos.

Las variaciones de tipos de interés en relación con la deuda que no está cubierta o que está insuficientemente cubierta podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

ENDESA está expuesta al riesgo de tipo de cambio

ENDESA se encuentra expuesta al riesgo de tipo de cambio, fundamentalmente en relación con los pagos que debe efectuar en los mercados internacionales para la adquisición de materias primas energéticas –especialmente de gas natural y carbón internacional–, donde los precios de estas materias primas (*commodities*) suelen estar denominados en dólares estadounidenses. En particular, una variación del tipo de cambio dólar/euro de más o menos un 10% podría suponer un impacto negativo del 1,6% sobre el margen de contribución, si el tipo de cambio aumentase, o positivo del 1,8% sobre el margen de contribución, si el tipo de cambio se redujese.

Ello implica, por tanto, que las fluctuaciones en el tipo de cambio podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA:

ENDESA se encuentra expuesta al riesgo de crédito

En sus actividades comerciales y financieras, ENDESA se encuentra expuesta al riesgo de que su contraparte no pueda hacer frente a todas o a algunas de sus obligaciones, tanto obligaciones de pago derivadas de bienes ya entregados y servicios ya prestados, como de obligaciones de pago de los flujos de caja esperados, de conformidad con los contratos de derivados financieros suscritos, depósitos en efectivo o activos financieros. En particular, ENDESA asume el riesgo de que el consumidor no pueda hacer frente a sus obligaciones de pago del suministro de electricidad, incluyendo todos los costes de transporte y distribución. Estos incumplimientos de pago por parte de los consumidores han aumentado considerablemente a raíz de la recesión económica en España y Portugal.

ENDESA no puede garantizar que no vaya a incurrir en pérdidas como consecuencia del impago de importes a cobrar de carácter comercial o financiero, por lo que el incumplimiento de las obligaciones de una o varias contrapartes significativas podría afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

El importe de la corrección de valor por clientes de dudoso cobro del negocio en España y Portugal, a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, ascendía a 363, 307 y 348 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, el análisis de clientes por ventas y prestación de servicios vencidos y no deteriorados del negocio en España y Portugal es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
Con antigüedad menor de 3 meses	213	279	263
Con antigüedad entre 3 y 6 meses	55	78	59
Con antigüedad entre 6 y 12 meses	30	39	49
Con antigüedad mayor a 12 meses	2	10	28
TOTAL⁽¹⁾	299	406	399

⁽¹⁾ Incluye 164 millones de euros correspondientes a Administraciones Públicas españolas a 31 de diciembre de 2013 (133 millones de euros a 31 de diciembre de 2012; 146 millones de euros a 31 de diciembre de 2011).

El negocio de ENDESA depende de su capacidad para acceder al capital necesario para refinanciar su deuda y financiar sus gastos de capital

ENDESA confía en acceder a fondos generados internamente (autofinanciación), a financiación bancaria a través de facilidades de crédito a largo plazo, a mercados de capitales a corto plazo como fuente de liquidez y al mercado de deuda a largo plazo, todo ello para poder financiar su programa de construcción y otras necesidades de capital, incluidos sus compromisos derivados del mantenimiento continuado de sus instalaciones actuales. Además, en ocasiones, ENDESA necesita refinanciar su deuda existente. Este endeudamiento incluye facilidades crediticias a largo plazo, comprometidas tanto con entidades bancarias como con sociedades del grupo encabezado por ENEL (“**Grupo ENEL**”), e inversiones financieras.

A 30 de septiembre de 2014, la deuda financiera neta de ENDESA, considerada sobre la base de información *pro-forma*, alcanzaría 7.663 millones de euros.

Si ENDESA no es capaz de acceder al capital en condiciones razonables, refinanciar su deuda, hacer frente a sus gastos de capital e implementar su estrategia podría verse negativamente afectada. El capital y las perturbaciones del mercado de capitales, una eventual reducción en la capacidad crediticia de ENDESA o posibles restricciones en las condiciones de financiación impuestas en las facilidades de crédito en caso de un deterioro de ratios financieros, podría incrementar el coste de financiación de la Compañía o afectar negativamente a su capacidad de acceder a los mercados de capitales.

La falta de dicha refinanciación puede forzar a ENDESA a disponer de o vender sus activos para compensar el déficit de liquidez necesario para pagar las cantidades debidas, y dicha venta se puede producir en circunstancias que no permitan obtener el mejor precio para los mencionados activos.

Por ello, si ENDESA no es capaz de acceder a financiación en condiciones aceptables, el negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA podrían verse negativamente afectados.

Por otro lado, las condiciones en que ENDESA accede a los mercados de capitales o a otras formas de financiación, ya sea intragrupo o en el mercado de crédito, se encuentran fuertemente condicionadas por la calificación crediticia del Grupo ENEL, del que ENDESA forma parte. Por ello, la capacidad de ENDESA para acceder a los mercados y a financiación podría verse afectada, en parte, por la situación crediticia y financiera de ENEL, en la medida en que esta puede condicionar la disponibilidad de la financiación intragrupo de ENDESA o las condiciones en las que la Compañía accede al mercado de capitales.

A continuación se muestra un cuadro que detalla las calificaciones crediticias de ENDESA otorgadas por distintas agencias de *rating*, para distintos plazos temporales:

Rating	A la fecha de registro del Folleto			31 de Diciembre de 2013		
	Largo plazo	Corto plazo	Perspectiva	Largo plazo	Corto plazo	Perspectiva
Standard & Poor's Financial Services LLC ⁽¹⁾	BBB	A-2	Estable	BBB	A-2	Estable
Moody's Investors Service ⁽²⁾	Baa2	P-2	Negativa	Baa2	P-2	Negativa
Fitch Ratings, Ltd. ⁽³⁾	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Revisión negativa

(1) Última revisión del *rating* y de la perspectiva: 11 de julio de 2013.

(2) Última revisión de *rating* y de la perspectiva: 5 de noviembre de 2012.

(3) Última revisión de *rating*: 2 de agosto de 2012; última revisión de la perspectiva: 15 de abril de 2014.

Las calificaciones crediticias detalladas en la tabla anterior coinciden con las otorgadas a ENEL. En este sentido, un empeoramiento en la calificación crediticia de ENEL y, consecuentemente en la de ENDESA, podría limitar la capacidad de ENDESA de acceder a los mercados de capitales o a cualquier otra forma de financiación (o refinanciación) con terceros o incrementar el coste de estas operaciones, lo que podría afectar al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

6. Riesgos fiscales

ENDESA se encuentra expuesta a riesgos fiscales y de cambios en la regulación tributaria

ENDESA puede verse perjudicada, de manera significativa, por cambios en los diferentes regímenes fiscales a los que está sujeta, por tratados internacionales, y por regulación o práctica administrativa, además de verse afectada por modificaciones en la legislación tributaria específica del sector de la energía eléctrica. ENDESA es especialmente vulnerable a dichos cambios en España. Las actividades comerciales de ENDESA están sujetas a la normativa fiscal de los mercados en los que opera, por lo que la Compañía calcula sus obligaciones tributarias de conformidad con las leyes fiscales, tratados, regulación y requisitos exigidos por las autoridades tributarias de estos mercados.

La interpretación que lleve a cabo ENDESA del régimen fiscal, de los tratados y de la normativa aplicable puede ser considerada por las autoridades tributarias como errónea. Además, las leyes tributarias, la regulación o la práctica y actividad administrativa pueden ser modificadas en el futuro, incluso con efectos retroactivos. Cualquier cambio en la legislación fiscal aplicable o en sus reglamentos o las decisiones que adopten las autoridades tributarias, puede afectar a las obligaciones fiscales de ENDESA, suponiendo multas, sobrecostes o incrementos en sus obligaciones que pueden afectar perjudicialmente a su negocio, perspectivas, situación financiera, resultado de operaciones y flujos de caja.

En los tres últimos ejercicios se han incoado actos de liquidación tributaria a ENDESA que suponen una deuda tributaria total por importe de 4,4 millones: (i) 2,3 millones de euros en

concepto de impuestos, (ii) 1,8 millones de euros en concepto de sanciones; y (iii) 300.000 euros en concepto de intereses.

ENDESA podría ser declarada responsable de la deuda tributaria del Impuesto sobre Sociedades y del Impuesto sobre el Valor Añadido correspondiente al grupo fiscal del que forma o ha formado parte

Desde 2010, ENDESA tributa en el Impuesto sobre Sociedades español bajo el régimen de consolidación fiscal, integrada en el grupo número 572/10 del que Enel Energy Europe, S.L.U. (“EEE”) es la sociedad dominante. Asimismo, desde enero de 2010, ENDESA forma parte del grupo de consolidación del Impuesto sobre el Valor Añadido español número 45/10, del que EEE es también sociedad dominante. Hasta 2009, ENDESA tributaba en consolidación fiscal, como entidad dominante, tanto en Impuesto sobre Sociedades (Grupo 42/1998) como en Impuesto sobre el Valor Añadido (Grupo 145/08).

Bajo el régimen de consolidación fiscal del Impuesto sobre Sociedades y el régimen del grupo de entidades del Impuesto sobre el Valor Añadido, todas las sociedades del grupo de consolidación fiscal responden solidariamente del pago de la deuda tributaria que le es imputable al grupo. Esto incluye determinadas sanciones derivadas del incumplimiento de ciertas obligaciones específicas impuestas bajo el régimen del grupo de entidades del Impuesto sobre el Valor Añadido.

Como consecuencia, ENDESA es responsable solidaria del pago de la deuda tributaria de los demás miembros de los grupos de consolidación fiscal a los que pertenece o ha pertenecido en todos los períodos impositivos todavía abiertos a inspección.

Aunque ENDESA tenga derecho de repetición contra el resto de los miembros del grupo correspondiente, podría ser declarada responsable solidaria en el caso de que surgiese alguna deuda tributaria pendiente que no haya sido debidamente atendida por algún otro miembro de los grupos de consolidación fiscal de los que ENDESA ha formado parte. Cualquier pasivo fiscal material podría suponer un efecto adverso para el negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA.

Hasta la fecha de registro de este Folleto, todas las sociedades integrantes de los grupos fiscales de los que ENDESA forma o ha formado parte han asumido debidamente la deuda tributaria del grupo fiscal en la parte que les corresponde, de forma que ENDESA nunca ha tenido que asumir deuda tributaria de dichos grupos fiscales correspondiente a ningún otro miembro del grupo.

7. Riesgos asociados a la Oferta

La volatilidad del mercado podría afectar al precio de las acciones de ENDESA y al valor de la inversión

Tras la Oferta, el precio de mercado de las acciones de ENDESA puede ser volátil. El precio de la Oferta será determinado conforme al procedimiento previsto en la Nota sobre las Acciones. Es posible que el inversor no pueda revender sus acciones a un precio superior al fijado para la oferta pública de venta y podría, en consecuencia, perder el valor de su inversión.

Además, el precio de mercado de las acciones de la Compañía puede fluctuar como consecuencia de cambios en el personal clave de ENDESA, cambios en las valoraciones de

sociedades similares efectuadas por el mercado y/o especulaciones sobre ENDESA efectuadas en la prensa o por los inversores. En general, los mercados de capitales suelen experimentar una alta volatilidad, independientemente del desempeño operativo de la Compañía en particular. Toda fluctuación del mercado puede afectar negativamente y de manera significativa al precio de mercado de las acciones de ENDESA.

Las ventas futuras de las acciones de ENDESA por el Grupo ENEL pueden provocar un descenso en el precio de las acciones de ENDESA

El precio de mercado de las acciones de ENDESA podría descender como consecuencia de posibles ventas de acciones futuras por parte del Grupo ENEL en el mercado o debido a la percepción en el mercado de la posibilidad de que acontezcan dichas ventas. El Grupo ENEL ha aceptado que se le impongan ciertas limitaciones en su facultad de disposición de las acciones de ENDESA, así como en la facultad de emplearlas como cobertura. Del mismo modo, ha aceptado las mencionadas limitaciones con respecto a cualquier otro título o valor convertible o intercambiable por acciones de ENDESA. Estas limitaciones serán efectivas en la fecha de registro del presente Folleto. Sin embargo, estas restricciones pueden ser suprimidas y, tras su eliminación, el Grupo ENEL estaría facultado para vender un número importante de acciones de ENDESA. La venta futura de un número importante de acciones y/o de otros valores equivalentes en el mercado, así como la percepción de que estas ventas puedan ocurrir, pueden afectar negativamente al precio actual de las acciones en el mercado y pueden perjudicar la capacidad de ENDESA de captar financiación a través de futuras ofertas de suscripción de valores o de títulos equivalentes. La venta de acciones podría aumentar la oferta en el mercado y provocar un descenso en el precio.

Los inversores en esta Oferta pueden diluir su participación en el capital social debido a la futura emisión de acciones adicionales

En caso de que ENDESA decida captar financiación adicional a través de capital social o deuda, incluyendo emisiones de acciones privilegiadas o de deuda convertible, ENDESA podría emitir valores, ocasionando la dilución de la participación de compradores de las acciones ofrecidas en esta operación.

La eventual emisión de acciones adicionales, acciones privilegiadas o deuda convertible puede presionar a la baja el precio de mercado de las acciones de ENDESA. Además, la percepción de que el Grupo ENEL pueda, en el futuro, vender acciones adicionales, sea o no cierto, puede provocar un efecto similar. ENDESA podría emitir, del mismo modo, acciones adicionales u otro tipo de valores convertibles en acciones en una futura oferta pública de venta o en colocaciones privadas, con el objetivo de captar financiación adicional o con otros objetivos de negocio, a un precio de oferta, precio de conversión o precio de ejercicio que podría ser inferior al precio de oferta determinado para las acciones de ENDESA en esta Oferta.

El rendimiento efectivamente alcanzado por ENDESA podría ser sustancialmente distinto a lo previsto en las estimaciones financieras a largo plazo incluidas en este Folleto

En el presente Folleto, ENDESA incluye ciertas previsiones o estimaciones, en relación con, entre otros, su EBITDA, beneficio neto e inversiones para los ejercicios 2014 a 2016. Dichas previsiones constituyen información prospectiva que está sujeta a considerables incertidumbres y objetivos internos respecto a los cuales ENDESA mide su rendimiento

operativo, por lo que no deben entenderse como pronósticos o resultados esperados ni como declaraciones de ENDESA, o de cualquier otra persona, de que ENDESA vaya a alcanzar dichos objetivos en un periodo de tiempo determinado.

Las previsiones o estimaciones de beneficios recogidas en este Folleto están basadas en una serie de asunciones y estimaciones. Si bien ENDESA considera que son razonables desde el punto de vista de negocio, de acuerdo con su naturaleza y el momento temporal, dichas asunciones y estimaciones están sujetas de forma inherente a riesgos e incertidumbres de carácter operativo, económico o de negocio, muchos de los cuales están fuera del control de la Sociedad, que podrían dar lugar a variaciones. En consecuencia, existen incertidumbres sobre su cumplimiento o las desviaciones que pudieran producirse.

Asimismo, el negocio actual de ENDESA, su resultado, su situación financiera, el desarrollo del sector y del entorno macroeconómico en el que ENDESA opera y otros factores relacionados en los apartados anteriores están sujetos a incertidumbres y podrían ser sustancialmente distintos de las estimaciones financieras de ENDESA, siendo más negativos de lo previsto. En consecuencia, la habilidad de ENDESA para alcanzar las previsiones financieras recogidas en este Folleto está sujeta a dichas incertidumbres y contingencias, por lo que la situación financiera y resultados podrían ser sustancialmente distintos a lo previsto en las estimaciones que se recogen en el apartado 13 del Documento de Registro (*Previsiones o estimaciones de beneficios*).

Ausencia de opinión de experto sobre la razonabilidad y validez de las hipótesis en las que se basan las proyecciones del apartado 13 (Previsiones o estimaciones de beneficios) del Documento de Registro

La información financiera prospectiva referida en el apartado 13 (*Previsiones o estimaciones de beneficios*) del Documento de Registro no conlleva ninguna opinión de terceros sobre la posibilidad de consecución de los beneficios allí previstos, ni sobre las asunciones, estimaciones e hipótesis sobre las que dicha previsión de beneficios está basada, que son por su naturaleza inciertas y susceptibles de verse o no cumplidas en el futuro, por lo que no deben tomarse como una garantía de resultados futuros.

8. Otros Riesgos

El Grupo ENEL continuará controlando la mayoría del capital social de ENDESA y los derechos de voto tras la Oferta, y los intereses del Grupo ENEL pueden entrar en conflicto con los intereses de ENDESA

Con carácter previo a la Oferta, el Grupo ENEL, a través de EEE, mantenía un 92,063% del capital social de ENDESA. Tras la Oferta, el Grupo ENEL tendrá, aproximadamente, un 77,3% de las acciones de ENDESA y de los derechos de voto (en caso de que no se ejercite la opción de compra *green shoe*) o del 70,143% si se realiza la Oferta Máxima y se ejercita la opción de compra *green shoe* en su totalidad), concediéndole la posibilidad de designar la mayoría de los miembros del Consejo de Administración de ENDESA y, por lo tanto, de controlar la dirección del negocio y sus políticas de gestión. Para más información, véase el apartado 7 del Documento de Registro (*Estructura organizativa*).

Los intereses del Grupo ENEL pueden diferir de los intereses de ENDESA o de los de otros accionistas de esta última. Por ejemplo, el Grupo ENEL puede estar interesado en ciertas

operaciones que, a su juicio, podrían mejorar la rentabilidad de la inversión en capital, aunque dicha operación pueda suponer riesgos para los tenedores de los valores de ENDESA. Además, tanto el Grupo ENEL como ENDESA compiten en el mercado europeo de la energía eléctrica.

No es posible asegurar que los intereses del Grupo ENEL coincidirán con los intereses de los demás accionistas de ENDESA o que el Grupo ENEL actuará en favor de los intereses de ENDESA.

En este sentido, como se describe en el apartado 14.2.1 (*Posibles conflictos de intereses entre los deberes de las personas mencionadas en el apartado 14.1 con el Emisor y sus intereses privados y/u otros deberes*) del Documento de Registro, el 30 de julio de 2014 el Consejo de Administración de ENDESA acordó por unanimidad, entre otras medidas, constituir una comisión *ad hoc* compuesta exclusivamente por consejeros independientes para analizar la propuesta de EEE para la Desinversión en Latinoamérica y la distribución de un dividendo extraordinario a los accionistas.

ENDESA es parte en procedimientos judiciales y arbitrajes

ENDESA es parte en diversos procedimientos legales relacionados con su negocio, entre los que se incluyen contenciosos de naturaleza tributaria, regulatoria y de defensa de la competencia. También está siendo o puede ser objeto de inspecciones y comprobaciones de carácter tributario. En general, ENDESA está expuesta a reclamaciones de terceros en todos los órdenes jurisdiccionales (penal, civil, mercantil, social y contencioso-administrativo) y en arbitrajes nacionales e internacionales.

Si bien ENDESA estima que ha dotado las provisiones adecuadas a la vista de las contingencias legales, no se ha provisionado el importe íntegro reclamado en todos y cada uno de los procedimientos. En particular, no ha dotado provisiones en casos en los que no es posible cuantificar el posible resultado negativo ni en los casos en los que la Compañía considera improbable dicho resultado negativo. No se puede asegurar que ENDESA haya dotado las provisiones por contingencias adecuadas, ni que tendrá éxito en todos los procedimientos en los que se espera un resultado positivo, ni que una decisión desfavorable no afecte negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de ENDESA. Además, la Compañía no puede asegurar que no será objeto de nuevos procedimientos legales en el futuro que, de ser resueltos de manera desfavorable, no tengan un impacto adverso en su actividad, resultado de sus operaciones, situación financiera o flujos de caja.

III. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR (ANEXOS I Y II DEL REGLAMENTO (CE) N° 809/2004 DE LA COMISIÓN DE 29 DE ABRIL DE 2004)

1. PERSONAS RESPONSABLES

1.1 Identificación de las personas responsables del documento de registro de acciones

D. Paolo Bondi, en su condición de Director General de Administración, Finanzas y Control de Endesa, S.A. (“ENDESA”, el “Emisor”, la “Sociedad” o la “Compañía”), en virtud de los poderes vigentes otorgados a su favor por el Consejo de Administración de la Sociedad en su sesión de 4 de noviembre de 2014, conforme a la certificación emitida por el Secretario del Consejo de Administración en la misma fecha, con el visto bueno del Presidente, cuyas firmas han sido debidamente legitimadas por el Notario de Madrid, D. Francisco Javier Gardeazabal del Río; y

D. Rafael Fauquié Bernal, en su condición de Director Jurídico de Enel Energy Europe, S.L.U. (“EEE” o el “Oferente”), en virtud de los poderes vigentes otorgados a su favor por el Consejo de Administración de EEE en su sesión de 4 de noviembre de 2014, conforme a la certificación emitida por el Secretario del Consejo de Administración en la misma fecha, con el visto bueno del Presidente, cuyas firmas han sido debidamente legitimadas por el Notario de Madrid, D. Francisco Javier Gardeazabal del Río;

asumen la responsabilidad del contenido del presente documento de registro (el “**Documento de Registro**”), cuyo formato se ajusta a los Anexos I y II del Reglamento (CE) n.º 809/2004, de la Comisión, de 29 de abril de 2004.

Se hace constar que el presente Folleto ha sido aprobado por los respectivos Consejos de Administración de ENDESA y EEE, en sus reuniones celebradas el día 4 de noviembre de 2014.

1.2 Declaración de las personas responsables del documento de registro de acciones

D. Paolo Bondi y D. Rafael Fauquié Bernal, en la representación que les ha sido conferida, declaran que, tras actuar con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en el Documento de Registro de este Folleto es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.

2. AUDITORES DE CUENTAS

2.1 Nombre y dirección de los auditores del emisor para el periodo cubierto por la información financiera histórica (así como su afiliación a un colegio profesional)

Las Cuentas Anuales de ENDESA y las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y sus sociedades dependientes (ENDESA, conjuntamente con las sociedades que integran su grupo consolidado, el “**Grupo ENDESA**” o el “**Grupo**”) correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013 han sido auditadas por la firma Ernst & Young, S.L., con domicilio en Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1, 28020 Madrid, firma que figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid al Tomo 12749 Libro 0, Folio 215, Sección 8, Hoja M-23123, inscripción 116 y en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas, con el

número de inscripción S0530. Las citadas Cuentas Anuales están a disposición del público en la CNMV.

2.2 Si los auditores han renunciado, han sido apartados de sus funciones o no han sido redesignados durante el periodo cubierto por la información financiera histórica, proporcionarán los detalles si son importantes

Los auditores de la Sociedad no han renunciado, ni han sido apartados de sus funciones, durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013.

Asimismo, con fecha 19 de mayo de 2014 la Junta General Ordinaria de Accionistas de ENDESA acordó la reelección de Ernst & Young, S.L. como auditor de cuentas para los ejercicios 2014, 2015 y 2016, tanto para las Cuentas Anuales de ENDESA como para las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y sus sociedades dependientes.

3. INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA

La información financiera histórica contenida en el Documento de Registro de este Folleto comprende:

- (a) las principales magnitudes financieras de ENDESA correspondientes a los años 2011, 2012 y 2013, obtenidas de las respectivas Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y sus sociedades dependientes, todas ellas auditadas por Ernst & Young, S.L.; y
- (b) las principales magnitudes financieras de ENDESA correspondientes a los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2013 y 2014, obtenidas de los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014. Sobre estos Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios, Ernst & Young, S.L. ha emitido un informe de Revisión Limitada. Hay que señalar que la información comparativa correspondiente al ejercicio 2013 ha sido re-expresada para aplicar la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*) y la NIIF 5 (*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*) tal y como se explica en la Nota 2.2 (b) de los citados Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios.

El apartado 20 del presente Documento de Registro contiene una explicación detallada de las cifras contenidas en el mismo (*véase apartado 20 — “Información financiera relativa al activo y al pasivo del Emisor, posición financiera y pérdidas y beneficios”*).

3.0 Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera

En relación con el presente apartado, existen determinados factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera de ENDESA. Como consecuencia de los siguientes acontecimientos, la situación financiera y los resultados de las operaciones de ENDESA en algunos de los periodos expuestos en el presente Folleto pueden no ser directamente comparables con la situación financiera y los resultados de las operaciones correspondientes a los periodos expuestos por ENDESA en el pasado o a los futuros ejercicios:

(A) Desinversión en Latinoamérica y distribución de los Dividendos

- (a) *Desinversión en Latinoamérica*

Con fecha 21 de octubre de 2014, la Junta General Extraordinaria de Accionistas de ENDESA aprobó aceptar la oferta recibida de EEE (sociedad participada en un 100% por ENEL y propietaria de acciones representativas del 92,063% del capital social de ENDESA) para adquirir el negocio en Latinoamérica de ENDESA (el “**Negocio en Latinoamérica**”) mediante la venta de las siguientes participaciones por un importe de 8.252,9 millones de euros (la “**Desinversión en Latinoamérica**”):

- 796.683.058 acciones de Endesa Latinoamérica, S.A.U. (“**ENDESA Latam**”) (sociedad que es, a su vez, propietaria de un 40,32% del capital social de Enersis), representativas del 100% de su capital social; y
- 9.967.630.058 acciones de Enersis, S.A. (“**Enersis**”) titularidad directa de ENDESA, representativas del 20,3% de su capital social.

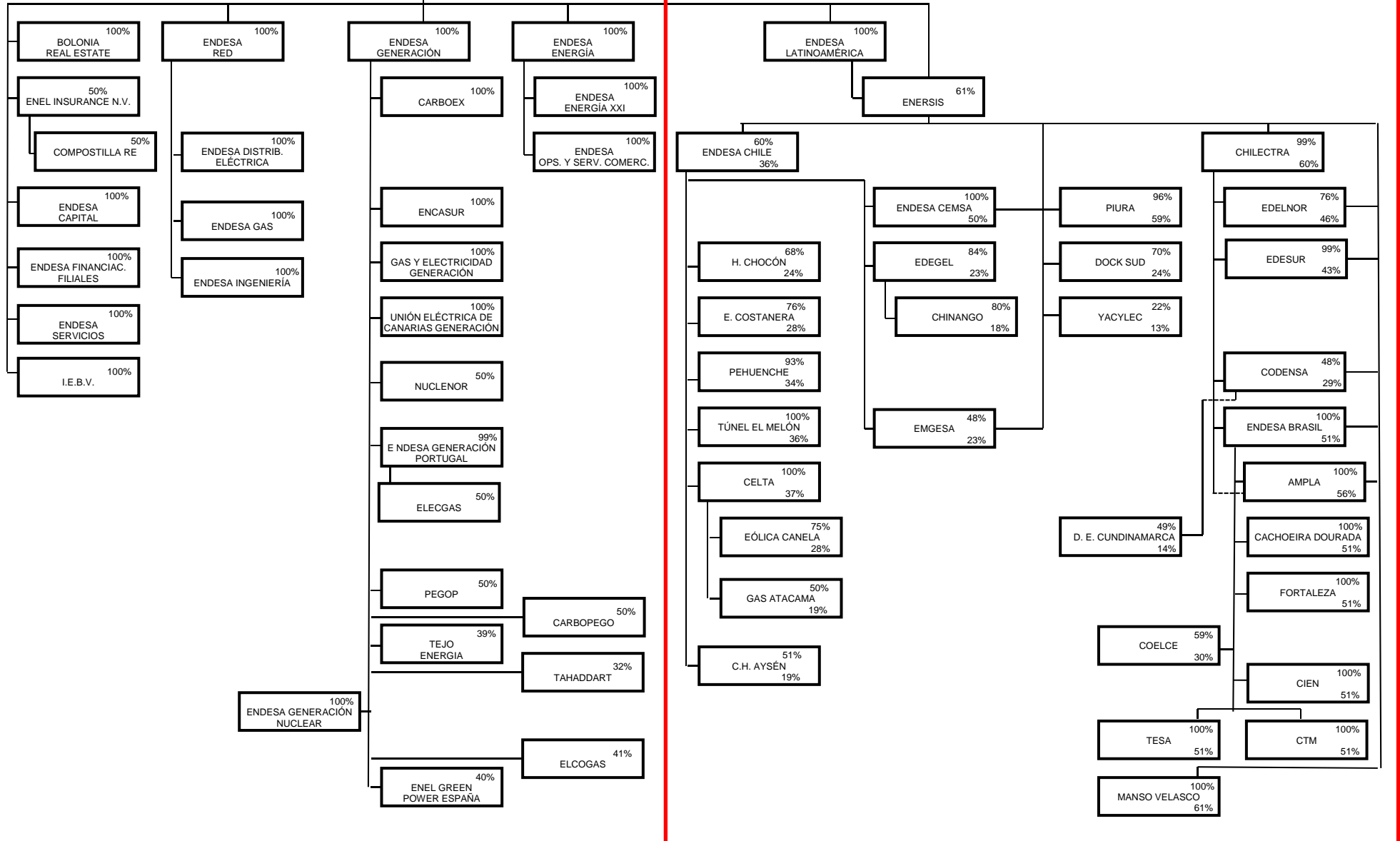
El anterior acuerdo fue aprobado con votos a favor de 1.004.428.532 acciones representativas de un 99,99% del capital presente y representado en la Junta, votos en contra de 15.443 acciones representativas de un 0,00001% del capital presente y representado y la abstención de 25.067 acciones representativas de un 0,00002% del capital presente y representado, habiendo manifestado dos de los accionistas que votaron en contra titulares de 43 y 21 acciones respectivamente, que se reservan su derecho a impugnar los acuerdos sociales. Uno de ellos ha reiterado por escrito su intención de impugnar los acuerdos sociales aprobados por la Junta.

La Desinversión en Latinoamérica se materializó el 23 de octubre de 2014.

ENDESA Latam 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 ENDESA Latam es Enersis, de la que posee una participación del 40,32%. Enersis es una sociedad *holding* con sede social en Chile, cuyas acciones están admitidas a negociación en la Bolsa de Valores de Santiago de Chile, en el New York Stock Exchange y en Latibex, y que posee participaciones en sociedades generadoras y distribuidoras de electricidad en cinco países latinoamericanos.

La desinversión conjunta del 100% de ENDESA Latam y del 20,3% de Enersis ha supuesto para ENDESA la pérdida del control sobre la propia ENDESA Latam, sobre Enersis y, por tanto, sobre todas las sociedades controladas por ésta última, por lo que esta desinversión significa para ENDESA la salida de su perímetro de consolidación de este conjunto de sociedades, esto es, del Negocio en Latinoamérica.

A continuación se incluye un cuadro en el que se recoge, en forma gráfica, la estructura de las principales participaciones societarias de ENDESA a 31 de diciembre de 2013, señalando mediante un recuadro rojo el perímetro de sociedades que han sido objeto de la Desinversión en Latinoamérica:



Por otra parte, de conformidad con lo previsto en la oferta recibida de EEE para la adquisición del Negocio en Latinoamérica, en la misma fecha en que se llevó a cabo la Desinversión en Latinoamérica, ENDESA Latam procedió a la cancelación de la cuenta corriente intragrupo que hasta esa fecha mantenía con ENDESA Financiación Filiales, S.A.U. (sociedad participada por ENDESA en un 100%, que no fue objeto de la operación de desinversión).

La Desinversión en Latinoamérica ha supuesto dar de baja en el Estado de Situación Financiera Consolidado el importe registrado en la fecha de la desinversión en los epígrafes “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas”, “Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” y “Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios” correspondientes al Negocio en Latinoamérica (22.164, 10.098 y 6.001 millones de euros, respectivamente, a 30 de septiembre de 2014). Aunque se hace referencia a los importes calculados con los Estados Financieros Consolidados a 30 de septiembre de 2014, cabe señalar que los mismos se verán modificados cuando se realice el registro de la desinversión con los valores contables de fecha 23 de octubre de 2014. De conformidad con lo anterior, con valores a 30 de septiembre de 2014 la baja del Estado de Situación Financiera Consolidado de activos netos de pasivos e intereses minoritarios ascendería, a 6.065 millones de euros. Por otra parte, el precio de venta supone una entrada de efectivo por importe de 8.253 millones de euros que se registra como aumento del saldo de “Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes”. La diferencia entre el alta del efectivo recibido por la Desinversión en Latinoamérica y los activos netos de pasivos e intereses minoritarios dados de baja ha supuesto una plusvalía bruta que, con valores contables a 30 de septiembre de 2014, asciende a 2.188 millones de euros, la cual se registrará en el epígrafe “Resultado después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas” del Estado del Resultado Consolidado.

El efecto fiscal de la Desinversión en Latinoamérica se ha registrado minorando la plusvalía bruta en el epígrafe “Resultado después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas” del Estado del Resultado Consolidado. El importe estimado de este gasto, con valores tanto fiscales como contables a 30 de septiembre de 2014, asciende a 300 millones de euros. De este importe, 72 millones de euros corresponden al pago a realizar a las autoridades fiscales que se registra como una cuenta a pagar y 228 millones de euros a la baja del impuesto diferido de activo registrado a 30 de septiembre de 2014 por la participación de ENDESA en Enersis.

Por último, en el momento de la desinversión se han traspasado al epígrafe “Resultado después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas” del Estado del Resultado Consolidado los saldos de diferencias de conversión y de valoración de coberturas de flujos de efectivo registrados en el epígrafe “Patrimonio Neto: De la Sociedad Dominante” del Estado de Situación Financiera Consolidado correspondientes a las sociedades vendidas. A 30 de septiembre de 2014, estos saldos ascendían a 242 y 34 millones de euros, negativos, respectivamente.

Por lo tanto el impacto de la Desinversión en Latinoamérica sobre el Estado del Resultado Consolidado de ENDESA, calculado con valores contables a 30 de

septiembre de 2014, supone un resultado positivo de 1.612 millones de euros que se registra en el epígrafe “Resultado después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas”.

(b) *Distribución de dividendos en efectivo*

La Junta General Extraordinaria de Accionistas de ENDESA, en sesión celebrada el día 21 de octubre de 2014 acordó el reparto de un dividendo extraordinario con cargo a reservas a favor de los accionistas por un importe de 7,795 euros brutos por acción, lo que supone un importe total de 8.252,9 millones de euros con cargo a las siguientes reservas de ENDESA:

	Euros
Remanente	3.154.355.362,52
Reservas Voluntarias	2.227.000.000,00
Reserva Real Decreto 1514/2007	200.923.808,37
Prima de Emisión de Acciones procedente de Capital y Prima de Fusión 1999	612.272.895,39
Prima de Emisión de Acciones procedente de Reservas Libres	675.000.000,00
Reserva de Fusión procedente de Capital y Prima de Fusión 1999	516.124.640,38
Reserva de Fusión procedente de Reservas Libres	867.296.045,36
TOTAL	8.252.972.752,02

Asimismo, el Consejo de Administración de ENDESA, en sesión celebrada el día 7 de octubre de 2014, aprobó el reparto de un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 adicional al anterior por importe de 6 euros brutos por acción, lo que supone un importe total de 6.352,5 millones de euros.

Para atender este dividendo por importe de 6.352,5 millones de euros, con fecha 23 de octubre de 2014 se han formalizado operaciones de financiación con Enel Finance International, N.V. por importe de 5.500 millones de euros, referenciadas en un 82% a tipo de interés fijo, y 18% a tipo de interés variable. El resto de los fondos provenían de la liquidez de la propia Compañía.

Por tanto, el importe total de dividendos que fue distribuido por ENDESA a sus accionistas el pasado 29 de octubre de 2014 ascendió a 13,795 euros brutos por acción (los “**Dividendos**”), lo que supone un importe total de 14.605 millones de euros.

Desde el punto de vista contable, la distribución de los Dividendos ha supuesto una reducción del epígrafe “Patrimonio Neto: De la Sociedad Dominante” del Estado de Situación Financiera Consolidado por importe de 14.605 millones de euros y una salida de tesorería por el mismo importe, que supone un aumento de 4.500 millones de euros en el epígrafe “Deuda Financiera no Corriente”, un aumento de 1.000 millones de euros en el epígrafe “Deuda Financiera Corriente” y una disminución de 9.105 millones de euros en el epígrafe “Efectivo y Otros Medios Líquidos Equivalentes”, epígrafes todos ellos del Estado de Situación Financiera Consolidado. Hay que resaltar que, de la baja de 9.105 millones de euros del epígrafe “Efectivo y Otros Medios

Líquidos Equivalentes”, 8.253 millones de euros corresponden a la entrada de tesorería por la Desinversión en Latinoamérica.

Hasta el momento de la Desinversión en Latinoamérica, la actividad de ENDESA (esencialmente el negocio eléctrico –que incluye las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad–, el negocio de gas natural en España y Portugal y otras actividades de valor añadido relacionadas con su negocio principal) se organizaba principalmente en dos líneas de negocio, cada una de ellas centrada en un área geográfica específica: (i) España y Portugal, que incluye todas las actividades que desarrolla ENDESA en España y Portugal y en otros países distintos a aquellos del área geográfica de Latinoamérica (ENDESA cuenta con una reducida participación en una sociedad en Marruecos y tiene presencia en otros países europeos como Alemania, Bélgica, Francia y Holanda) (conjuntamente, “**España y Portugal**”), y (ii) Latinoamérica. De este modo, hasta la Desinversión en Latinoamérica, ENDESA presentaba sus resultados, de forma segmentada, diferenciando entre las dos líneas de negocio mencionadas.

Los siguientes apartados recogen información financiera histórica seleccionada correspondiente a los años 2011, 2012 y 2013 que, por razón de los periodos afectados, incorpora información sobre el Negocio en Latinoamérica, así como la situación patrimonial de ENDESA con carácter previo a la Desinversión en Latinoamérica y al pago de los Dividendos. Las cifras correspondientes al Negocio en Latinoamérica se han mantenido en las tablas que se recogen a continuación al formar parte de la información financiera histórica, si bien se han señalado en cursiva y en color azul. Asimismo, en los Estados del Resultado Consolidados de los nueve primeros meses de 2013 y 2014 y en el Estado de Situación Financiera Consolidado al 30 de septiembre de 2014 recogidos en el apartado 3.2 siguiente, la información sobre el Negocio en Latinoamérica se presenta separada como actividades discontinuadas.

En consecuencia, los datos financieros que se recogen a continuación han de ser interpretados teniendo en cuenta la Desinversión en Latinoamérica y la distribución de los Dividendos, y de manera conjunta con la información *pro-forma* que se incluye en el apartado 20.2 del Documento de Registro (*Información financiera pro-forma*).

Sin perjuicio de lo anterior, teniendo en cuenta que la información financiera consolidada no refleja el perímetro actual del negocio de ENDESA tras la Desinversión en Latinoamérica, se incluye adicionalmente la información financiera correspondiente, exclusivamente, al segmento de España y Portugal que forma parte de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y sus sociedades dependientes auditadas por Ernst & Young, S.L. de los años anteriormente señalados.

(B) Re-expresión de las magnitudes correspondientes a 2013 por aplicación de las NIFF

Tanto las Cuentas Anuales Consolidadas de los ejercicios 2011, 2012 y 2013 como los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, que se incorporan por referencia a este Documento de Registro, han sido elaborados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (“**NIIF**”).

En particular, 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 por el método de integración proporcional, han pasado a consolidarse en 2014 mediante el método de participación. Como consecuencia de ello, las magnitudes correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013, que se presentan a efectos comparativos, han sido re-expresadas respecto de las publicadas en su momento para incluir la valoración de las participaciones en las que ENDESA mantiene control conjunto mediante el método de participación, tal y como se indica expresamente en cada una de las tablas que se incluyen en este Folleto.

Por otra parte, como consecuencia del proceso de Desinversión en Latinoamérica, los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 incluyen las cifras correspondientes al negocio de Latinoamérica como actividades discontinuadas. Por este motivo, la información correspondiente al Estado del Resultado Consolidado del periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2013, que se presenta a efectos comparativos, ha sido re-expresada de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 (*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*) para presentar los resultados de dicho negocio como actividades discontinuadas.

Los impactos derivados de la aplicación retroactiva de la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*) y de la NIIF 5 (*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*) sobre los Estados Financieros Consolidados comparativos se recogen en las siguientes tablas:

Estados de Situación Financiera Consolidado⁽¹⁾

	Millones de Euros		
	1 de Enero de 2013	Re-Expresión por NIIF 11	1 de Enero de 2013 (Re-Expresado) ⁽¹⁾
Activo No Corriente	44.487	(248)	44.239
Activo Corriente	14.291	(334)	13.957
TOTAL ACTIVO	58.778	(582)	58.196
Patrimonio Neto	26.369	(9)	26.360
De la Sociedad Dominante	20.653	-	20.653
De los Intereses Minoritarios	5.716	(9)	5.707
Pasivo No Corriente	21.644	(253)	21.391
Pasivo Corriente	10.765	(320)	10.445
TOTAL PASIVO	58.778	(582)	58.196
	31 de Diciembre de 2013	Re-Expresión por NIIF 11	31 de Diciembre de 2013 (Re-Expresado) ⁽¹⁾
Activo No Corriente	42.851	(156)	42.695
Activo Corriente	13.606	(344)	13.262
TOTAL ACTIVO	56.457	(500)	55.957
Patrimonio Neto	26.769	(7)	26.762
De la Sociedad Dominante	20.521	-	20.521
De los Intereses Minoritarios	6.248	(7)	6.241
Pasivo No Corriente	18.474	(321)	18.153
Pasivo Corriente	11.214	(172)	11.042
TOTAL PASIVO	56.457	(500)	55.957

(1) No se incluye la re-expresión por la NIIF 5 (*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*) puesto que dicha norma no tiene impacto en el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2013.

(2)

Estado del Resultado Consolidado ⁽¹⁾

	Millones de Euros				
	30 de Septiembre de 2013	Re-Expresión por NIIF 11	Re-Expresión por NIIF 5	Total Re- Expresión	-30 de Septiembre de 2013 (Re- Expresado)
Ingresos	23.485	(185)	(7.066)	(7.251)	16.234
Aprovisionamientos y Servicios	(15.571)	81	3.508	3.589	(11.982)
Margen de Contribución	7.914	(104)	(3.558)	(3.662)	4.252
Resultado Bruto de Explotación	5.251	(77)	(2.520)	(2.597)	2.654
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1.859)	30	602	632	(1.227)
Resultado de Explotación	3.392	(47)	(1.918)	(1.965)	1.427
Resultado Financiero	(310)	(3)	221	218	(92)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	25	37	(23)	14	39
Resultado Antes de Impuestos	3.171	(13)	(1.742)	(1.755)	1.416
Impuesto sobre Sociedades	(852)	13	459	472	(380)
Resultado Después de Impuestos de Actividades Continuas	2.319	-	(1.283)	(1.283)	1.036
Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas	-	-	12.83	1.283	1.283
Resultado del Período	2.319	-	-	-	2.319
Sociedad Dominante	1.551	-	-	-	1.551
Intereses Minoritarios	768	-	-	-	768

Estado de Flujos de Efectivo Consolidado

	Millones de Euros				
	30 de Septiembre de 2013	Re-Expresión por NIIF 11	Re-Expresión por NIIF 5	Total Re-Expresión	30 de Septiembre de 2013 (Re-Expresado)
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Explotación	2.347	(32)	-	(32)	2.315
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(2.215)	(17)	-	(17)	(2.232)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	461	45	-	45	506
Flujos Netos Totales	593	(4)	-	(4)	589
Variación del Tipo de Cambio en Efectivo y otros Medios Líquidos	(182)	2	-	2	(180)
Variación de Efectivo y otros Medios Líquidos	411	(2)	-	(2)	409
Efectivo y otros Medios Líquidos Iniciales	1.986	(167)	-	(167)	1.819
Efectivo y otros Medios Líquidos Finales	2.397	(169)	-	(169)	2.228

3.1 Información financiera y operativa histórica seleccionada relativa al emisor, que se presentará para cada ejercicio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica, y cualquier periodo financiero intermedio subsiguiente, en la misma divisa que la información financiera

Las principales magnitudes operativas consolidadas son las siguientes (datos a 31 de diciembre):

	Gigavatios hora		
Generación de Electricidad	2011	2012	2013
Peninsular	60.287	62.631	56.179
Nuclear	25.177	26.967	25.967
Carbón	23.080	26.063	19.096
Hidroeléctrica	6.179	5.350	9.511
Fuel-Gas	-	-	-
Ciclos Combinados (CCGT)	5.851	4.251	1.605
No peninsular	13.962	13.395	12.335
Portugal	883	1.360	1.176
Resto ⁽¹⁾	815	930	852
NEGOCIO EN ESPAÑA Y PORTUGAL	75.947	78.316	70.542
<i>Negocio en Latinoamérica ⁽²⁾</i>	<i>62.767</i>	<i>63.118</i>	<i>61.885</i>
TOTAL	138.714	141.434	132.427

⁽¹⁾ Se incluye la producción y ventas en otros países distintos de España y Portugal, esto es: Marruecos (hasta la entrada en vigor de la NIIF 11) e Irlanda (hasta la desinversión de ENDESA en este negocio en 2012).

⁽²⁾ *Información financiera correspondiente al Negocio en Latinoamérica, previa a la Desinversión en Latinoamérica.*

Gigavatios hora

Ventas de Electricidad	2011	2012	2013
CUR ⁽¹⁾	28.819	25.644	21.913
Mercado Liberalizado	76.422	77.122	74.209
NEGOCIO EN ESPAÑA Y PORTUGAL	105.241	102.766	96.122
<i>Negocio en Latinoamérica</i> ⁽²⁾	<i>57.095</i>	<i>59.724</i>	<i>61.512</i>
TOTAL	162.336	162.490	157.634

⁽¹⁾ Comercialización Último Recurso.

⁽²⁾ Información financiera correspondiente al Negocio en Latinoamérica, previa a la Desinversión en Latinoamérica.

Gigavatios hora

Ventas de Gas Negocio en España y Portugal	2011	2012	2013
Mercado Liberalizado	41.701	46.053	47.871
Mercado TUR ⁽¹⁾	0	1.222	1.169
Mercado Internacional	7.006	10.379	9.463
Ventas Mayoristas	6.052	13.981	13.213
TOTAL ⁽²⁾⁽³⁾	54.759	71.635	71.716

⁽¹⁾ Tarifa de Último Recurso.

⁽²⁾ Sin consumos propios de generación.

⁽³⁾ El Negocio en Latinoamérica no incluye la venta de gas.

Número de empleados

Plantilla Final	2011	2012	2013
Negocio en España y Portugal	11.785	11.506	11.145
<i>Negocio en Latinoamérica</i> ⁽¹⁾	<i>11.092</i>	<i>11.301</i>	<i>11.850</i>
TOTAL	22.877	22.807	22.995

⁽¹⁾ Información financiera correspondiente al Negocio en Latinoamérica, previa a la Desinversión en Latinoamérica.

Euros

Parámetros de Valoración	2011	2012	2013
Beneficio Neto por Acción ⁽¹⁾	2,1	1,9	1,8
Valor Contable por Acción ⁽²⁾	18,2	19,5	19,4

⁽¹⁾ Resultado del Ejercicio Sociedad Dominante / N° Acciones.

⁽²⁾ Patrimonio Neto Sociedad Dominante / N° Acciones.

Millones de Euros

Deuda Financiera Neta ⁽¹⁾	2011	2012	2013
Negocio en España y Portugal	6.841	5.059	1.440
<i>Negocio en Latinoamérica</i> ⁽²⁾	<i>4.161</i>	<i>3.719</i>	<i>2.846</i>
TOTAL	11.002	8.778	4.286
Apalancamiento (%) ⁽³⁾	44,6	33,3	16,0

⁽¹⁾ Deuda Financiera Neta = Deuda financiera no corriente + Deuda financiera corriente - Efectivo y otros medios líquidos equivalentes - Derivados financieros registrados en el activo.

⁽²⁾ *Información financiera correspondiente al Negocio en Latinoamérica, previa a la Desinversión en Latinoamérica.*

⁽³⁾ Apalancamiento = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

A continuación se detallan los principales datos de los Estados del Resultado de ENDESA Consolidados, y del segmento de España y Portugal, correspondientes a los ejercicios 2011, 2012 y 2013 (datos a 31 de diciembre):

Estados del Resultado Consolidados ⁽¹⁾

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	7.265	7.005	6.720
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT)	4.653	4.418	4.302
Resultado Financiero	(622)	(641)	(350)
Resultado Antes de Impuestos	4.180	3.824	4.018
Resultado Después de Impuestos de Actividades Continuas	3.021	2.771	2.943
Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas	-	-	-
RESULTADO DEL EJERCICIO	3.021	2.771	2.943
Sociedad Dominante	2.212	2.034	1.879
Intereses Minoritarios	809	737	1.064

⁽¹⁾ *La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.*

Estados del Resultado del segmento de España y Portugal

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	4.024	3.796	3.277
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT)	2.244	1.998	1.651
Resultado Financiero	(295)	(261)	(100)
Resultado Antes de Impuestos	2.063	1.743	1.573
Resultado Después de Impuestos de Actividades Continuadas	1.593	1.395	1.176
Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas	-	-	-
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.593	1.395	1.176
Sociedad Dominante	1.593	1.410	1.176
Intereses Minoritarios	-	(15)	-

A continuación se detallan los principales epígrafes de los Estados de Situación Financiera de ENDESA consolidados, y del segmento en España y Portugal, correspondientes a los ejercicios 2011, 2012 y 2013 (datos a 31 de diciembre):

Estados de Situación Financiera Consolidados ⁽¹⁾

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
ACTIVO			
Activo no Corriente	43.169	44.487	42.851
Activo Corriente	15.552	14.291	13.606
TOTAL ACTIVO	58.721	58.778	56.457
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
Patrimonio Neto	24.679	26.369	26.769
Pasivo no Corriente	23.735	21.644	18.474
Pasivo Corriente	10.307	10.765	11.214
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	58.721	58.778	56.457

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

Estados de Situación Financiera del segmento de España y Portugal

	Millones de Euros		
	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
ACTIVO			
Activo no Corriente	25.848	25.647	26.401
Activo Corriente	11.629	10.416	8.069
TOTAL ACTIVO	37.477	36.063	34.470
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
Patrimonio Neto	14.431	15.635	15.669
Pasivo no Corriente	16.699	14.784	12.569
Pasivo Corriente	6.347	5.644	6.232
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	37.477	36.063	34.470

Asimismo, el apartado 20.1 del presente Documento de Registro (*Información financiera histórica*) recoge la información consolidada de ENDESA y sus sociedades dependientes correspondiente a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013. La citada información ha sido obtenida de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y sus sociedades dependientes, correspondientes a dichos periodos, que han sido auditadas por Ernst & Young, S.L. (véase apartado 2 del presente Documento de Registro –*Audidores de cuentas*–).

3.2 Si se proporciona información financiera y operativa seleccionada relativa a periodos intermedios, también se proporcionarán datos comparativos del mismo periodo del ejercicio anterior, salvo que el requisito para la información comparativa del balance se satisfaga presentando la información del balance final del ejercicio

A continuación se detallan las principales magnitudes operativas de ENDESA correspondientes a los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2013 (re-expresadas, respecto a la información publicada en su momento, conforme a la NIIF 11 –*Acuerdos conjuntos*– y NIIF 5 –*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*–) y 2014.

	Gigavatios hora	
Generación de Electricidad	30 de Septiembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
Negocio en España y Portugal	51.904	51.704
Peninsular	42.653	42.570
Nuclear	19.905	18.576
Carbón	13.931	15.833
Hidroeléctrica	7.970	7.141
Fuel-Gas	-	-
Ciclos Combinados (CCGT)	847	1.020

Generación de Electricidad	30 de Septiembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
No peninsular	9.251	9.134
Portugal	-	-
Resto	-	-
<i>Negocio en Latinoamérica⁽¹⁾</i>	<i>44.776</i>	<i>45.107</i>
TOTAL	96.680	96.811

⁽¹⁾ Información financiera correspondiente al Negocio en Latinoamérica, previa a la Desinversión en Latinoamérica.

	Gigavatios hora	
Ventas de Electricidad	30 de Septiembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
Negocio en España y Portugal	72.453	70.921
CUR ⁽¹⁾	16.715	13.274
Mercado Liberalizado	55.738	57.647
<i>Negocio en Latinoamérica⁽²⁾</i>	<i>45.456</i>	<i>47.028</i>
TOTAL	117.909	117.949

⁽¹⁾ Comercialización Último Recurso.

⁽²⁾ Información financiera correspondiente al Negocio en Latinoamérica, previa a la Desinversión en Latinoamérica.

	Gigavatios hora	
Ventas de Gas	30 de Septiembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
Mercado Liberalizado	34.726	33.046
Mercado TUR ⁽¹⁾	815	639
Mercado Internacional	6.689	6.794
Ventas a Mayoristas	11.240	15.505
TOTAL⁽²⁾⁽³⁾	53.470	55.984

⁽¹⁾ Tarifa de Último Recurso.

⁽²⁾ Sin consumos propios de generación.

⁽³⁾ El Negocio en Latinoamérica no incluía venta de gas.

	Número de empleados	
Número de empleados	31 de Diciembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
Negocio en España y Portugal	10.933	10.699
<i>Negocio en Latinoamérica⁽¹⁾</i>	<i>11.608</i>	<i>12.203</i>
TOTAL	22.541	22.902

⁽¹⁾ Información financiera correspondiente al Negocio en Latinoamérica, previa a la Desinversión en Latinoamérica.

	Euros	
Parámetros de Valoración	30 de Septiembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
Beneficio Neto por Acción ⁽¹⁾	1,46	1,15
Valor Contable por Acción ⁽²⁾	20,95	20,23

⁽¹⁾ Beneficio Neto por Acción = Resultado del Ejercicio Sociedad Dominante / N° Acciones.

⁽²⁾ Valor Contable por Acción = Patrimonio Neto Sociedad Dominante / N° Acciones.

	Millones de Euros	
Deuda Financiera Neta⁽¹⁾	31 de Diciembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
Negocio en España y Portugal	1.435	1.293
<i>Negocio en Latinoamérica⁽²⁾</i>	<i>2.902</i>	-
TOTAL	4.337	1.293
Apalancamiento (%) ⁽³⁾	16,2	4,7

⁽¹⁾ Deuda Financiera Neta = Deuda financiera no corriente + Deuda financiera corriente - Efectivo y otros medios líquidos equivalentes - Derivados financieros registrados en el activo.

⁽²⁾ *Información financiera correspondiente al Negocio en Latinoamérica, previa a la Desinversión en Latinoamérica. A 30 de septiembre de 2014, la deuda financiera neta del Negocio en Latinoamérica por importe de 3.432 millones de euros está registrada en el epígrafe “Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas”.*

⁽³⁾ Apalancamiento = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

A continuación se detallan los principales datos de los Estados del Resultado de ENDESA, consolidados correspondientes a los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2013 (re-expresados, respecto a la información publicada en su momento, conforme a la NIIF 11 –Acuerdos conjuntos- y NIIF 5 –Activos no corrientes mantenidos para la venta de operaciones discontinuadas-) y el 30 de septiembre de 2014:

Estados del Resultado Consolidados⁽¹⁾

	Millones de Euros	
	30 de Septiembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	2.654	2.484
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT)	1.427	1.317
Resultado Financiero	(92)	(114)
Resultado Antes de Impuestos	1.416	1.118
Resultado Después de Impuestos de Actividades Continuas	1.036	754
Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas	1.283	988
RESULTADO DEL EJERCICIO	2.319	1.742
Sociedad Dominante	1.551	1.219
Intereses Minoritarios	768	523

⁽¹⁾ *La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.*

A continuación se detallan los principales datos de los Estados de Situación Financiera de ENDESA, consolidados, a 31 de diciembre de 2013 (re-expresados, respecto a la información publicada en su momento, conforme a la NIIF 11 –Acuerdos conjuntos-) y a 30 de septiembre de 2014:

Estados de Situación Financiera Consolidados ⁽¹⁾

	Millones de Euros	
	31 de Diciembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
ACTIVO		
Activo no Corriente	42.695	25.622
Activo Corriente	13.262	29.157
TOTAL ACTIVO	55.957	54.779
PATRIMONIO NETO Y PASIVO		
Patrimonio Neto	26.762	27.423
Pasivo no Corriente	18.153	11.667
Pasivo Corriente	11.042	15.689
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	55.957	54.779

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

4. FACTORES DE RIESGO

Véase la Sección II (*Factores de riesgo*) del presente Folleto.

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR

5.1 Historia y evolución del emisor

5.1.1 Nombre legal y comercial del emisor

La denominación social de la entidad emisora es Endesa, S.A. y el nombre comercial ENDESA.

La Compañía, que fue constituida el 18 de noviembre de 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A., cambió su denominación por la de Endesa, S.A. por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de junio de 1997.

5.1.2 Lugar de registro del emisor y número de registro

La Compañía está inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, Tomo 323, Folio 1, Hoja 6405.

5.1.3 Fecha de constitución y periodo de actividad del emisor, si no son indefinidos

La Compañía fue constituida el 18 de noviembre de 1944, mediante escritura pública otorgada ante el Notario de Madrid D. Rafael López de Haro y Moya.

5.1.4 Domicilio y personalidad jurídica del emisor, legislación conforme a la cual opera, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social (o lugar principal de actividad empresarial si es diferente de su domicilio social)

ENDESA tiene su domicilio social y oficinas principales en Madrid, calle Ribera del Loira, 60, con número de teléfono (+34) 91 213 10 00, y su Número de Identificación Fiscal (NIF) es A-28023430.

La Sociedad tiene la forma jurídica de sociedad anónima y su actividad está sujeta a la legislación española y, en especial, al texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (la “**Ley de Sociedades de Capital**”).

A continuación se ofrece una descripción de la regulación aplicable a los principales mercados en los que opera ENDESA:

(A) Marco legal en España

(A).1. Funcionamiento del sistema eléctrico español

(A).1.1 Introducción

La regulación del sistema eléctrico español vigente hasta el 27 de diciembre 2013 se recogía básicamente en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (tal y como se ha definido anteriormente, la “**Ley 54/1997**”), modificada, entre otras, por la Ley 17/2007, de 4 de julio.

Dentro del contexto del proceso de reforma energética llevado a cabo por el Gobierno español, con fecha 27 de diciembre de 2013 se publicó en el *Boletín Oficial del Estado* una nueva ley, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (tal y como se ha definido en la sección de Factores de Riesgo de este Folleto, la “**Ley del Sector Eléctrico**”), que deroga y sustituye (excepto respecto de algunas disposiciones adicionales que continúan vigentes), a la Ley 54/1997, antes indicada.

Los cambios más significativos respecto al esquema vigente hasta la entrada en vigor de la nueva Ley del Sector Eléctrico son los siguientes:

- (i) Se introduce 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 regulados 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 así como cualquier otro ingreso o mecanismo financiero que se haya establecido.
- (j) 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.
- (k) 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 cinco años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.

- (l) 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.
- (m) Los Presupuestos Generales del Estado de cada año financiarán el 50% de la compensación de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares del propio año a partir del 2014.
- (n) 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 y producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos tendrá en consideración los costes de una empresa eficiente y bien gestionada. Los parámetros de retribución se establecerán considerando la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años. La Ley del Sector Eléctrico 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 diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del RDL 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos para las actividades de transporte, distribución y producción en los territorios no peninsulares, y en 300 puntos básicos para la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos (si bien, en este último caso, para las instalaciones existentes se toma la cotización media de las Obligaciones del Estado a diez años durante los diez años anteriores a la entrada en vigor del citado Real Decreto-ley).
- (o) Desaparece igualmente la diferenciación entre generación de energía eléctrica en régimen ordinario y régimen especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares para ciertas tecnologías.
- (p) 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 TUR para los consumidores vulnerables y aquellos que sin cumplir los requisitos para tener derecho al PVPC transitoriamente no dispongan de un contrato en vigor con un comercializador en mercado libre.

En los siguientes apartados se detallan algunas de estas medidas con más detalle.

(A).1.2 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 generen nuevos déficit *ex ante*. Igualmente, para el periodo 2009-2012 el citado Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, estableció un límite máximo de déficit para cada uno de los años debiéndose fijar en estos años las tarifas de acceso en importe suficiente para que no se superen estos límites, y que fueron de 3.500, 3.000, 2.000 y 1.000 millones de euros para 2009, 2010, 2011 y 2012, respectivamente. Estos límites fueron modificados por el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, quedando fijados en 5.500 millones de euros, 3.000 millones de euros y 1.500 millones de euros, para los ejercicios 2010, 2011 y 2012, respectivamente. El Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, a través de su disposición final cuarta, modificó nuevamente estos límites. En concreto, incrementó el límite del ejercicio 2012 hasta la cuantía que resultara de la liquidación definitiva, pudiendo ser cedido al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (“FADE”), y eliminó la referencia explícita a que, a partir del 1 de enero de 2013, los peajes debían ser suficientes para cubrir los costes del Sistema Eléctrico.

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.

A su vez, los mencionados Reales Decretos-Ley regularon el proceso de titulización de los derechos de cobro acumulados por las empresas eléctricas por la financiación de dicho déficit, incluyendo las compensaciones por los sobrecostes de la generación no peninsular del periodo 2001-2008 pendientes de recuperar.

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, desarrolló la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. De acuerdo con ello, durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013 se han realizado cesiones de derechos de crédito de déficit de tarifa al FADE siendo los importes efectivamente percibidos por ENDESA por dichas emisiones 5.115, 2.674 y 3.541 millones de euros respectivamente. Con las cesiones realizadas, la última de las cuales se acordó con fecha 29 de octubre de 2013, se ha completado la cesión de la totalidad de los derechos reconocidos por el déficit de tarifa generado hasta el año 2012 inclusive.

Para el ejercicio 2013, la Ley del Sector Eléctrico ha reconocido un déficit máximo de 3.600 millones de euros. ENDESA está interesada en ceder su parte de los derechos de crédito generados por el déficit correspondiente al año 2013 (esto es, el 44,16%), que a 30 de septiembre de 2014, de acuerdo con la última liquidación aprobada por la CNMC, ascendía a un total, a nivel del sector, de 3.188 millones de euros, si bien la liquidación final correspondiente al año 2013 aún se encuentra pendiente de

determinación. Tal cesión se efectuaría una vez que se haya regulado un procedimiento de cesión y se conozcan los términos definitivos de remuneración del mencionado derecho, siempre y cuando existan condiciones favorables en los mercados para proceder a dicha cesión. La cesión de estos derechos permitiría a ENDESA monetizar el 44,16% del derecho de crédito finalmente generado por el déficit correspondiente al ejercicio 2013, a lo que habría que descontar los importes ya liquidados del mismo por el sistema hasta la fecha de su cesión.

Para los ejercicios que se inicien desde 2014, la Ley del Sector Eléctrico ha establecido 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 cinco años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.

(A).1.3 Régimen jurídico de actividades

La Ley del Sector Eléctrico distingue entre actividades reguladas y no reguladas. La operación del sistema, la operación del mercado, el transporte y la distribución de energía eléctrica tienen carácter de actividades reguladas a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la Ley del Sector Eléctrico. La comercialización, la producción y los servicios de recarga energética son actividades liberalizadas por lo que su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes.

Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna de las actividades reguladas deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades no reguladas. La Ley del Sector Eléctrico establece también la separación contable entre las actividades reguladas y las actividades liberalizadas. No obstante, en un grupo de sociedades se podrán desarrollar actividades incompatibles, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes y se cumplan los criterios de separación funcional previstos en la Ley del Sector Eléctrico.

Las medidas de separación funcional han sido reforzadas por la Ley del Sector Eléctrico con dos medidas adicionales:

- (a) Las empresas distribuidoras y las empresas comercializadoras de referencia (siendo estas últimas las comercializadoras que suministran energía al PVPC) que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres, no crearán confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización; y
- (b) Las sociedades que realizan actividades reguladas no podrán prestar garantías ni avalar préstamos de otras sociedades del grupo o partes vinculadas que realicen actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector eléctrico.

La Ley del Sector Eléctrico prevé asimismo reglas específicas de separación jurídica para la operación del sistema en consonancia con las medidas incluidas en la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

(A).1.4 Producción de energía eléctrica

La actividad de producción de energía eléctrica es una actividad libre aunque la construcción y puesta en marcha de las instalaciones está sujeta a autorización. La contratación de energía eléctrica puede realizarse libremente en los términos previstos en la Ley del Sector Eléctrico. En este sentido, los productores de energía eléctrica efectúan ofertas económicas de venta de energía a través del mercado por cada una de sus unidades de producción excepto por la parte que tengan comprometida a través de contratos bilaterales o a plazo.

El mercado de producción de energía eléctrica está integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste y de balance del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

En el mercado diario tienen lugar todas las transacciones de compraventa de energía de producción y suministro del día siguiente mientras que en el mercado intradiario se realizan los ajustes al programa diario establecido que resulten necesarios. Los servicios de ajuste del sistema tienen por objeto resolver los potenciales desequilibrios entre oferta y demanda.

El mercado diario es un mercado marginalista, en el que los distintos agentes realizan ofertas de compra y venta de energía. Las ofertas de venta se ordenan por precio ascendente, formando la curva de oferta del mercado, y las de compra por precio descendente, formando la curva de demanda del sistema. El precio del mercado para cada hora, que perciben/pagan todas las ofertas de venta/compra, se determina por la intersección de las curvas de oferta y demanda, correspondiendo al precio de la última oferta de venta necesaria para satisfacer la demanda.

Dentro de los servicios de ajuste cabe destacar el mecanismo de restricciones por garantía de suministro, regulado a través del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, que fue modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, que tiene la finalidad de fomentar el consumo del carbón autóctono, menos competitivo, introduciendo como restricción el despacho preferente en el mercado de determinados volúmenes de energía para ciertas centrales que consumen dicho carbón autóctono, estableciéndose en contrapartida un esquema de retribución regulada para compensar los costes de dichas centrales, obligadas a consumir este combustible menos competitivo. Estas centrales quedan obligadas a ofertar su coste variable regulado en el mercado diario y, en el caso de que sus ofertas no resulten adjudicadas, el operador del sistema las programa al mercado diario y desplaza la energía casada siguiendo un

criterio descendente en cuanto a las emisiones de CO₂. Está previsto que este sistema esté en vigor hasta finales de 2014.

Junto con el precio por la venta de energía eléctrica en el mercado de producción, ciertos productores de energía eléctrica pueden ver complementada su retribución con el mecanismo de pagos por capacidad. Los pagos por capacidad se integran por un incentivo a la inversión y un incentivo a la disponibilidad. Hasta 2012, el incentivo a la inversión era de 26.000 €/MW y año, a percibir durante un periodo de diez años. En 2012, el Real Decreto-ley 13/2012 lo redujo un 10% para dicho ejercicio. Sin embargo, posteriormente, el RDL 9/2013 lo ha reducido a 10.000 €/MW, a percibir en un periodo de 20 años. No obstante, para las instalaciones de generación que vinieran percibiendo el incentivo de inversión y que no hubieran agotado el 14 de julio de 2013 el plazo inicialmente establecido de diez años, se ha ampliado el periodo durante el cual seguirán teniendo derecho a percibir tales pagos por capacidad, en un periodo de tiempo equivalente al doble del periodo que reste entre el 14 de julio de 2013 y la fecha original de extinción de los pagos por capacidad para esa instalación.

Por lo que se refiere al servicio de disponibilidad se establece un incentivo para determinadas instalaciones (centrales de carbón, ciclos combinados, centrales de fuel y centrales hidroeléctricas de bombeo puro, mixto y embalse). La contraprestación del servicio se fijó en un importe único de 5.150 euros/MW, aunque sometido a un factor de disponibilidad distinto para cada tecnología.

En relación con las centrales nucleares, parte de la normativa reguladora de estas instalaciones se encuentra recogida en la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear (la “**Ley sobre Energía Nuclear**”). La Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, modificó la Ley sobre Energía Nuclear para disponer que el titular de la autorización de explotación de una central nuclear sea una única persona jurídica dedicada exclusivamente a la gestión de centrales nucleares, contando con los medios materiales, económico-financieros y personales necesarios, estableciendo igualmente el procedimiento a seguir por los titulares de las centrales nucleares que no cumplieran con dichos requisitos para adaptarse a los mismos, y fijando un plazo para ello.

No obstante, con fecha 4 de octubre de 2014 se ha publicado el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares. En virtud de esta norma, si a la fecha de su entrada en vigor la titularidad de la autorización de explotación de una central nuclear no se hubiera adaptado a lo establecido en la Ley sobre Energía Nuclear, dicha titularidad se entenderá transferida a la entidad que a esa fecha tenga encomendada la explotación de la central nuclear por parte de los titulares de la autorización de explotación, quedando con ello sin efecto los planes de adaptación que, en su caso, se encontraran en tramitación. El citado Real Decreto-ley establece igualmente que, con independencia del régimen de adopción de acuerdos que sea ordinariamente de aplicación al nuevo titular, las decisiones relacionadas con la seguridad nuclear se adoptarán por mayoría simple, así como que, sin perjuicio de la responsabilidad del titular de una central nuclear, la responsabilidad por los daños y perjuicios derivados de su funcionamiento no será exigible a entidades que no sean

copropietarias de la misma ni, en su caso, a sus representantes en los órganos de administración del referido titular.

En relación con la actividad de generación, es preciso 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 todas las instalaciones de generación, incluidas las correspondientes a fuentes renovables, cogeneración y residuos, así como a las de los territorios no peninsulares. 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.

Por último, y en relación con la actividad de generación nuclear, se ha publicado la Ley 12/2014, de Cataluña, de 10 de octubre, del impuesto sobre la emisión de óxidos de nitrógeno a la atmósfera producida por la aviación comercial, del impuesto sobre la emisión de gases y partículas a la atmósfera producida por la industria y del impuesto sobre la producción de energía eléctrica de origen nuclear, y que introduce, entre otros, un impuesto al uso de combustible nuclear para la producción de energía eléctrica por las centrales situadas en la Comunidad Autónoma de Cataluña, de aplicación a partir del 1 de noviembre de 2014.

(A).1.5 Régimen retributivo de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos

La Ley del Sector Eléctrico ha modificado también el régimen aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos. El nuevo régimen retributivo, adicional a la retribución por venta de energía eléctrica en el mercado de producción, estará compuesto por una retribución por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía en el mercado y un término de 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. En cualquier caso

el régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a estas instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que permita obtener una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo en cada caso aplicable. Esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. De acuerdo con la Ley del Sector Eléctrico, para el primer periodo regulatorio (que finaliza el 31 de diciembre de 2019) se tomará la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del RDL 9/2013, si bien para las instalaciones existentes será la media durante los diez años anteriores a la entrada en vigor de dicho Real Decreto-ley. Por su parte, el diferencial ha sido fijado por la citada Ley en 300 puntos básicos para el primer periodo regulatorio, que abarca hasta el 31 de diciembre de 2019. Reglas específicas aplican a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos de los territorios no peninsulares.

Con fecha 10 de junio se publicó en el *Boletín Oficial del Estado* el Real Decreto 413/2014, que desarrolla los criterios específicos del nuevo sistema de retribución para estas instalaciones tras el RDL 9/2013. 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 se establece un incentivo a la inversión por reducción de los costes de generación.

El 20 de junio se publicó la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos aplicables a las distintas instalaciones tipo definidas por el Ministerio, y en la que se fijan los valores concretos de los costes estándares para cada una de dichas instalaciones tipo.

Finalmente, el 5 de agosto se publicó en el *Boletín Oficial del Estado* 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.

(A).1.6 Suministro de energía eléctrica

Los consumidores pueden adquirir directamente su energía en el mercado de producción (en cuyo caso se denominan consumidores directos en mercado) o a través de los comercializadores (que son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional).

Determinados consumidores tienen derecho a contratar el suministro al PVPC actuando como precio máximo que pueden cobrar los comercializadores de referencia (comercializadores designados reglamentariamente para el suministro a determinados clientes con derecho al PVPC). Para los consumidores vulnerables y aquellos que no dispongan transitoriamente de un contrato de suministro en vigor con un

comercializador en el mercado libre, seguirán siendo de aplicación las tarifas de último recurso, tal y como se regula en los artículos 15 y siguientes del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo. El precio de la TUR que deberán pagar al comercializador de referencia los consumidores vulnerables por la electricidad consumida será el que resulte de aplicar al suministro lo previsto para el cálculo del PVPC descontando un 25% en todos los términos que lo componen. Por su parte, el precio de la TUR para los consumidores sin derecho a acogerse al PVPC, y que transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad, será el que resulte de aplicar para su cálculo de forma aditiva en su estructura los términos previstos en el artículo 17 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

(A).1.7 Retribución de la actividad de distribución

El Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, estableció el régimen retributivo de la distribución de energía eléctrica. El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, introdujo determinadas medidas dirigidas a reducir el déficit de actividades reguladas que inciden, entre otros aspectos, en la retribución de la actividad de distribución. Nuevas medidas fueron introducidas por el RDL 9/2013 y por la Ley del Sector Eléctrico.

En concreto, el RDL 9/2013 establece un régimen para las redes de transporte y la de distribución que establece una retribución homogénea basada en las Obligaciones del Estado a diez años más 200 puntos básicos. No obstante, para el año 2013 y hasta la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-Ley, las retribuciones aprobadas previamente al citado Real Decreto-ley en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, tendrán carácter definitivo, y para el resto del ejercicio 2013 se utilizará como tasa de retribución las Obligaciones del Estado a diez años más 100 puntos básicos.

Con fecha 30 de diciembre se ha publicado 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. El objetivo de la normativa 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. Entre las principales novedades cabe destacar:

- (a) 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 al rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 200 puntos básicos además de la operación y el mantenimiento de los activos.
- (b) Se compensarán 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.

- (c) 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.
- (d) El sobrecoste derivado de normativas autonómicas o locales específicas no será sufragado por la tarifa eléctrica.
- (e) El devengo y 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 por dicho retraso.
- (f) 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 instalación, siempre que esta estuviera prevista y que no sea a cargo del sistema.

(A).1.8 Sistemas Eléctricos de los Territorios no Peninsulares (SENP)

Las actividades de suministro de energía eléctrica que se desarrollan en los territorios no peninsulares de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla (denominados sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares con anterioridad a la Ley del Sector Eléctrico) son objeto de una regulación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial. Esta regulación especial, a la que se refirió la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, fue desarrollada inicialmente mediante el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y por las Órdenes Ministeriales de 30 de marzo de 2006, que desarrollaban el citado Real Decreto. Se establece en todo caso un sistema de despacho técnico y económico gestionado por el operador del sistema, sobre la base del orden de mérito económico de los costes variables establecidos para las distintas instalaciones.

El elemento principal del ordenamiento regulatorio de los sistemas no peninsulares es que la producción de electricidad se configura 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 reforma adoptadas durante 2012, el Gobierno introdujo una serie de previsiones que han afectado, entre otros, a la retribución de la actividad de generación en los territorios no peninsulares. En concreto, a través del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, y, más específicamente, el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, se han modificado determinados aspectos concretos de los costes reconocidos de la generación en régimen ordinario de estos sistemas.

En particular, el Real Decreto-ley 13/2012 establece que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo propondrá una revisión del modelo retributivo actual. Asimismo, el Real Decreto-ley 20/2012 estableció las siguientes medidas con efectos a partir del 1 de enero de 2012:

- El diferencial sobre el Bono del Estado a efectos de retribución financiera de la inversión se establece en el 2%.
- Se reducen en un 10% las anualidades de costes de operación y mantenimiento de naturaleza fija.
- Se elimina la retribución de los gastos de naturaleza recurrente.

Finalmente, el Real Decreto-ley 20/2012 establece que la revisión que, en su caso, resulte de las disposiciones de desarrollo del Real Decreto-ley 13/2012 en relación con los costes fijos y variables de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y no peninsulares será de aplicación a partir del 1 de enero de 2012.

Asimismo, con fecha 30 de octubre de 2013 se publicó en el *Boletín Oficial del Estado* 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 (SENP), siendo los principales aspectos en ella contenidos los siguientes:

- (a) 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 estos sistemas, incluso si se superan los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de demanda.
- (b) Salvo en determinadas excepciones, no se reconocerá este régimen a nuevas instalaciones en estos sistemas, 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.
- (c) La titularidad de instalaciones de generación de bombeo 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 al 1 de marzo de 2013 tuvieran otorgada concesión de aprovechamiento hidroeléctrico 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.
- (d) La titularidad de las plantas de regasificación corresponderá exclusivamente al gestor técnico del sistema, debiendo transmitirse las instalaciones afectadas en el plazo de seis meses, a precio de mercado.
- (e) 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.

- (f) 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.
- (g) Se contempla la posibilidad de reducción de la retribución de las instalaciones de estos sistemas en casos de reducción sustancial de disponibilidad de las mismas, de la seguridad de suministro o de los índices de calidad de suministro imputables a instalaciones de generación. Se refuerza además la posibilidad de intervención del Gobierno en el sistema eléctrico para garantizar el suministro ante situaciones de riesgo.

Adicionalmente, dentro de las medidas de reforma energética de julio de 2013 que se describen con posterioridad, se han aprobado nuevas disposiciones que afectan, entre otros, a esta actividad, estando en tramitación un nuevo Real Decreto.

Esta propuesta de Real Decreto establece un esquema similar al actual, 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, modificándose determinados aspectos con la finalidad de mejorar la eficiencia del sistema. La metodología planteada sería de aplicación desde su entrada en vigor, contemplándose un periodo transitorio desde el 1 de enero de 2012.

De conformidad con la Ley del Sector Eléctrico, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Para el primer periodo regulatorio, que se extiende hasta el 31 de diciembre de 2019, dicha tasa se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos.

Con fecha 4 de julio de 2014 se ha recibido una nueva propuesta de este Real Decreto que introduce nuevos elementos una vez fueron publicadas la Ley 17/2013 y la Ley del Sector Eléctrico, antes citadas, que este Real Decreto desarrolla.

Por otro lado, la reforma energética de julio de 2013 modificó el esquema de financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, de modo que las compensaciones del ejercicio 2013 se financiarán en su totalidad con cargo a los peajes de acceso de dicho ejercicio, y las compensaciones de cada ejercicio que se devenguen a partir del 1 de enero de 2014 serán cubiertas en un 50% por los Presupuestos Generales del Estado del propio ejercicio. El 23 de agosto de 2014 se publicó el Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

(A).1.9 Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)

Con fecha 29 de marzo de 2014 se ha publicado el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los PVPC de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, que contempla la metodología de cálculo del PVPC a partir del 1 de abril de 2014, y cuyos principales aspectos son los siguientes:

- (a) Se calcularán, incluyendo de forma aditiva el coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y cargos que correspondan y los costes de comercialización.
- (b) El coste de producción de la energía a utilizar en el cálculo del PVPC será el precio horario del mercado diario e intradiario en el periodo de facturación, al que habrá que adicionar los servicios de ajuste así como otros costes asociados al suministro, tales como los costes de los mecanismos de capacidad, la financiación del servicio de interrumpibilidad y los pagos por la financiación del operador del sistema y el operador del mercado.
- (c) Si se dispone de contadores con telegestión integrados en el sistema eléctrico, se aplicará el precio horario al consumo horario real, mientras que, en caso contrario, se utilizará un perfil publicado por el operador del sistema.
- (d) Este nuevo mecanismo será de aplicación desde el 1 de abril de 2014, teniendo los comercializadores de referencia hasta el 1 de julio para adaptar sus sistemas, debiendo proceder posteriormente a regularizar las facturaciones efectuadas por los consumos realizados desde el 1 de abril. Igualmente se regularizará la diferencia con el precio provisional establecido para el primer trimestre de 2014 por el Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre.
- (e) Se establece igualmente que, en el plazo de dos meses desde su publicación, la 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 telemida de todos los contadores de telegestión instalados.
- (f) Alternativamente los comercializadores de referencia estarán obligados a realizar una oferta a los clientes con derecho a PVPC en forma de un precio fijo para el plazo de un año, oferta que estará vigente durante al menos un mes y será uniforme en toda España.

(A).1.10 Bono Social

Aquellos clientes que cumplen con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se establezcan reglamentariamente, tendrán derecho al denominado bono social. 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 bono social cubrirá la diferencia entre el valor del PVPC y un valor base, que se denominará TUR.

De conformidad con el RDL 9/2013, de 12 de julio, la financiación del bono social para consumidores vulnerables se establece como obligación de servicio público a las matrices de las sociedades o grupos de sociedades que realicen simultáneamente actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica, en 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 CNMC calculará anualmente ese porcentaje, sin perjuicio de su aprobación mediante Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Hasta que se publique la disposición que desarrolle el nuevo mecanismo de financiación, el reparto del coste del bono social se continuará incluyendo como coste del sistema eléctrico a financiar con cargo a los peajes de acceso.

Mediante la Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, se han fijado los porcentajes de reparto de las cantidades a soportar relativas al bono social de 2014, correspondiendo a ENDESA un 41,61%.

Por otro lado, el Real Decreto 216/2014, antes indicado, ha establecido que el bono social será equivalente a un descuento del 25% sobre el PVPC.

(A).1.11 Sistema de Obligaciones de Eficiencia Energética

El Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, establece un sistema de obligaciones en materia de eficiencia energética para las empresas comercializadoras de gas y electricidad, para los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y para los operadores de gases licuados del petróleo al por mayor, a partir de la entrada en vigor del mismo, que transpone la Directiva 2012/27/UE, de Eficiencia Energética. El artículo 7 de la Directiva determina que cada Estado miembro establecerá un sistema de obligaciones de eficiencia energética, en cuya virtud los distribuidores y/o comercializadores de energía quedarán obligados a alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado, mediante la consecución anual a partir del año 2014 de un ahorro equivalente al 1,5% de sus ventas finales anuales de energía (dado que, en España, los distribuidores de energía no realizan labores de comercialización, son los comercializadores los sujetos obligados). Por otra parte, el artículo 20 de la Directiva permite a los Estados miembros crear un Fondo Nacional de Eficiencia Energética, como respaldo de las iniciativas nacionales de eficiencia energética.

De acuerdo con ello, el Real Decreto-ley 8/2014 establece que anualmente se definirá mediante Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo un objetivo de ahorro anual y la cuota sobre el mismo correspondiente a cada sujeto obligado en función de sus ventas finales de energía del año n-2, así como la equivalencia financiera para el cálculo de la cuantía equivalente a la de las inversiones necesarias para el cumplimiento de dichas obligaciones mediante su contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Alternativamente, y en los términos que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno, se podrá establecer un mecanismo de acreditación de la consecución de una cantidad de ahorro energético equivalente al cumplimiento de las obligaciones del sistema. Este mecanismo se basará en la presentación de Certificados

de Ahorro Energético (CAE) negociables, que resulten de la realización de las actuaciones de eficiencia energética que se definan en un catálogo y que cumplan con los requisitos y condiciones que en dicho catálogo se establezcan, cuya gestión corresponderá al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

El periodo de duración del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética comprenderá desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley, es decir, el 5 de julio de 2014, hasta el 31 de diciembre de 2020.

En el caso de ENDESA, el Real Decreto-ley establece una obligación de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética correspondiente a 2014, y desde el 5 de julio de 2014, que asciende a 14 millones de euros.

(A).1.12 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Con fecha 5 de junio de 2013 se publicó en el *Boletín Oficial del Estado* la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (tal y como se ha definido anteriormente, la CNMC), por medio de la cual se agrupan en este único ente otros organismos reguladores preexistentes, en concreto: la Comisión Nacional de Energía (“CNE”), la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones (“CMT”), la Comisión Nacional de la Competencia (“CNC”), el Comité de Regulación Ferroviaria, la Comisión Nacional del Sector Postal, la Comisión de Regulación Económica Aeroportuaria y el Consejo Estatal de Medios Audiovisuales.

De este modo, el Gobierno persigue que las funciones de supervisión regulatoria y de defensa de la competencia se integren en una única institución, al objeto de que se simplifiquen estructuras y se maximicen economías de escala.

Esta Comisión se configura como un organismo público, con personalidad jurídica propia y plena independencia del Gobierno, de las Administraciones Públicas y de los agentes del mercado. Está adscrita al Ministerio de Economía y Competitividad, sin perjuicio de su relación con los otros Ministerios competentes por razón de la materia en el ejercicio de sus funciones.

El Consejo de la CNMC se compone de diez miembros con un mandato de seis años improrrogables, incluyendo un Presidente y un Vicepresidente, siendo los miembros nombrados por el Gobierno, a propuesta del Ministro de Economía y Competitividad, previa comparecencia de la persona propuesta ante la Comisión de Economía y Competitividad del Congreso. Asimismo, se ha reconocido al Congreso capacidad de veto, que deberá ser ejercida por mayoría absoluta de la Comisión correspondiente.

El Consejo consta de dos salas, una dedicada a temas de competencia, presidida por el Presidente, y otra dedicada a Supervisión Regulatoria, presidida por el Vicepresidente. Cada sala está compuesta por cinco miembros cuya composición será rotatoria.

Como se ha indicado anteriormente, la nueva CNMC asume las funciones hasta ahora desarrolladas por la CNE, si bien parte de dichas funciones han pasado a ser realizadas directamente por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, tales como la liquidación de los costes del Sistema Eléctrico o aspectos asociados a determinadas inspecciones.

(A).1.13 Garantía del correcto funcionamiento del sistema

Operación del sistema

El operador del sistema (REE) tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

Operación del mercado

El operador del mercado (Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo España, S.A. –OMEL-) asume la gestión del sistema de ofertas y compraventa de energía eléctrica en el mercado diario.

(A).1.14 Régimen de comunicación de determinadas adquisiciones

La Ley 3/2013 de creación de la CNMC, ha modificado el régimen vigente hasta entonces que preveía la autorización de determinadas tomas de participación en el sector eléctrico y ha establecido un procedimiento de comunicación al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en los 15 días siguientes a la ejecución de la operación de que se trate.

En concreto, en el nuevo esquema el Ministerio de Industria, Energía y Turismo conocerá de las siguientes operaciones:

- (a) Tomas de participación en sociedades o por parte de sociedades que:
 - (i) Desarrollen actividades que tengan la consideración de reguladas tanto en el sector eléctrico como el gasista, la operación en el mercado de energía eléctrica, actividades en los sistemas eléctricos insulares y no peninsulares, la gestión técnica del sistema gasista o actividades en el sector de hidrocarburos, tales como refino de petróleo, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos.
 - (ii) Sean titulares de activos regulados o estratégicos considerados infraestructuras críticas (en cualquier caso, se consideran estratégicas las centrales nucleares, térmicas de carbón de carbón nacional de especial relevancia, refinerías de petróleo, oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos).
- (b) Adquisición de los activos indicados en el punto (a)(ii).

A este respecto, y en el plazo de 15 días, deberán comunicarse a la Secretaría de Estado de Energía (transitoriamente y hasta que esta asuma la función, a la CNMC):

- (a) Las tomas de participación directas o indirectas, por parte de las sociedades que realicen las actividades indicadas en el punto (a).(i) anterior, de otras sociedades o activos de cualquier naturaleza que por su valor o circunstancia tengan un impacto relevante o influencia significativa en el desarrollo de sus actividades. Si el Ministerio considera que existe amenaza real y suficientemente grave para la garantía de suministro, podrá establecer condiciones y obligaciones específicas.

- (b) Las tomas de participación en un porcentaje que conceda una influencia significativa en la gestión en las sociedades que directa o indirectamente realicen las actividades o posean los activos referidos en los apartados (a).(i) y (ii) y (b) anteriores. Si el comprador no es miembro de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo, y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo considera que existe amenaza real y suficientemente grave para la garantía de suministro, podrá establecer condiciones y obligaciones específicas.
- (c) Aquellas modificaciones que aisladamente o en su conjunto puedan suponer un cambio significativo en la participación.

En el caso de operaciones sobre los gestores de red de transporte de electricidad o de gas, incluyendo los gestores de red independientes, se estará también a lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico y la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada, entre otras, por la Ley 12/2007, de 2 de julio (la “LSH”) en cuanto a los principios de separación jurídica y patrimonial y limitaciones en su participación y derechos de voto.

(A).2. Funcionamiento del sector gasista español

La regulación del sistema gasista español se recoge básicamente en la LSH.

Al igual que en el sector eléctrico, la LSH distingue entre actividades reguladas (regasificación, almacenamiento, transporte y distribución) y actividades no reguladas (comercialización y aprovisionamiento). En cuanto a la separación de actividades, la LSH prevé también una separación jurídica entre actividades liberalizadas y reguladas, y contable dentro de las propias actividades reguladas, así como separación funcional. Estas medidas se han visto reforzadas con la transposición de la Directiva 2009/73/CE, que establece medidas adicionales de separación en la gestión de la red de transporte.

El sistema gasista está integrado por las siguientes actividades:

(A).2.1. Transporte

La actividad de transporte consiste en la construcción, operación y mantenimiento de las plantas de regasificación, gasoductos de transporte e instalaciones de almacenamiento de la red básica. La red de transporte puede también subdividirse en:

- (a) Red básica:
 - Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión. Se considerarán como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares, diferenciándose entre:
 - Red troncal: Gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.
 - Red de influencia local: Gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.

- Las plantas de regasificación de gas natural licuado (“GNL”) que puedan abastecer el sistema gasista y las plantas de licuefacción de gas natural.
- Los almacenamientos básicos de gas natural, que puedan abastecer el sistema gasista.

(b) Transporte secundario:

Las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares.

(A).2.2. *Distribución*

Los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo. Los distribuidores también podrán construir, mantener y operar instalaciones de la red de transporte secundario, debiendo llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de ambas actividades.

(A).2.3. *Suministro*

El suministro de gas es una actividad no regulada. Comprende la compra de gas natural de productores o de otros comercializadores y su venta a los consumidores o a otros comercializadores: (i) a precios de mercado; o (ii) para ciertos consumidores a tarifas de último recurso.

Los comercializadores son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales. Asimismo, son comercializadores las sociedades mercantiles que realicen la venta de GNL a otros comercializadores dentro del sistema gasista o a consumidores finales.

(A).2.4. *Gestión técnica del sistema*

El gestor técnico del sistema será responsable de la operación y de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario, y garantizará la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Enagás GTS, S.A.U. es el gestor técnico del sistema.

(A).2.5. *Reforma del sector del gas natural: Real Decreto-ley 8/2014, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*

El Consejo de Ministros de 4 de julio de 2014 aprobó el Real Decreto-ley 8/2014, que ha sido publicado con fecha 5 de julio, y que, entre otros aspectos, incluye la reforma del régimen retributivo del sistema del gas, con el objetivo de diseñar un sistema económicamente sostenible que minimice los costes para el consumidor, solucionando el déficit de tarifa del sector gasista y garantizando un sistema económicamente sostenible en el futuro, cuyos principios son los siguientes:

- (a) Reconocimiento del déficit generado hasta el 31 de diciembre de 2014 y pago en 15 años.

- (b) Eliminación del déficit estructural y ajuste de las retribuciones de las actividades reguladas.
- (c) Reglas de sostenibilidad financiera en el sistema para evitar la generación de nuevos déficit.
- (d) Alinear las retribuciones de las actividades a la evolución de la demanda.

(B) Marco legal en Portugal

(B).1. Funcionamiento del sistema eléctrico portugués

Los principios generales de la regulación del sector eléctrico portugués se encuentran en el Decreto-Ley 29/2006, de 15 de febrero, que ha sido posteriormente desarrollado y modificado por diversas disposiciones.

El sistema eléctrico nacional de Portugal incluye las actividades de generación y suministro de electricidad, que se desarrollan en régimen de libre competencia, previa la concesión de las correspondientes licencias, mientras que las actividades de transporte y distribución se desarrollan mediante concesiones exclusivas de servicio público.

El transporte, la distribución y el suministro de último recurso están sujetos a la regulación definida por la Entidad Reguladora dos Serviços Energéticos –ERSE– (regulador del sector energético), que es responsable de la preparación, aprobación y aplicación de las disposiciones y de la fijación de las tarifas y precios asociados al uso de las redes (tarifas de acceso) así como las tarifas para los clientes en el mercado regulado (tarifas del suministrador de último recurso). Para el transporte, distribución y suministro de último recurso, la legislación establece una retribución razonable fijada por ERSE, que permite la solvencia económica y financiera al tiempo que se busca una gestión eficiente.

La generación de electricidad incluye la generación en régimen ordinario y régimen especial. En el régimen ordinario, la electricidad es generada y vendida en régimen de libre competencia, en mercados organizados o mediante contratos bilaterales, con la única sujeción a la obtención de las correspondientes licencias. En el régimen especial, los productores suministran electricidad a la red a través de contratos bilaterales con el suministrador de último recurso, estando sujetos a una regulación específica dirigida a fomentar el uso de recursos renovables endógenos, cogeneración o microgeneración.

En cuanto al suministro, es una actividad libre sujeta únicamente a la obtención de las correspondientes licencias. Los suministradores tienen el derecho de acceso a la red nacional abonando los peajes de acceso establecidos por ERSE. La actividad de último recurso supone obligaciones de servicio público universal.

Respecto a los precios del suministro, en el mercado libre, las tarifas eléctricas se establecen de mutuo acuerdo entre los suministradores y los clientes, mientras que en el mercado regulado las tarifas cargadas por el suministrador de último recurso son fijadas por ERSE. Se contemplan descuentos para los clientes vulnerables.

La crisis económica ha generado una importante presión desde las Autoridades Europeas, lo que se ha traducido en diversos paquetes de reformas regulatorias

adoptadas por la Administración Portuguesa. Entre las medidas se contemplan: (1) eliminación de distorsiones en los precios del Mercado Ibérico de Electricidad (“MIBEL”) por los impuestos establecidos en España por medio de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, a través del pago de una tasa por la energía inyectada en la red (fijada por la Administración portuguesa en 3 €/MWh en punta y 2 €/MWh en valle), (2) incentivos para eficiencia en costes en las regiones autónomas, (3) revisión de la retribución recibida por Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN) por titularidad de terrenos de centrales hidroeléctricas, (4) corrección de las distorsiones en los servicios de ajuste del sistema, y (5) un esquema de contribuciones a realizar por las plantas de carbón al sistema eléctrico nacional.

Adicionalmente, se establece una contribución extraordinaria del sector energético, equivalente a un impuesto del 0,85% sobre los activos materiales e inmateriales, que afecta a los sectores de electricidad, gas y petróleo, contemplándose exenciones, entre ellas, a los ciclos combinados con menos de 2.000 horas de utilización anual, centrales hidroeléctricas de menos de 20 MW, parques eólicos, así como plantas con licencias que hayan sido obtenidas a través de un proceso de subastas o consultas.

(B).2. Funcionamiento del sistema gasista portugués

Los principios básicos de la organización y operativa del sistema nacional portugués de gas natural se establecieron en el Decreto-Ley 30/2006 de 15 de febrero, que fue posteriormente desarrollado por el Decreto-Ley 140/2006 de 26 de julio, que ha establecido las bases generales aplicables a las distintas actividades. Posteriormente, el Decreto-Ley 231/2012, de 26 de octubre, ha introducido las modificaciones necesarias para incorporar la Directiva 2009/73/CE, de 13 de julio.

El sistema de gas natural incluye las actividades de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL, almacenamiento subterráneo de gas natural, transporte y distribución de gas natural, suministro de gas natural, operación de los mercados de gas y operaciones logísticas para el cambio de suministrador, de acuerdo con lo establecido en el Decreto-Ley 30/2006, antes indicado.

Portugal no tiene recursos propios de gas natural, y el suministro se realiza a través de gasoductos, en estado gaseoso, o en forma de GNL a través de la planta de regasificación de Sines (la única planta de regasificación del país).

El suministro de gas puede ser realizado en el mercado libre, mediante contratos suscritos con comercializadores libres, y en el mercado regulado, a través de los suministradores de último recurso.

Desde el 1 de enero de 2013, los precios de suministro minorista publicados por el regulador portugués (ERSE) tienen carácter transitorio, pudiendo ser modificados trimestralmente. Este periodo transitorio ha finalizado o finalizará en las siguientes fechas: (i) el 30 de junio de 2014 para los clientes con un consumo anual superior a 10.000 m³ (si bien se han mantenido las tarifas transitorias para los clientes suministrados por comercializadores de último recurso); (ii) el 31 de diciembre de 2014 para los clientes con un consumo entre 500 y 10.000 m³; y (iii) el 31 de diciembre de 2015 para los clientes con consumo igual o inferior a 500 m³.

(C) Marco legal en Europa

(C).1. Novedades regulatorias en Europa

En el ámbito europeo, a lo largo del año 2013 se intensificó la actividad regulatoria relacionada con los mercados de energía, en concreto la relacionada con la negociación de materias primas (*commodities*) y productos financieros derivados. Esto se debió, por un lado, a los desarrollos e implementación de la regulación aprobada en los años anteriores (REMIT y EMIR) y, por otro lado, a la regulación aprobada este año en virtud de la Directiva MIFID II.

Se ha seguido avanzando en el proyecto de integración de los mercados eléctricos y gasistas a nivel europeo.

A finales de 2013 se abrió para la consulta una nueva propuesta de directrices sobre ayudas del Estado para renovables y pagos por capacidad, que privilegia el uso de procedimientos de mercado para alcanzar la máxima eficacia e introduce diversos criterios orientados a mejorar los esquemas actuales y hacer posible la revisión del diseño de mercado con la introducción de esquemas de remuneración de la capacidad. Estas directrices fueron adoptadas en abril de 2014 y han sido publicadas en el Diario Oficial de las Comunidades Europeas el 28 de junio de 2014, siendo de aplicación desde el 1 de julio de 2014.

(C).2. Sistema de comercio de emisiones de CO₂

Hasta 2012, el marco europeo se regía por el Protocolo de Kioto iniciado en 2008 junto a la segunda fase del comercio de derechos de emisión. El esquema europeo de comercio de derechos de emisión se articula a través de los Planes Nacionales de Asignación (“PNA”).

En España, el PNA de derechos de emisión de gases de efecto invernadero 2008-2012 (“PNA 2008-2012”) se aprobó mediante el Real Decreto 1402/2007, de 29 de octubre, que modifica el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre. El PNA 2008-2012:

- (a) establece el volumen del total de los derechos que se van a asignar a los sectores e instalaciones afectadas por la Ley 1/2005, de 9 de marzo, entre ellos al sector eléctrico;
- (b) define y describe las metodologías de reparto de estas asignaciones sectoriales que se pretenden aplicar para obtener las asignaciones individuales por instalaciones; y
- (c) anuncia y acota el uso de los créditos de carbono procedentes de los proyectos basados en los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto.

La asignación individual de derechos de emisión a las instalaciones incluidas en el PNA 2008-2012 se realizó mediante la Orden PRE/3420/2007, de 14 de noviembre. El PNA 2008-2012 asignó al conjunto de centrales térmicas de ENDESA un total de 24,4 y 23,8 millones de toneladas de CO₂ para los ejercicios 2011 y 2012.

La Ley 1/2005, de 9 de marzo, fue modificada por la Ley 13/2010, de 5 de julio, al efecto de transponer al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, con el fin de revisar en

profundidad el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión y regularlo para periodos posteriores al 31 de diciembre de 2012.

Con la nueva Ley 13/2010, de 5 de julio, a partir del año 2013 han desaparecido los Planes Nacionales de Asignación adoptándose un enfoque comunitario tanto en la determinación del volumen total de derechos de emisión, como en la metodología para asignar dichos derechos. En el caso concreto del sector eléctrico, la asignación de derechos de emisión ya no es gratuita sino que se realiza mediante la modalidad de subasta, de acuerdo a lo establecido en la normativa comunitaria.

Anualmente, las empresas afectadas por el sistema de comercio de emisiones han de entregar los derechos de emisión de CO₂ equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio. A tales efectos, se articula un registro específico (Registro Nacional de Derechos de Emisión -RENADE-), en el que se registran las emisiones realizadas, las asignaciones gratuitas que en su caso hayan sido asignadas y el resto de derechos entregados por las empresas afectadas.

Para cumplir con las obligaciones de presentación de derechos de emisión de CO₂, las empresas pueden utilizar las siguientes vías:

- Mercado primario (subastas de derechos de emisión realizadas por la Plataforma Europea, iniciadas a finales de 2012).
- Mercado secundario de derechos de emisión.
- Créditos derivados de los proyectos internacionales de reducción de emisiones mediante Mecanismos de Desarrollo Limpio (*CERs –Certified Emissions Reductions-*) o Acción Conjunta (*ERUs –Emission Reduction Units-*).

Igualmente, y como se ha indicado anteriormente, hasta el año 2012, parte de los derechos eran asignados gratuitamente en virtud de los Planes Nacionales de Asignación aprobados.

(C).2. Directiva de Emisiones Industriales

La Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) (la “**Directiva de Emisiones Industriales**” o “**DEI**”), tiene por objeto prevenir y controlar la contaminación de las actividades industriales y limitar la generación de residuos con el fin de proteger el medio ambiente de forma integral. Específicamente, y con la finalidad de garantizar la prevención y el control integrados de la contaminación, la Directiva establece que cada instalación solo podrá operar si dispone un permiso. El permiso incluirá todas las medidas necesarias para conseguir un alto nivel de protección del medio ambiente en su conjunto y para asegurar que la explotación de la instalación se efectúe de acuerdo con los principios generales aplicables a las obligaciones fundamentales del titular. El permiso también incluirá valores límite de emisión para las sustancias contaminantes, o parámetros equivalentes o medidas técnicas, requisitos adecuados para la protección del suelo y las aguas subterráneas y requisitos para el control. Las condiciones del permiso se fijarán basándose en las mejores técnicas disponibles.

La DEI fue publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea el 17 de diciembre de 2010, entrando en vigor el 6 de enero de 2011, y ha sido transpuesta al ordenamiento jurídico español a través de la Ley 5/2013, de 11 de junio, y el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre.

La DEI es de aplicación a todas las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 50 MWth, estableciendo límites de emisión para las emisiones de dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas. Afecta a todas las instalaciones térmicas de ENDESA.

Los nuevos requerimientos han de ser alcanzados antes de enero de 2016, si bien la DEI establece diferentes mecanismos de flexibilidad para permitir una adaptación progresiva de las instalaciones existentes a los nuevos valores límites de emisión. A este respecto, la DEI introduce la posibilidad de un Plan Nacional Transitorio (PNT) que fijará, para cada uno de los agentes contaminantes que cubre, un límite máximo de las emisiones totales anuales para todas las instalaciones cubiertas por el citado plan, entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2020. Por tanto, si bien a partir del 1 de julio de 2020 las instalaciones incluidas en el PNT tendrán que cumplir con los nuevos valores límites de emisión, tendrá un período de tiempo para llevar a cabo las inversiones que sean necesarias. La normativa también permite que los titulares de las instalaciones soliciten la denominada excepción por vida útil limitada, de modo que durante el período que va del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2023, dichas instalaciones puedan quedar exentas del cumplimiento de los nuevos valores límite de emisión, comprometiéndose su titular a no hacer funcionar la instalación más de 17.500 horas de funcionamiento en el citado periodo de tiempo.

De acuerdo con la normativa, las decisiones finales en relación con el cumplimiento de la DEI (inclusión en el PNT o aplicación de la excepción por vida útil limitada) tendrán que ser comunicadas antes del 1 de octubre de 2015.

5.1.5 Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor

A continuación se muestra un detalle de los acontecimientos cronológicos más importantes en el desarrollo de la actividad de ENDESA:

1944	Creación de ENDESA el 18 de noviembre.
1958	Los títulos comienzan a cotizar en las Bolsas Españolas.
1983	Constitución del Grupo ENDESA con la adquisición de las acciones propiedad del Instituto Nacional de Industria en Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana, S.A., Gas y Electricidad, S.A., Unión Eléctrica de Canarias, S.A. y Empresa Carbonífera del Sur, S.A.
1985	Firma del Acuerdo de Intercambio de Activos Eléctricos en el campo hidroeléctrico y nuclear.
1988	OPV de ENDESA, en la que el Estado reduce su participación al 75,6% de las acciones. Los títulos comienzan a cotizar en la Bolsa de Nueva York.

1991	Adquisición del 87,6% de Electra de Viesgo, S.L., 40% de Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A., 33,5% de Compañía Sevillana de Electricidad, S.A. y 24,9% de Saltos del Nansa, S.A.
1993	Protocolo de intenciones de las compañías del Grupo sobre intercambio complementario de activos.
1994	OPV de ENDESA por la que el Estado reduce su participación al 66,89% de las acciones.
1996	Aumento de las participaciones en Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A. y Compañía Sevillana de Electricidad, S.A. hasta el 75% del capital. Firma del Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional a partir del 1 de enero de 1998.
1997	OPV de un 25% del capital de ENDESA por la que el Estado reduce su participación al 41,89% de las acciones. Adquisición del 31,9% de Enersis
1998	OPV del 33% del capital de ENDESA por la que el Estado reduce su participación al 3,27% de las acciones. Reducción del 8,19% del capital de ENDESA.
1999	ENDESA completa su consolidación corporativa mediante la incorporación de los accionistas minoritarios de sus participadas eléctricas en España al capital de ENDESA. Las sociedades fusionadas fueron Compañía Sevillana de Electricidad, S.A., Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A., Empresa Hidroeléctrica del Ribagorzana, S.A., Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A., Gas y Electricidad, S.A., Unión Eléctrica de Canarias, S.A., Electra de Viesgo, S.L. y Saltos del Nansa, S.A. Las respectivas Juntas Generales aprueban la fusión el 28 de abril. ENDESA adquiere un 32% complementario de Enersis y se convierte en accionista de control del grupo iberoamericano. Enersis adquiere un 35% de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y se convierte en accionista de control.
2000	Constitución del <i>holding</i> de telecomunicaciones Auna, en el que la participación de ENDESA es del 27,8%. Comienzo de la cotización de las acciones de ENDESA en la Bolsa “ <i>Off Shore</i> ” de Santiago de Chile.
2001	Adquisición del 30% del capital de la sociedad francesa Societé Nationale D’électricité et de Thermique, S.A. Adjudicación del 100% del capital social de la generadora italiana Elettrogen,

	S.p.A. al consorcio liderado por ENDESA. Venta del 100% del capital social de Electra de Viesgo, S.L. a ENEL.
2003	Venta de la red peninsular de transporte a REE.
2004	Aumento de la participación en la generadora italiana Elettrogen, S.p.A. hasta el 85%. Aumento de la participación en Societé Nationale D'électricité et de Thermique, S.A. hasta el 65%.
2005	Venta de la participación en Auna Operadores de Telecomunicaciones, S.A. y Smartcom, S.A.
2007	ENEL y Acciona, S.A. lanzan una Oferta Pública de Adquisición (OPA) sobre la totalidad del capital de ENDESA (11 de abril de 2007). A 31 de diciembre de 2007 ENEL, S.p.A., a través de EEE, posee un 67,053% del capital de ENDESA y Acciona, S.A. un 25,01%.
2008	ENEL, Acciona, S.A. y E.On AG alcanzan un acuerdo sobre el proceso de venta de activos de ENDESA a E.On AG.
2009	Compra por parte de ENEL a Acciona, S.A. del 25% del capital social de ENDESA de la que aquella es titular. Venta de determinados activos de generación eólica e hidroeléctrica de ENDESA a Acciona, S.A.
2010	Integración de las actividades de ENDESA y ENEL en el ámbito de las energías renovables en España y Portugal. Venta de la participación del 50,01% en ENDESA Hellas Power Generation and Supplies, S.A. (Grecia). Venta de la red de transporte y distribución de gas (80%). Venta de los activos integrantes de la red de transporte de energía eléctrica titularidad de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.
2011	Ventas de las participaciones del 100% en Compañía Americana de Multiservicios, Ltda. y Synapsis Soluciones y Servicios IT, Ltda. Venta de la actividad de sistemas y telecomunicaciones a Enel Energy Europe, S.L.U. (tal y como se ha definido anteriormente, EEE).
2012	Venta del 100% de ENDESA Ireland Limited. Venta del 47% de la participación en la sociedad distribuidora de gas Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A. y del 40% de la participación en la

	sociedad transportista de gas Gas Extremadura Transportista, S.L.
	Venta del 12% de la participación en la sociedad Medgaz, S.A.
2013	Ampliación de capital en Enersis, en virtud de la cual ENDESA aportó a Enersis todas las participaciones directas en sociedades situadas en Latinoamérica. Venta de la red de transporte y distribución de gas (20% restante de la participación vendida en 2010).
	OPA sobre Companhia Energética do Ceará, S.A. (Brasil). Adquisición de un 50% adicional de la sociedad de generación chilena Inversiones GasAtacama Holding Ltda. Adquisición de un 39% adicional de la sociedad holding peruana Generandes Perú, S.A.
2014	Transmisión del Negocio en Latinoamérica mediante la venta a ENEL, a través de EEE, de (i) el 100% de las acciones de ENDESA Latam (sociedad que es, a su vez, propietaria de un 40,32% del capital social de Enersis); y (ii) el 20,3% de las acciones de Enersis titularidad directa de ENDESA, por un importe de 8.252,9 millones de euros. Pago de Dividendos: (i) dividendo extraordinario con cargo a reservas por importe de 8.253 millones de euros; y (ii) dividendo a cuenta del ejercicio 2014 por importe de 6.353 millones de euros.

5.2 Inversiones

5.2.1 Descripción, (incluida la cantidad) de las principales inversiones del emisor en cada ejercicio para el periodo cubierto por la información financiera histórica hasta la fecha del documento de registro

Inversiones realizadas durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013

A continuación, se detallan las inversiones realizadas por ENDESA durante los ejercicios 2011, 2012, 2013 y septiembre de 2014. Se hace constar que las menciones al Negocio en Latinoamérica se refieren a la parte del negocio de ENDESA que ha sido transmitido con fecha 23 de octubre de 2014 y que, por tanto, ya no forma parte del Grupo ENDESA.

31 de Diciembre de 2011				
Millones de Euros				
	Materiales, Inmateriales e Inmobiliarias ⁽¹⁾	Financieras	TOTAL	% Var. 2010
España y Portugal	1.399	96	1.495	(32,4)
<i>*Latinoamérica</i>	<i>1.159</i>	<i>172</i>	<i>1.331</i>	<i>11,2</i>
TOTAL ⁽²⁾	2.558	268	2.826	(17,1)

⁽¹⁾ Excluyendo los derechos de emisión de CO₂, CERs y ERUs, por importe de 1.197 millones de euros.

- (2) No incluye inversiones en activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas por importe de 101 millones de euros.

31 de Diciembre de 2012

	Millones de Euros			% Var. 2011
	Materiales, Inmateriales e Inmobiliarias ⁽¹⁾	Financieras	TOTAL	
España y Portugal	1.367	46	1.413	(5,5)
<i>*Latinoamérica</i>	<i>1.191</i>	<i>123</i>	<i>1.314</i>	<i>(1,3)</i>
TOTAL ⁽²⁾	2.558	169	2.727	(3,5)

(1) Excluyendo los derechos de emisión de CO₂, CERs y ERUs por importe de 891 millones de euros.

(2) No incluye inversiones en activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas por importe de 73 millones de euros, ni la adquisición de la cartera de clientes de gas en la Comunidad de Madrid por importe de 34 millones de euros.

31 de Diciembre de 2013

	Millones de Euros			% Var. 2012
	Materiales, Inmateriales e Inmobiliarias ⁽¹⁾	Financieras	TOTAL	
España y Portugal	876	5 7	933	(34,0)
<i>*Latinoamérica</i>	<i>1.377</i>	<i>148</i>	<i>1.525</i>	<i>16,1</i>
TOTAL	2.253	205	2.458	(9,9)

(1) Excluyendo los derechos de emisión de CO₂, CERs y ERUs por importe de 186 millones de euros.

30 de Septiembre de 2014

	Millones de Euros			% Var. 2013
	Materiales, Inmateriales e Inmobiliarias ⁽¹⁾	Financieras	TOTAL	
España y Portugal	534	87	621	16,1
<i>*Latinoamérica ⁽²⁾</i>	<i>666</i>	<i>99</i>	<i>765</i>	<i>(16,9)</i>
TOTAL	1.200	186	1.386	(4,8)

(1) Excluyendo los derechos de emisión de CO₂, CERs y ERUs por importe de 10 millones de euros y el alta de inmovilizado en curso por importe de 121 millones de euros por la obligación de adquisición de terrenos a Josel, S.L. de acuerdo con la sentencia del Tribunal Supremo (véase apartado 20.8).

(2) Corresponde a inversiones realizadas hasta el 31 de julio de 2014, fecha en que se materializó el traspaso de las sociedades de ENDESA objeto de la Desinversión en Latinoamérica (véase apartado 3.0 de este Documento de Registro) al epígrafe de “Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas” del Estado de Situación Financiera Consolidado. Las inversiones realizadas desde el 31 de julio de 2014 hasta el 30 de septiembre de 2014 han ascendido a 323 millones de euros.

El desglose de las inversiones materiales, inmateriales e inmobiliarias del segmento de España y Portugal en los ejercicios 2011, 2012 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros			
	2011	2012	2013	30 de Septiembre de 2014
Total inversiones según memoria	1.399	1.367	876	534
Inversiones materiales	1.281	1.262	779	477
Generación	474	420	267	165
Distribución y transporte	806	840	509	311
Resto	1	2	3	1
Inversiones inmateriales	115	102	95	57
Sistemas generación / comercialización	32	39	38	21
Sistemas distribución	42	30	28	15
Sistemas corporativos	22,6	30,8	29	10
Patrocinio deportivo	18,4	2,2		11
Inversiones inmobiliarias	3	3	2	-

(A) Inversiones materiales

El desglose de las inversiones materiales del segmento de España y Portugal en los ejercicios 2011, 2012 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros			
	2011	2012	2013	30 de Septiembre de 2014
Generación	474	420	267	165
Proyectos ampliación potencia península	47,7	25,6	4,1	2,8
Mantenimiento peninsular convencional	136,5	167,5	75,4	64,1
Mantenimiento Nuclear	154,3	147,7	127,9	87,9
Proyectos ampliación potencia SEIE	55,8	12,7	12	2,7
Mantenimiento SEIE	79,6	66,5	47,6	7,5
Distribución	806	840	509	311,0
Nuevos suministros / acometidas	594,6	570,2	342,1	200,6
Telegestión / Contadores	111,6	149	88,2	42,7
TREI	67,8	62,1	65,4	67,4
Servicios generales / resto	32	58,7	13,3	0,3

Las inversiones en el negocio de generación de energía se corresponden en 2013, en su mayor parte, con inversiones recurrentes en las plantas. Por lo que respecta al negocio de distribución de energía, las principales inversiones corresponden a extensiones de la red, así como a la optimización del funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio. Asimismo, las inversiones en el negocio de distribución incluyen la instalación masiva de contadores inteligentes de telegestión y los sistemas para su operación.

Por lo que respecta al negocio de generación, el menor volumen de inversión en el año 2012 frente al año 2011 se debe a la finalización de varios proyectos de ampliación de capacidad,

tanto en la Península Ibérica (básicamente Tejo 2 y Besós 5) como en las islas (Granadilla 2 e Ibiza 6 y 7), mientras que la reducción sufrida en el año 2013 con respecto a 2012 obedece a la finalización de ciertas inversiones en seguridad exigidas por la normativa en relación con las centrales nucleares (*stress-test*) y, por último, a la finalización de inversiones en mantenimiento predictivo, revisiones y reposición de equipos en centrales térmicas convencionales e hidroeléctricas.

La reducción de las inversiones en el negocio de distribución desarrolladas en 2013 frente al año 2012 responde, principalmente, al menor número de nuevas conexiones por el descenso de actividad en el sector de la construcción, así como, en menor medida, a un efecto de calendario en el proyecto de telegestión (que preveía una inversión puntual en el año 2012 vinculada al cumplimiento de un hito intermedio del proyecto).

(B) Inversiones inmateriales, inmobiliarias y financieras

Las inversiones inmateriales realizadas durante los últimos ejercicios corresponden, únicamente, a aplicaciones informáticas y actividades de patrocinio. Las inversiones inmobiliarias, por su lado, se han realizado con el fin de llevar a cabo las tareas de adecuación de espacios necesarias para cumplir la normativa vigente. Por último, las inversiones financieras realizadas en España y Portugal se corresponden, fundamentalmente, con fianzas y depósitos recibidos de clientes en España en el momento de la contratación, como garantía del suministro eléctrico. Para mayor detalle sobre el inmovilizado material y la evolución de las provisiones por deterioro, véase la sección de inmovilizado material del apartado 20.1 (A) (*Explicación sobre las partidas del Estado de Situación Financiera de España y Portugal*).

Desinversiones en sociedades

- El 24 de febrero de 2011 se formalizó la operación de venta por parte de Enersis a Graña y Montero S.A.A. de los activos integrados en ENDESA cuya cabecera es la sociedad chilena Compañía Americana de Multiservicios, Ltda. El precio de venta acordado para la venta de esta sociedad ascendió a 14 millones de euros (20 millones de dólares estadounidenses), que, debido a un ajuste de precio, quedó establecido en 10 millones de euros (14 millones de dólares estadounidenses), habiéndose materializado un resultado bruto positivo de 8 millones de euros.
- El 1 de marzo de 2011 se formalizó la venta por parte de Enersis a Riverwood Capital L.P. de los activos integrados en ENDESA cuya cabecera es la sociedad chilena Synapsis Soluciones y Servicios IT, Ltda. El importe de la transacción ascendió a 37 millones de euros (52 millones de dólares estadounidenses), obteniéndose un resultado bruto positivo de 5 millones de euros.
- Con fecha 30 de marzo de 2011, ENDESA formalizó un acuerdo con su accionista de control EEE para la cesión a éste último de la rama de actividades de sistemas y telecomunicaciones de ENDESA por un precio de 250 millones de euros. Según lo establecido en el citado acuerdo, los activos y pasivos incluidos en dicha rama de actividad ascendieron a 100 y 26 millones de euros, respectivamente. La operación de venta se materializó en julio de 2011 habiendo generado un resultado bruto positivo de 176 millones de euros.

- Con fecha 9 de octubre de 2012 se llevó a cabo la venta del 100% del capital social de ENDESA Ireland Limited. El precio total de la venta fue de 286 millones de euros, precio que incluye la valoración de los derechos de emisión de CO₂ y de las reservas de combustibles de la Sociedad, habiéndose generado un resultado positivo por importe de 6 millones de euros por la referida venta.
- Con fecha 18 de diciembre de 2012, se llevó a cabo la venta del 47% del capital social de Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A. y el 40% de Gas Extremadura Transportista, S.L. habiéndose generado un resultado positivo por importe total de 8 millones de euros.
- Con fecha 20 de diciembre de 2012, ENDESA formalizó la venta de su participación del 10,58% en Euskaltel, S.A. con International Cable, B.V. habiendo registrado un resultado negativo de 13 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado.
- Con fecha 28 de junio de 2013, se procedió a la venta por parte de ENDESA de la participación del 12% en el capital social de Medgaz, S.A. a Compañía Española de Petróleos, S.A.U. (CEPSA). El precio total de la venta fue de 84 millones de euros, habiéndose generado un resultado positivo por importe de 64 millones de euros por la referida venta.
- Con fecha 9 de diciembre de 2013, se produjo la venta de la participación del 20% mantenida por ENDESA Gas, S.A.U. sobre el capital social de ENDESA Gas T&D, S.L. a Augusta Global Coöperative U.A. y Zaragoza International Coöperative U.A., fondos de infraestructuras gestionados por Goldman Sachs. El precio total de la venta fue de 130 millones de euros, lo que generó un resultado positivo de 12 millones de euros.
- Con fecha 23 de octubre de 2014 se formalizó la Desinversión en Latinoamérica, por un importe de 8.252,9 millones de euros (ver apartados 3 del Documento de Registro - *Información financiera y operativa seleccionada*- y 20.2 -*Información financiera pro-forma*-). A 30 de septiembre de 2014, el valor contable de los activos netos vendidos que estaban registrados en los epígrafes “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” y “Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” ascendía a 12.066 millones de euros, de los cuales 6.001 millones de euros corresponden a los accionistas minoritarios, por lo que el valor contable neto de estos activos, descontado el valor de la participación de los accionistas minoritarios a 30 de septiembre de 2014, asciende a 6.065 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 del Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de septiembre de 2014 ascendían a 242 y 34 millones de euros, negativos, respectivamente, importes que se imputan en el Estado del Resultado Consolidado en la fecha en que se ha materializado la desinversión. Igualmente, el 23 de octubre de 2014, ENDESA Latam procedió a reembolsar la cuenta corriente intragrupo que mantenía con ENDESA Financiación Filiales, S.A.U. por importe de 57 millones de euros.

5.2.2 Descripción de las inversiones principales del emisor actualmente en curso, incluida la distribución de estas inversiones geográficamente (nacionales y en el extranjero) y el método de financiación (interno o externo)

Los principales proyectos en curso, todos ellos financiados con deuda corporativa, son:

- (a) **Telegestión:** se trata de un proyecto necesario para cumplir con la legislación española (Real Decreto 1110/2007, Orden ITC/3860/2007 y Orden/ITC 3022/2007), y que consiste en la instalación de contadores telegestionables, la implantación de un sistema de telegestión y la sustitución de la totalidad del parque de contadores de menos de 15 kW antes del 31 de diciembre de 2018. El proyecto de telegestión avanzó durante el ejercicio 2013 según el ritmo programado, con 4,2 millones de contadores y 32.765 concentradores instalados en total a 31 de diciembre de 2013. En cuanto a la operación remota, el sistema de telegestión de ENDESA a 31 de diciembre de 2013, ya gestionaba de forma automática más de 3 millones de contadores inteligentes.

A 30 de septiembre de 2014, la inversión acumulada en relación con este proyecto ascendía a 433,1 millones de euros y la inversión pendiente comprometida a 452,1 millones de euros.

- (b) **Central eléctrica de Girabolhos:** ENDESA ganó en el año 2008 el concurso para la construcción de una central hidroeléctrica de bombeo de 335 MW y una central hidroeléctrica convencional de 29 MW en Girabolhos (Portugal). En septiembre de 2013 se firmó el Contrato de Concesión con la Agencia Portuguesa del Agua (Gobierno portugués).

Hasta la fecha, además de tramitar las oportunas licencias administrativas, se ha iniciado el proceso de expropiación de los terrenos necesarios y de preparación de los accesos a las futuras zonas de obra.

A 30 de septiembre de 2014, la inversión acumulada en relación con este proyecto ascendía a 47,9 millones de euros, no habiéndose efectuado todavía la contratación de la inversión pendiente.

- (c) **Proyecto DEI Litoral:** este proyecto de la Central Térmica de Litoral (Almería), que tiene 1.159 MW de potencia) incluye la ejecución de las inversiones necesarias para el cumplimiento de los requisitos medioambientales de la actual Autorización Ambiental Integrada (AAI), que anticipa en el tiempo las exigencias asociadas a los nuevos valores límites de emisión contenidos en la propia Directiva de Emisiones Industriales.

A 30 de septiembre de 2014, la inversión acumulada en relación con este proyecto ascendía a 30 millones de euros y la inversión pendiente comprometida a 153,1 millones de euros.

5.2.3 Información sobre las principales inversiones futuras del emisor sobre las cuales sus órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes

A 30 de septiembre de 2014, las sociedades del Grupo ENDESA mantienen compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por importe de 875 millones de euros.

Los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material recogen, en su mayor parte, inversiones destinadas al mantenimiento del parque de generación de ENDESA, así

como al cumplimiento de las normativas vigentes en medioambiente y seguridad de instalaciones. La mayor parte de los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material se ejecutarán en el último trimestre de 2014 y en 2015. En la actualidad, ENDESA no tiene ninguna inversión comprometida en proyectos de ampliación de capacidad. Adicionalmente a sus compromisos contractuales, el plan de inversión de ENDESA en los próximos tres años no incluye altas de potencia relevantes, centrándose el esfuerzo inversor en el mantenimiento del parque y su adecuación a la normativa medioambiental, así como al cumplimiento de las obligaciones de ENDESA como operadora, de cara a garantizar la disponibilidad de sus plantas de generación y las necesidades de servicio en sus zonas de concesión.

Adicionalmente, ENDESA, como operadora, tiene obligación de garantizar el nivel de disponibilidad de sus plantas de generación, así como cumplir con las necesidades de servicio en sus zonas de concesión, lo que supone compromisos de inversión adicionales a los compromisos contractuales antes mencionados.

Ver apartado 12 (*Información sobre tendencias*) para mayor información sobre el plan de inversiones de ENDESA, cuyo objetivo de inversión para el periodo 2014 – 2016 asciende a 2.500 millones de euros.

6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

6.1 Actividades principales

6.1.1. Descripción de, y factores clave relativos a, la naturaleza de las operaciones del emisor y de sus principales actividades, declarando las principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados en cada ejercicio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica

ENDESA tiene como actividad principal el negocio eléctrico, que incluye las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad. ENDESA es la principal compañía eléctrica española en términos de generación o producción eléctrica (con una cuota de mercado en régimen ordinario del 36,1%, calculada en función de la producción peninsular de ENDESA en régimen ordinario para 2013 y la información contenida para la producción en régimen ordinario peninsular en el Informe del Sistema Eléctrico Español 2013 de REE), de suministro a clientes finales (37,5% de cuota, calculada a partir de las compras diarias de ENDESA y del conjunto de comercializadores en el mercado mayorista, publicadas por REE en los Informes diarios de cierre a lo largo de 2013) y de distribución (43,0% de cuota, calculada sobre la base de la energía total distribuida por ENDESA en 2013 y la demanda del sistema eléctrico español publicada por REE en el Informe del Sector Eléctrico Español 2013).

ENDESA cuenta con un *mix* de producción eléctrica diversificado que incluye energía termoeléctrica, nuclear, hidroeléctrica y energías renovables (esta última, mediante la participación del 40% en la sociedad EGPE). ENDESA es también uno de los operadores principales en el mercado de gas natural en España.

Tras la Desinversión en Latinoamérica, ENDESA es, por tanto, una compañía que centra sus actividades en el negocio eléctrico y de gas y que desarrolla sus actividades en los mercados de España, Portugal y Marruecos (en este último mercado, mediante la participación del 32%

en el capital social de Energie Electrique de Tahaddart, S.A.). Asimismo, en menor medida, desde su plataforma en España y Portugal, hasta ahora, ENDESA ha comercializado electricidad y gas en otros mercados europeos así como otros productos y servicios de valor añadido relacionados con su negocio principal. ENDESA tiene presencia en toda la cadena de valor del negocio eléctrico, excepto en la actividad de transporte eléctrico, y es un operador relevante en el mercado de gas español. Conjuntamente, el segmento en el que ENDESA desarrolla su actividad, tal y como se define en el apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*), será referido como “**España y Portugal**”.

ENDESA desarrolla sus actividades en negocios liberalizados y regulados, representando estos últimos una parte importante de sus resultados operativos. Asimismo, ENDESA estructura su actividad por líneas de negocio con el fin de tener mayor agilidad en los mercados en los que opera teniendo en cuenta las necesidades de sus clientes en los territorios y negocios en los que está presente.

Las principales actividades que lleva a cabo son:

- *Generación de energía eléctrica*

La actividad de generación eléctrica consiste en la producción de energía eléctrica a partir de diversas fuentes de energía (nuclear, hidroeléctrica, carbón, gas natural y fuel-gas). Esta línea de negocio comprende la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de generación de energía eléctrica.

La actividad de generación de energía eléctrica que se desarrolla en la Península Ibérica (España y Portugal) es una actividad liberalizada aunque la construcción y puesta en marcha de las instalaciones está sujeta a autorización administrativa.

La generación de energía eléctrica que se desarrolla en los territorios no peninsulares (Balears, Canarias, Ceuta y Melilla) es objeto de una regulación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial (véase apartado 5.1.4 (A).1.8 de este Documento de Registro).

ENDESA está presente en el campo de las energías renovables a través de su participación del 40% en la sociedad EGPE, dedicada a la generación y promoción de energías renovables en España y Portugal. El 18 de marzo de 2010, Endesa Generación, S.A.U. (“**Endesa Generación**”) y EGP suscribieron un acuerdo de socios que regulaba las bases para la constitución de EGPE, incluyendo tanto las reglas de control y gestión de EGPE como las líneas estratégicas del negocio de energías renovables en España y Portugal. En dicho acuerdo de socios queda establecido que ENDESA y EGP reconocen que EGPE será el único vehículo tenedor de los activos correspondientes a la explotación de fuentes de energía renovables y cogeneraciones en España y Portugal sujetos al régimen especial de la normativa española durante la vigencia del acuerdo (esto es, siempre y cuando las partes mantengan la titularidad de, al menos, un 25% del capital social).

- *Distribución de electricidad*

La actividad de distribución de energía eléctrica comprende la construcción, el mantenimiento y operación de las instalaciones de distribución destinadas a situar la

energía en los puntos de consumo. La distribución de electricidad tiene carácter de actividad regulada (véase apartado 5.1.4. (A).1.7 de este Documento de Registro).

- *Comercialización de electricidad y gas, así como productos y servicios de valor añadido (PSVA)*

La actividad de comercialización de electricidad consiste en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado con el fin de venderla al cliente final, así como la venta de productos y servicios de valor añadido (“PSVA”). La comercialización de electricidad es una actividad liberalizada. Las ventas a clientes pueden ser a precio regulado o a precio libre, en función del tipo de cliente (véase apartado 5.1.4. (A).1.6 de este Documento de Registro).

Como operador de gas, ENDESA centra sus actividades en la comercialización al cliente final. La comercialización de gas, al igual que la de electricidad, es una actividad liberalizada que consiste en la compra de gas natural a productores u otros comercializadores para su venta a los consumidores o a otros comercializadores. Las ventas a cliente final pueden ser a una tarifa libre o a una tarifa regulada (véase apartado 5.1.4. (A).2.3 de este Documento de Registro).

En relación con los PSVA que se ofrecen a los clientes de electricidad y gas, estos se detallan más adelante en el apartado 6.2.B siguiente.

A cierre de 2013, ENDESA cuenta en el segmento definido como España y Portugal con una potencia instalada de 23.286 megavatios (“MW”) y una producción de 70.542 gigavatios-hora (“GWh”). Estas magnitudes incluyen 123 MW de potencia instalada y 852 GWh de producción correspondientes a la participación del 32% que ENDESA posee en una planta de ciclo combinado de gas en Marruecos.

ENDESA, en 2013, atendió en el segmento definido como España y Portugal a 11.376 miles de clientes de energía eléctrica y vendió 96.122 GWh de electricidad. Asimismo, su cifra de clientes de gas ascendía a 1,214 millones y comercializó un total de 58.503 GWh de gas a cliente final. Estas magnitudes incluyen la actividad de comercialización de electricidad y gas, que hasta ahora desarrolla ENDESA, a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España y, en particular, a Alemania, Bélgica, Francia y Holanda.

Las principales magnitudes operativas consolidadas de ENDESA a cierre de los ejercicios 2011, 2012 y 2013 se muestran en la siguiente tabla:

Magnitudes de ENDESA (España y Portugal)^{(1) (2)}	2011	2012	2013
Potencia instalada de generación eléctrica (MW) ⁽³⁾	24.263	23.245	23.286
Energía eléctrica producida (GWh) ⁽⁴⁾	75.947	78.316	70.542
Ventas de electricidad a cliente final (GWh) ⁽⁵⁾	105.241	102.766	96.122
Ventas de gas a cliente final (GWh) ⁽⁶⁾	48.707	57.654	58.503
Número de clientes eléctricos (miles)	11.537	11.431	11.376
Número de clientes de gas (miles) ⁽⁷⁾	1.007	1.266	1.214
Redes de distribución eléctrica (km) ⁽⁸⁾	321.464	325.296	323.631
Energía eléctrica distribuida (GWh) ⁽⁹⁾	115.727	115.390	112.031

⁽¹⁾ Segmento definido como negocio en España y Portugal en el apartado 3.0 de este Documento de Registro. Hasta su venta en 2012, este perímetro incluía ENDESA Irlanda, Ltd., y así se refleja en las magnitudes.

⁽²⁾ 1 GW = 1.000MW.

⁽³⁾ Magnitud que consolida ENDESA.

⁽⁴⁾ Datos medidos en barra de central.

⁽⁵⁾ Incluye las ventas realizadas por la sociedad española a clientes en países europeos fuera del mercado ibérico.

⁽⁶⁾ No incluyen las ventas mayoristas. Sin consumos propios de generación.

⁽⁷⁾ Puntos de suministro.

⁽⁸⁾ La longitud de la red de baja tensión incluida en el total es una estimación realizada por ENDESA.

⁽⁹⁾ Medida en barras de central.

Las principales magnitudes económicas de las actividades de ENDESA se detallan a continuación:

	Millones de Euros		
Magnitudes económicas (España y Portugal)⁽¹⁾	2011	2012	2013
INGRESOS	22.650	23.146	21.512
Generación y comercialización	20.057	20.898	19.316
Distribución	2.759	2.513	2.500
Resto ⁽²⁾	(166)	(265)	(304)
EBITDA	4.024	3.796	3.277
Generación y comercialización	2.131	2.143	1.646
Distribución	1.816	1.684	1.636
Resto	77	(31)	(5)
EBIT	2.244	1.998	1.651
Generación y comercialización	977	933	640
Distribución	1.217	1.126	1.019
Resto	50	(61)	(8)
Resultado neto	1.593	1.410	1.176
Generación y comercialización	576	568	417
Distribución	868	852	752
Resto ⁽²⁾	149	(10)	7

⁽¹⁾ Segmento definido como negocio en España y Portugal en el apartado 3.0 de este Documento de Registro.

⁽²⁾ El epígrafe "Resto" incluye saldos y transacciones de las sociedades tenedoras de las participaciones o holding de España y Portugal (*Estructura*) y las eliminaciones y ajustes propios del proceso de consolidación de segmentos (*Ajustes y eliminaciones de consolidación*). Ver Nota de Información por Segmentos de la Memoria de las Cuentas Anuales para mayor detalle.

Desde el año 2007, ENDESA y sus sociedades dependientes están integradas en el Grupo ENEL, a través de la compañía española EEE que posee, a la fecha de registro de este Folleto,

una participación del 92,063% en el capital social de ENDESA (véase apartado 7 de este Documento de Registro). El Grupo ENEL es un operador integrado activo en los mercados de electricidad y gas de Europa y Latinoamérica. A septiembre de 2014, Enel está presente en 32 países, con 95.752 MW de potencia instalada neta y dando servicio a aproximadamente 61 millones de clientes.

6.1.2. Indicación de todo nuevo producto y/o servicio significativos que se hayan presentado y, en la medida en que se haya divulgado públicamente su desarrollo, dar la fase en que se encuentra

No aplicable.

6.2 Mercados principales

Con anterioridad a la Desinversión en Latinoamérica, la organización de ENDESA se articulaba en dos grandes líneas de negocio, cada una de ellas basada en un área geográfica bien definida: (i) España y Portugal; y (ii) Latinoamérica.

Tras la Desinversión en Latinoamérica, ENDESA desarrolla sus actividades en los mercados de España y Portugal. Asimismo tiene presencia en el mercado de Marruecos. Por último, en menor medida, hasta ahora, desde su plataforma en España y Portugal, ENDESA ha comercializado electricidad y gas en otros mercados europeos y, en particular, en Alemania, Bélgica, Francia y Holanda.

A continuación se describen brevemente los mercados en los que opera la Compañía así como las actividades que la Compañía desarrolla en cada uno de estos mercados.

I. Mercado de España

La potencia instalada total en el sistema eléctrico peninsular español contaba al finalizar el año 2013 con 102.397 MW, 699 MW (un 0,7%) más que en diciembre de 2012. Este aumento de potencia se localiza fundamentalmente en nuevas instalaciones solares (350 MW termoeléctrica y 103 MW de fotovoltaica) y eólicas (237 MW). Las variaciones de potencia en el resto de las tecnologías que componen el parque generador han sido nulas o poco significativas (fuente: REE, “*Informe del Sistema Eléctrico Español 2013*”).

En los territorios o sistemas no peninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla), la potencia instalada total del sector se situó a finales de 2013 en 5.870 MW (80 MW más que en 2012). Este aumento de la potencia se reparte entre Baleares (50 MW) y Canarias (30 MW), la mayoría procedente de grupos de fuel-gas, mientras que la potencia instalada de Ceuta y Melilla se ha mantenido constante respecto al año anterior (fuente: REE, “*Informe del Sistema Eléctrico Español 2013*”).

En la siguiente tabla se muestra la potencia instalada de todo el sistema eléctrico español en 2013 diferenciando por sistema y por tecnología (fuente: REE, “*Informe del Sistema Eléctrico Español 2013*”):

Datos del sector eléctrico español

	Sistema Peninsular		Sistemas no peninsulares		Total	
	MW	%2013/12	MW	%2013/12	MW	%2013/12
Hidroeléctrica	17.785	-	1	-	17.786	-
Nuclear	7.866	-	-	-	7.866	-
Carbón	11.131	0,2	510	-	11.641	0,2
Fuel/gas	520	-	2.979	2,4	3.498	2,0
Ciclo combinado	25.353	-	1.854	-	27.206	-
Total régimen ordinario	62.655	-	5.344	1,3	67.998	0,1
Hidroeléctrica	2.102	2,9	0,5	0,0	2.102	2,9
Eólica	22.854	1,0	157	5,0	23.010	1,1
Solar fotovoltaica	4.422	2,4	243	1,3	4.665	2,3
Solar termoelectrica	2.300	17,9	-	-	2.300	17,9
Térmica renovable	975	0,5	5	-	980	0,5
Térmica no renovable	7.089	(1,0)	121	-	7.210	1,0
Total régimen especial	39.742	1,7	527	2,1	40.267	1,8
TOTAL	102.397	0,7	5.870	1,4	108.265	0,7

Con respecto a la demanda anual de energía eléctrica nacional, tras experimentar una ligera mejoría en el último trimestre de 2013, el año cerró en 261.023 GWh, un 2,3% inferior a la registrada en 2012 (fuente: REE, “Informe del Sistema Eléctrico Español 2013”).

La demanda eléctrica peninsular cerró el año 2013 en 246.313 GWh, un 2,3% inferior a la registrada en 2012. Corregidos los efectos de la evolución anual de la temperatura y del calendario laboral, la demanda atribuible principalmente a la actividad económica ha descendido un 2,2%.

En el conjunto de los territorios no peninsulares, la demanda de energía eléctrica en 2013 se situó en 14.710 GWh, un 2,9% inferior a la del 2012. Por sistemas, Baleares cayó un 2,6%, Canarias un 3,0%, Ceuta un 4,8% y Melilla un 3,5%.

La producción nacional neta descendió un 3,4% en comparación con 2012, cifra que supera en algo más de un punto la tasa de descenso de la demanda, debido principalmente a la disminución del saldo exportador de los intercambios internacionales respecto al año anterior. En cuanto a la estructura de generación, se observa un comportamiento muy diferenciado por tecnologías. Por un lado, las renovables ascienden notablemente favorecidas por una elevada generación hidroeléctrica y el buen comportamiento de la eólica, mientras que los ciclos combinados y el carbón registran importantes descensos respecto al año anterior.

En la siguiente tabla se muestra el balance de energía de todo el sistema eléctrico español en 2013 diferenciando por sistema y por tecnología (fuente: REE, “Informe del Sistema Eléctrico Español 2013”):

Datos del sector eléctrico español

	Sistema Peninsular		Sistemas no Peninsulares		Total	
	GWh	%2013/12	GWh	%2013/12	GWh	%2013/12
Hidroeléctrica	33.970	74,6	-	-	33.970	74,6
Nuclear	56.827	(7,6)	-	-	56.827	(7,6)
Carbón	39.807	(27,3)	2.591	(11,9)	42.398	(26,5)
Fuel/gas	-	-	7.002	(7,2)	7.002	(7,2)
Ciclo combinado	25.091	(35,0)	3.581	(8,6)	28.672	(32,6)
Total régimen ordinario	155.695	(10,6)	13.175	(8,5)	168.870	(10,5)
Hidroeléctrica	7.099	52,8	3	70,2	7.102	52,8
Eólica	54.338	12,9	370	0,4	54.708	12,8
Solar fotovoltaica	7.915	1,1	409	9,8	8.324	1,5
Solar termoelectrica	4.442	29,0	-	-	4.442	29,0
Térmica renovable	5.064	6,7	9	5,9	5.073	6,7
Térmica no renovable	31.989	(4,5)	260	(5,4)	32.248	(4,5)
Total régimen especial	110.846	8,4	1.050	2,5	111.897	8,3
Consumos en generación ⁽¹⁾	(6.270)	(18,2)	(784)	(7,8)	(7.054)	(17,1)
Generación neta	260.271	(3,2)	13.441	(7,8)	273.713	(3,4)
Consumos en bombeos ⁽²⁾	(5.958)	18,6	-	-	(5.958)	18,6
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	(1.269)	-	1.269	-	-	-
Intercambios internacionales ⁽⁴⁾	(6.732)	(39,9)	-	-	(6.732)	(39,9)
Demanda	246.313	(2,3)	14.710	(2,9)	261.023	(2,3)

(1) Consumos en generación: Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.

(2) Consumos en bombeos: Energía empleada en las centrales hidroeléctricas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

(3) Enlace Península-Baleares: Movimientos de energía que se realizan a través de la interconexión entre la península y las Islas Baleares puesta en explotación en agosto de 2012. Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

(4) Intercambios internacionales: Movimientos de energía que se realizan a través de las líneas de interconexión internacional. Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

En el ámbito regulatorio, durante el año 2013 se han aprobado numerosas disposiciones relevantes para el funcionamiento del sector eléctrico español, entre las que destacan las que han abierto el proceso de reforma estructural de la regulación del sector, que continúa su curso durante el año 2014 (para más detalle del ámbito regulatorio, véase la sección (A) del apartado 5.1.4 (*Marco legal en España*) de este Documento de Registro).

Con respecto a la evolución del mercado del gas en España, cabe destacar que en el año 2013, la demanda del mercado minorista de gas alcanzó los 332.074 GWh (con un descenso del 8,15% con respecto al año 2012) y el número de puntos de suministro aumentó en 2013 en 77.364, alcanzando la cifra de 7.470.531 clientes de gas (fuente: CNMC, Informe Trimestral de Supervisión del mercado minorista de gas natural en España. Cuarto trimestre de 2013).

A continuación, se describen las actividades que desarrolla ENDESA en el mercado español:

(A) Generación

En España, ENDESA desarrolla la actividad de generación eléctrica en el sistema peninsular y en los sistemas no peninsulares, que comprenden los territorios insulares de Baleares y Canarias y las ciudades de Ceuta y Melilla. Como ya se ha indicado, la actividad de generación tiene carácter de actividad liberalizada, si bien en los sistemas no peninsulares tiene un tratamiento singular, atendiendo a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, siendo su retribución regulada.

ENDESA opera centrales de tecnología nuclear, carbón, hidroeléctrica, de gas y de fuel-gas que agrupan al término de 2013 una potencia total instalada de 22.067 MW (22.027 MW en 2012 y 21.976 MW en 2011) sobre un total del sistema en España de 108.265 MW (fuente: REE, “Informe del Sistema Eléctrico Español 2013”), siendo ENDESA uno de los mayores operadores a nivel nacional.

De los 22.067 MW de ENDESA, 16.944 MW corresponden al sistema eléctrico peninsular y los 5.123 MW restantes corresponden a los sistemas no peninsulares (16.940 MW en peninsular y 5.087 MW en no peninsular en 2012 y 16.194 MW en peninsular y 5.062 MW en no peninsular en 2011). Estos datos no incluyen la potencia instalada de la sociedad participada EGPE, la cual se muestra más adelante.

La potencia instalada de ENDESA en España se estructura como sigue:

Potencia instalada en España (MW)	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
Nuclear	3.681	3.686	3.687
Carbón	5.050	5.050	5.051
Hidroeléctrica	4.715	4.715	4.718
Ciclos Combinados	2.948	2.969	2.968
Fuel-Gas ⁽¹⁾	520	520	520
Peninsular	16.914	16.940	16.944
No peninsulares	5.062	5.087	5.123
TOTAL	21.976	22.027	22.067

⁽¹⁾ Ver aclaración sobre esta tecnología en el epígrafe “ciclos combinados y centrales de fuel-gas” de este mismo apartado.

En 2013, el parque de generación de ENDESA en España alcanzó una producción neta total de 68.514 GWh, de los cuales 56.179 GWh se produjeron en el sistema peninsular, lo que proporcionó una cuota de mercado del 36,1% en régimen ordinario (fuente: cuota calculada por ENDESA en función de la producción peninsular de la Compañía en régimen ordinario para 2013 y la información contenida para la producción en régimen ordinario peninsular en el Informe del Sistema Eléctrico Español 2013 de REE).

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución de la producción de energía eléctrica de ENDESA en España distinguiendo entre el área peninsular y el área no peninsular:

Generación neta⁽¹⁾ de Electricidad de ENDESA en España (GWh)	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
Nuclear	25.177	26.967	25.967
Carbón	23.080	26.063	19.096
Hidroeléctrica	6.179	5.350	9.511
Ciclos Combinados	5.851	4.251	1.605
Peninsular	60.287	62.631	56.179
No peninsular	13.962	13.395	12.335
TOTAL	74.249	76.026	68.514

⁽¹⁾ Generación neta: medida en barras de central, es decir, a la salida de la central.

La disponibilidad del parque de generación de ENDESA, medida como la relación entre las horas en las que el parque está efectivamente disponible para producir energía en el sistema y el total de horas para un periodo de tiempo determinado, se muestra en la siguiente tabla por tecnología para los años 2012 y 2013:

Disponibilidad⁽¹⁾ de las centrales de ENDESA en España (%)	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
Peninsular		
Nuclear	87,0%	90,1%
Carbón ⁽²⁾	94,4%	93,4%
Hidroeléctrica	89,5%	90,1%
Ciclos Combinados	94,9%	96,3%
No peninsular	94,5%	95,5%

⁽¹⁾ Disponibilidad medida teniendo en cuenta la indisponibilidad fortuita más la derivada de revisiones de mantenimiento de las centrales.

⁽²⁾ No contempla la disponibilidad de las centrales de Anllares (participación de ENDESA 33,3%) y Pego en Portugal (participación de ENDESA del 50%).

Generación peninsular

La actividad de generación de electricidad peninsular se lleva a cabo en un entorno competitivo desde 1998, año en que se produjo la liberalización del mercado eléctrico y la creación del “pool eléctrico”, donde todas las empresas eléctricas venden la energía que producen.

El *pool* es un mercado organizado, que se estructura a su vez en otros mercados en los que se va ajustando la oferta y la demanda de electricidad. El más importante de estos mercados es el mercado diario, en el que se negocia la energía para cada una de las horas del día siguiente, sobre la base de las previsiones de demanda.

Posteriormente, los agentes oferentes y demandantes de energía pueden ajustar sus posiciones en los mercados intradiarios y en los diversos servicios de ajuste para adecuar la oferta a la demanda real.

En el mercado diario, las empresas eléctricas ofrecen sus plantas de forma separada especificando producción y precio. El precio del mercado diario, que perciben o pagan las ofertas de venta o compra que resultan casadas, se determina por la intersección de las curvas de oferta y demanda, correspondiendo al precio de la última oferta de venta necesaria para satisfacer la demanda. El mercado mayorista de electricidad español está plenamente integrado con el mercado portugués desde el año 2007, dando lugar al MIBEL, con un precio único salvo en momentos de congestión de la interconexión.

Para mayor información sobre el funcionamiento del mercado de producción véase la sección (A).1.4 (*Producción de energía eléctrica*) del apartado 5.1.4 de este Documento de Registro.

Como ya se ha señalado, ENDESA opera en la península centrales nucleares, de carbón, hidroeléctricas, ciclos combinados a gas y de fuel-gas (a cierre de 2013, ENDESA contaba con 520 MW de fuel-gas). A continuación se detalla la actividad de ENDESA y las características de cada grupo de centrales:

Centrales nucleares

ENDESA participa en siete de los ocho reactores nucleares que hay en España, sumando una potencia, ajustada a su participación, de 3.687 MW, lo que le otorga una cuota del 47% (fuente de potencia instalada del sistema: REE, “*Informe del Sistema Eléctrico Español 2013*”) sobre el total de potencia nuclear instalada en España de 7.866 MW.

La producción neta de las centrales nucleares de ENDESA ascendió a 25.967 GWh en 2013 (26.967 GWh en 2012 y 25.177 GWh en 2011), lo que representa un 46% de la producción peninsular total de ENDESA.

ENDESA tiene participación mayoritaria en tres centrales nucleares, Ascó I, Ascó II y Vandellós II, todas situadas en el nordeste de España. Adicionalmente ENDESA tiene un 50% de participación en Nuclenor, S.A., sociedad propietaria de la central de Santa María de Garoña. Por último, ENDESA también tiene participaciones en las centrales nucleares de Almaraz I y II y participa en Trillo a través de su participación en Nuclenor, S.A.

La operación de las centrales nucleares se lleva a cabo: (i) por las Agrupaciones de Interés Económico (AIE) Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II (ANAV), para las centrales de Ascó y Vandellós, y Centrales Nucleares Almaraz-Trillo (CNAT), para las centrales de Almaraz y Trillo; y (ii) por la sociedad Nuclenor, S.A. para Santa María de Garoña.

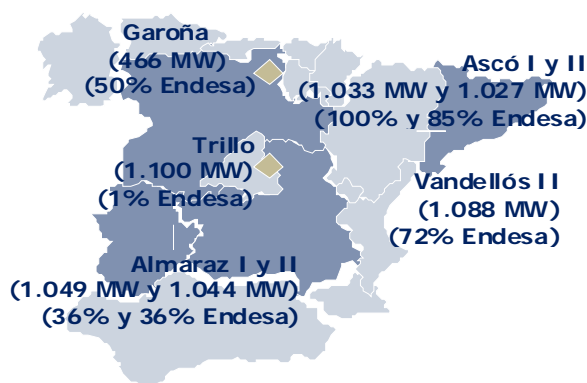
La operación de las centrales nucleares en España está regulada y supervisada por el Consejo de Seguridad Nuclear (el “CSN”), organismo competente en materia de seguridad nuclear y protección radiológica. El CSN realiza la supervisión y el control de la operación de las centrales, entre otros, mediante la presencia permanente de inspectores residentes en las centrales nucleares y el seguimiento de incidentes y programas específicos de inspecciones y el establecimiento de sistemas de indicadores de funcionamiento (SISC).

Las autorizaciones de operación de las centrales nucleares españolas se conceden por periodos de diez años, y son otorgadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe favorable del CSN. Estas renovaciones cada diez años implican que la concesión de las autorizaciones de explotación se subordina a la realización de una revisión profunda de los aspectos más relevantes para la seguridad de la planta a lo largo de un determinado periodo de tiempo (Revisión Periódica de la Seguridad). En el caso de que la renovación exceda los 40 años de vida de diseño, lo que se denomina “operación a largo plazo”, se requiere la presentación y el análisis de elementos adicionales. Actualmente solo la central de Santa María de Garoña (cuya situación actual se detalla más adelante) ha superado los 40 años de operación.

A continuación se muestra una tabla con el detalle de las centrales nucleares en las que ENDESA participa así como un mapa con su ubicación en el territorio peninsular español:

Centrales nucleares de ENDESA a 31 de Diciembre de 2013	Participación de ENDESA en el activo	Potencia instalada correspondiente a participación (MW)	Año de inicio de operaciones
Ascó I (Tarragona)	100%	1.033	1983
Ascó II (Tarragona)	85%	873	1986
Vandellós II (Tarragona)	72%	783	1988
Almaraz I (Cáceres)	36%	378	1981
Almaraz II (Cáceres)	36%	376	1983
Santa M ^a de Garoña (Burgos) ⁽¹⁾	50%	233	1971
Trillo (Guadalajara)	1%	11	1988
TOTAL		3.687	

⁽¹⁾ Central actualmente en situación de cese definitivo de la explotación desde el 6 de julio de 2013, en aplicación de la Orden de 5 de julio de 2013, habiéndose solicitado con fecha 27 de mayo de 2014 la renovación de la autorización administrativa para su explotación la cual, a la fecha de registro del presente Folleto, está pendiente de resolución por parte de la Administración.



Por lo que respecta a la central nuclear de Santa María de Garoña, con fecha 5 de julio de 2013 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo dictó la Orden IET/1302/2013, que declara el cese definitivo de su explotación con efectos del día siguiente, 6 de julio de 2013. Dicha Orden se dictó al amparo de la Ley 15/1980, de 22 de abril, de Energía Nuclear y del Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, que aprueba el Reglamento

sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas y en cumplimiento de la Orden ITC 1785/2009, de 3 de julio, que otorgó la renovación de la explotación de la central hasta el 6 de julio de 2013, fecha en la que debía cesar su explotación.

La Orden se dictó por estrictas razones de aplicación normativa, al haber cesado la vigencia de la autorización de explotación que amparaba su funcionamiento, y al no haberse solicitado la renovación de la autorización de explotación por razones exclusivamente económicas, sin que concurran otras razones de seguridad nuclear y/o protección radiológica.

El 21 de febrero de 2014 se aprobó el Real Decreto 102/2014 para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radioactivos, el cual contiene una disposición final primera que modifica el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radioactivas, y de manera específica el apartado 1 del artículo 28 del Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, en el que establece que en aquellos casos en que el cese de la actividad haya estado motivado por razones de seguridad nuclear o de protección radiológica, éste tendrá carácter definitivo, mientras que en otros supuestos, el titular podrá solicitar la renovación de la autorización de explotación dentro del plazo de un año contado a partir de la fecha en que surta efectos la declaración de cese. Transcurrido el citado plazo de un año sin que haya tenido lugar la solicitud, la declaración de cese adquirirá, igualmente, carácter definitivo.

Al amparo de lo anterior, con fecha 27 de mayo de 2014 Nuclenor, S.A. ha solicitado la renovación de la autorización administrativa para la explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña, estando pendiente, a la fecha del presente Folleto, la resolución de la Administración al respecto.

Centrales de carbón

ENDESA cuenta con 5.051 MW en diferentes centrales de carbón en el territorio español peninsular, de un total de 11.131 MW de potencia instalada de carbón en el sistema peninsular español, lo que otorga a ENDESA una cuota del 45% en la potencia instalada de carbón (fuente: REE, “Informe del Sistema Eléctrico Español 2013”).

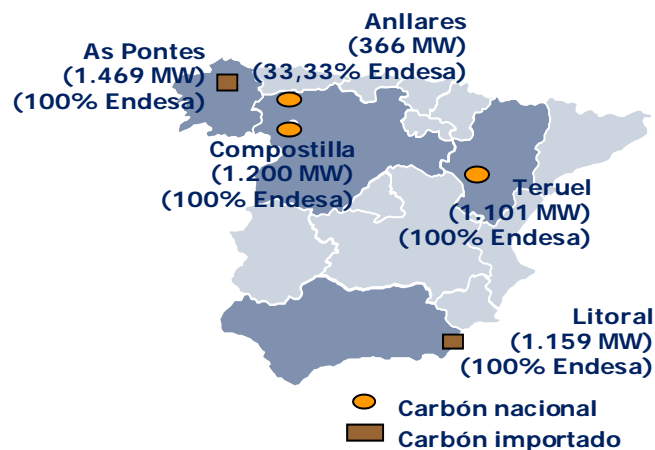
La producción neta de las centrales de carbón de ENDESA en la península fue de 19.096 GWh en 2013 (26.063 GWh en 2012 y 23.080 GWh en 2011), lo que representó un 34% de la producción peninsular total de ENDESA.

La disminución en la producción de centrales de carbón se debió esencialmente a factores de mercado, tales como el descenso de la demanda y la fuerte penetración de energías renovables e hidroeléctricas, debido a condiciones climatológicas favorables. Estas tecnologías, en 2013, cubrieron un 45% de la demanda, reduciendo el espacio a cubrir de demanda a través de tecnologías térmicas (“hueco térmico”). Concretamente en el año 2013, se redujo un 27,3% la producción con carbón a nivel del sistema peninsular español.

A continuación se muestra una tabla con el detalle de las centrales de carbón en las que participa ENDESA así como un mapa con su ubicación en el territorio peninsular español:

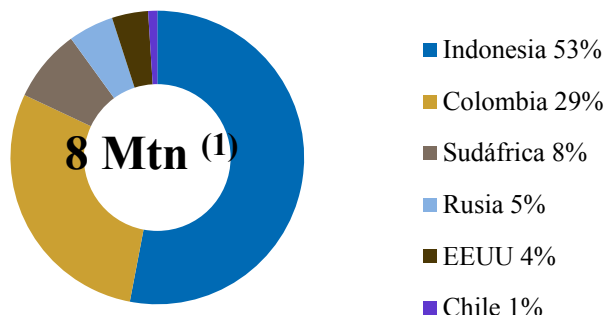
Centrales carbón de ENDESA a 31 de Diciembre de 2013	Participación de ENDESA en el activo	Potencia instalada correspondiente a participación (MW)	Año de inicio de operaciones ⁽¹⁾
As Pontes (A Coruña)	100%	1.469	1976-1979
Litoral (Almería)	100%	1.159	1984
Carbón de importación		2.628	
Compostilla (León)	100%	1.200	1961-1984
Teruel (Teruel)	100%	1.101	1979-1980
Anllares (León)	33,3%	122	1982
Carbón nacional		2.423	
TOTAL		5.051	

⁽¹⁾ En aquellas plantas en las que aparece más de un año quiere decir que ha habido puestas en operación en diferentes años en función del grupo de producción de la planta.



Como se observa en el mapa, las centrales de carbón de importación están situadas cerca de zonas costeras, lo que hace más eficiente la logística de la llegada del carbón internacional a través de los puertos marítimos.

Respecto a las centrales de carbón nacional, ENDESA cuenta con contratos de suministro de aprovisionamiento con diversos productores de carbón en España. El siguiente diagrama muestra la cartera actual de ENDESA respecto a los contratos de aprovisionamiento de carbón:



(1) Millones de toneladas.

Las instalaciones de carbón están sujetas a la DEI, que establece límites de emisiones para dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas, y que aplica a todas las centrales de carbón en España, cuyos términos generales se detallan en el apartado 5.1.4.(C) de este Documento de Registro (*Marco legal en Europa*).

La DEI y su transposición española, establecen varias vías de actuación que contemplan mecanismos de flexibilidad que permiten una adaptación progresiva para las instalaciones existentes al cumplimiento de los nuevos límites de emisión (inclusión en el PNT y excepción por vida útil limitada). Las centrales de carbón de ENDESA mantienen abiertas las distintas alternativas posibles hasta la fecha límite para decantarse por una u otra (el 1 de octubre de 2015). Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de la Central de Litoral de Almería, las exigencias de los nuevos valores límite de emisión derivan de los requerimientos ya establecidos en su autorización ambiental integrada, que anticipa los requerimientos de la DEI, aunque mantiene la posibilidad de estar vinculada al PNT.

Centrales hidroeléctricas

ENDESA opera 4.718 MW en diferentes instalaciones hidroeléctricas en los sistemas peninsulares españoles, de un total de 17.785 MW de potencia instalada hidroeléctrica en el sistema peninsular español (fuente: REE, “*Informe del Sistema Eléctrico Español 2013*”), lo que le otorga a ENDESA una cuota del 27% de la potencia hidroeléctrica instalada en España.

El incremento de la producción hidráulica en 2013 con respecto al 2012, tanto de ENDESA como del sistema eléctrico español en su totalidad, se debe a unas condiciones climatológicas de lluvia que favorecen la producción con esta tecnología. Esto se refleja en la producción hidráulica de ENDESA con un incremento en dicho periodo del 77,8%, y un incremento de todo el sistema eléctrico español del 74,6% (fuente: Informe del Sistema Eléctrico Español de 2013 publicado por REE).

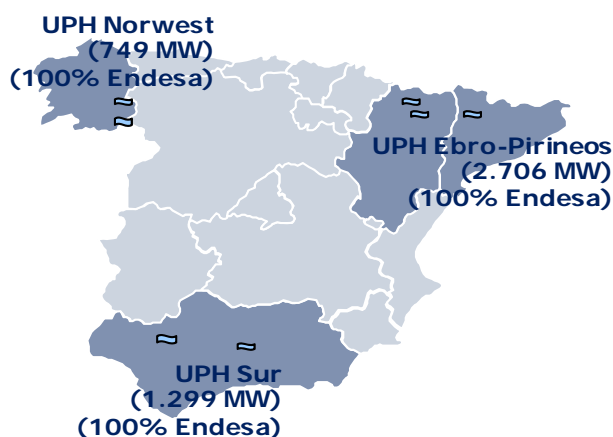
Del total de potencia de ENDESA, 1.345 MW son de generación con bombeo y 3.373 MW se corresponden con centrales hidroeléctricas convencionales. La producción hidroeléctrica de ENDESA en 2013 ascendió a 9.511 GWh (5.350 GWh en 2012 y 6.179 GWh en 2011), lo que supone el 17% de la producción peninsular de ENDESA.

En función de su ubicación territorial, las instalaciones se agrupan en tres unidades de producción: Unidad de Producción Hidroeléctrica Noroeste, Unidad de Producción Hidroeléctrica Ebro-Pirineos y Unidad de Producción Hidroeléctrica Sur.

A continuación, se muestra una tabla de las centrales hidroeléctricas propiedad de ENDESA agrupadas en las citadas unidades, así como un mapa con su ubicación geográfica:

Centrales hidroeléctricas de ENDESA a 31 de Diciembre de 2013	Participación de ENDESA en el activo	Potencia instalada correspondiente a participación (MW)	Año de inicio de operaciones ⁽¹⁾
Unidad de Producción Hidroeléctrica Noroeste	100%	749	1954-1992
Unidad de Producción Hidroeléctrica Ebro-Pirineos	100%	2.706	1931-1989
U Unidad de Producción Hidroeléctrica Sur	100%	1.263	1905-1992
TOTAL		4.718	

⁽¹⁾ En aquellas plantas en las que aparece más de un año quiere decir que ha habido puestas en explotación en diferentes años en función del grupo de producción.



Las plantas hidroeléctricas en España están operadas por ENDESA en régimen de concesión otorgada por el Reino de España por un máximo de 99 años. Del total de la potencia hidroeléctrica en operación, solo el 0,4% tiene un vencimiento de la concesión anterior a 2025. En el apartado 8 (*Propiedad, Instalaciones y equipo*) de este Documento de Registro se detalla, por intervalos de años, el porcentaje de potencia hidroeléctrica cuya concesión finaliza en cada periodo.

Ciclos combinados y centrales fuel-gas

ENDESA opera 2.968 MW en centrales de ciclo combinado en el sistema peninsular español, de un total de 25.353 MW de potencia instalada de ciclos combinados, lo que otorga a ENDESA una cuota del 12% en la potencia instalada de este tipo de centrales (fuente: REE, “Informe del Sistema Eléctrico Español 2013”).

La producción de los ciclos combinados de ENDESA en la Península en 2013 ascendió a 1.605 GWh (4.251 GWh en 2012 y 5.851 GWh en 2011), lo que supone un 3% de la producción de ENDESA en la Península.

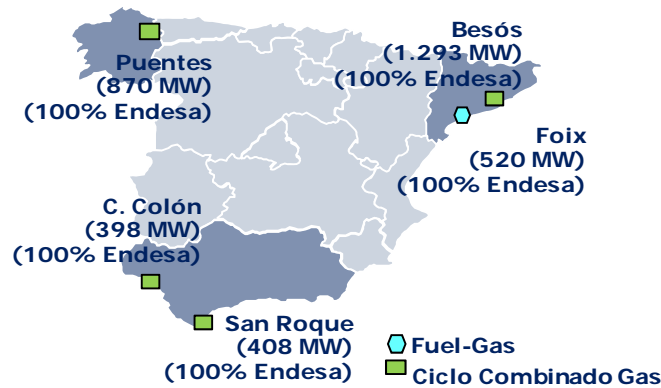
La disminución en la producción de los ciclos combinados a lo largo de los últimos tres ejercicios, tanto de ENDESA como del resto del sistema eléctrico peninsular español, se debe a elementos de mercado tales como el descenso de la demanda eléctrica, la fuerte penetración de las energías renovables e hidroeléctrica favorecidas por la climatología y la competencia con el carbón en la producción térmica, lo que conlleva, como consecuencia, una reducción del número de horas durante las cuales los ciclos combinados venden su energía en el mercado diario. Estos factores hicieron que, en el año 2013, la producción a través de ciclos combinados del sistema peninsular español se redujera un 35%, afectando a la producción de ENDESA.

ENDESA posee además 520 MW de fuel-gas, correspondiente a la central de Foix (Barcelona), respecto de la cual ENDESA solicitó autorización para su cierre definitivo en julio de 2014, estando pendiente la resolución de la Administración a este respecto. Con el cierre de Foix, ENDESA culmina el cierre de todas las centrales de fuel-gas que poseía en el territorio peninsular español. Así mismo ENDESA solicitó autorización al Ministerio de Industria, para el cierre de su central de Ciclo Combinado de Colón, de 398 MW de capacidad, estando pendiente la resolución de la Administración a este respecto. En caso de obtención de la autorización la compañía valorará si proceder o no al cierre definitivo de la central.

A continuación, se muestra una tabla con el detalle de las centrales de ciclo combinado y fuel-gas de ENDESA, así como un mapa con su ubicación en el territorio peninsular español:

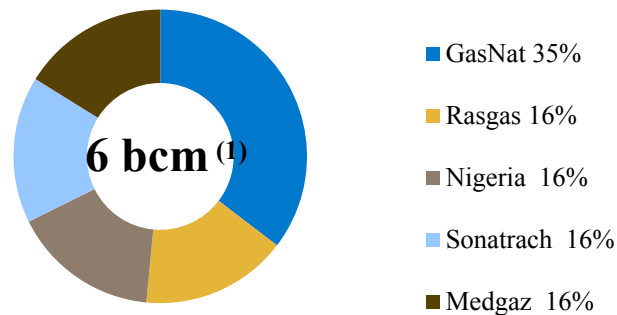
Centrales de ENDESA a 31 de Diciembre de 2013	Participación de ENDESA en el activo	Potencia instalada correspondiente a participación (MW)	Año de inicio de operaciones
San Roque 2 (Cádiz)	100%	408	2002
Besós 3 (Barcelona)	100%	419	2002
Besós 5 (Barcelona)	100%	873	2010
Colón 4 (Huelva)	100%	398	2006
As Pontes (A Coruña)	100%	870	2008
Ciclo combinado		2.968	
Foix (Barcelona) ⁽¹⁾	100%	520	1979
Fuel-Gas		520	
TOTAL		3.488	

⁽¹⁾ La solicitud de cierre de esta central se encuentra pendiente de aprobación.



Para el aprovisionamiento de gas de las centrales de ciclo combinado, ENDESA cuenta con una cartera de contratos de largo plazo equilibrada, diversificada y flexible. Ejemplo de ello son los contratos firmados con Sonatrach, tanto para suministro de GNL como de gasoducto, RasGas, Nigeria LNG y el contrato con Gas Natural Fenosa. ENDESA cuenta por lo tanto con un *mix* de suministro de gas repartido entre GNL y gas de tubo flexible y competitivo.

El siguiente diagrama muestra la cartera actual de ENDESA en cuanto a los contratos de aprovisionamiento de gas:



⁽¹⁾ Billion cubic meters, equivalente a miles de millones de metros cúbicos.

Además, ENDESA tiene suscritos dos contratos de aprovisionamiento de gas a largo plazo (con una duración de 20 años) que suman un total de 3 bcm (*billion cubic meters*, equivalente a miles de millones de metros cúbicos, “bcm”) procedente de yacimientos de gas en Estados Unidos, con precios referenciados al Henry Hub, indicador del precio del gas natural en Estados Unidos y principal indicador de referencia internacional. Uno de los contratos contempla el aprovisionamiento de 1 bcm en un futuro cercano y el otro contrato comprende el suministro de 2 bcm previsiblemente a partir de 2019 (previa la obtención, entre otras condiciones, de los permisos regulatorios y la financiación requeridos para la construcción de las necesarias infraestructuras de licuefacción en Corpus Christi en Texas, EEUU). Dichos volúmenes no incluyen el gas adquirido por ENDESA para Enel Trade, S.p.A. (“Enel Trade”) según se explica en la sección A del apartado 19.1 (*Operaciones de*

compra de bienes: aprovisionamiento de materias primas, operaciones de cobertura y compra de contadores) del Documento de Registro.

Gracias a estos contratos, ENDESA incrementa la diversificación, tanto por origen de proveedor como por origen de mercado, y la flexibilidad de su cartera de suministro de gas para los próximos años.

Generación en los territorios no peninsulares

Como se ha mencionado anteriormente, la generación en los territorios no peninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) está sujeta a una regulación específica. El régimen retributivo de esta actividad, a grandes rasgos, consiste en la remuneración de los costes fijos y de los costes variables sobre la base de unos parámetros y criterios establecidos.

Actualmente, el modelo retributivo está en revisión. Para mayor detalle sobre el modelo retributivo de esta actividad, véase la sección (A).1.8 (*Sistemas Eléctricos de los Territorios no Peninsulares*) del apartado 5.1.4 de este Documento de Registro.

A 31 de diciembre de 2013, ENDESA operaba 5.123 MW de electricidad en los sistemas no peninsulares compuestos por 11 islas (Baleares y Canarias) y dos ciudades no interconectadas (Ceuta y Melilla), lo que representaba un 87% de la potencia total de estos sistemas.

La producción neta de las centrales de ENDESA en los territorios no peninsulares ascendió a 12.335 GWh en 2013 (13.395 GWh en 2012 y 13.962 GWh en 2011), lo que representó un 84% de la demanda total de los sistemas insulares en 2013.

De la producción de 12.335 GWh de 2013, 7.897 GWh se generaron en Canarias, 4.034 GWh en Baleares y 404 GWh en Ceuta y Melilla. El descenso de producción entre el año 2013 y 2011 fue de 1.627 GWh, de los cuales, 1.353 GWh correspondieron a Baleares (-25%), 267 GWh a Canarias (-3%) y 7 GWh a Ceuta y Melilla (-2%).

La variación negativa de la producción en Baleares se ha debido principalmente a la puesta en explotación, en agosto de 2012, del enlace Baleares-Península, así como a la disminución de la demanda en un 1%. Asimismo, en Canarias, la disminución de la producción respecto al año 2011 del 3% se ha debido a la caída de la demanda, que ha experimentado la misma reducción respecto a la del 2011.

A continuación, se muestra una tabla con el detalle de la potencia por su ubicación territorial y por tipo de tecnología.

Potencia instalada (MW) de ENDESA a 31 de Diciembre de 2013	Participación de ENDESA en el activo	Potencia instalada correspondiente a participación (MW)
Canarias	100%	2.618
Baleares	100%	2.321
Ceuta	100%	99
Melilla	100%	85
TOTAL		5.123

Potencia instalada (MW) de ENDESA a 31 de Diciembre de 2013	Potencia instalada correspondiente a participación (MW)	Porcentaje de la cartera
Carbón	510	10%
Hidroeléctrica	1	0%
Ciclo combinado	1.855	36%
Fuel-gas	2.757	54%
TOTAL	5.123	100%

(B) Comercialización de electricidad, gas y de productos y servicios de valor añadido (PSVA)

La actividad de comercialización consiste en la compra y venta de energía en el mercado con el fin de venderla al cliente final, así como la venta de PSVA para el cliente. La comercialización es una actividad liberalizada.

Como se ha mencionado anteriormente, ENDESA comercializa tres tipos de productos:

- Electricidad
- Gas
- PSVAs

Comercialización de Electricidad

En lo referente a la comercialización de electricidad, se distinguen dos tipos de ventas:

- Las ventas a clientes libres, que son aquellos que han ejercido su derecho de elección de una empresa suministradora.
- Las ventas a clientes a los que se les aplica un precio regulado (PVPC –Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor-, anteriormente TUR -Tarifa de Último Recurso-). Se pueden acoger al precio regulado aquellos clientes de potencia contratada igual o inferior a 10 kW.

La cifra de clientes en España en 2013 alcanzó los 11,2 millones (11,3 millones en 2012 y 11,5 millones en 2011). De los 11,2 millones de clientes en España, 7,5 millones son clientes a los que se les aplica el precio regulado (PVPC).

En el ejercicio 2013, las ventas totales de ENDESA en España a los clientes del mercado eléctrico en España ascendieron a 87.115 GWh (94.328 GWh en 2012 y 97.636 GWh en 2011). La cuota de mercado de ENDESA en ventas de electricidad en el mercado minorista nacional en 2013 es de un 37,5% (fuente: cuota calculada a partir de las compras diarias de ENDESA y del conjunto de comercializadores en el mercado mayorista, publicadas por REE en los Informes diarios de cierre a lo largo de 2013).

Adicionalmente, ENDESA vende electricidad a clientes en mercados liberalizados de otros países europeos (sin tener en cuenta Portugal, que se desarrolla más adelante en esta sección). A cierre de 2013 la energía suministrada a estos clientes fue de aproximadamente 2.494 GWh en 2013 (2.275 GWh en 2012 y 1.721 GWh en 2011), lo que representó unos ingresos de 137 millones de euros.

A la fecha de registro del Folleto, ENDESA ha presentado una oferta vinculante de adquisición del negocio de comercialización de E.On en España, sujeta, entre otras

condiciones, a la correspondiente autorización por parte de las autoridades de defensa de la competencia. Esta oferta se enmarca en el proceso competitivo de desinversión que E.On está llevando a cabo en relación con sus activos en España y los términos de la misma no tendrían, en su caso, un impacto significativo para ENDESA, ya que esta actividad representa en torno a un 3% de la cuota de mercado en términos de energía anual suministrada (GWh) (fuente: Informe de la CNMC de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad de Diciembre de 2013).

Comercialización de Gas

El suministro de gas es una actividad no regulada. Comprende la compra de gas natural de productores o de otros comercializadores y su venta a los consumidores o a otros comercializadores. Se distinguen dos tipos de venta: (i) a cliente libre con precios de mercado; y (ii) a clientes con tarifas reguladas.

Las ventas de gas a cliente final de ENDESA en España en 2013 ascendían a 49.040 GWh (47.275 GWh en 2012 y 41.701 GWh en 2011). Del total de estas ventas, 47.871 GWh fueron a cliente libre y 1.169 GWh a cliente con tarifas reguladas. Las ventas de 2013 se incrementaron en 7.339 GWh (+17,5%) desde 2011, debido a un incremento en las ventas al segmento de empresas y de gran público (como tales conceptos se definen en el apartado siguiente “*Comercialización de Productos y Servicios de Valor Añadido (PSVA)*”).

Si se incluye el gas destinado al consumo de las centrales de generación, el volumen total de gas comercializado por ENDESA sería de 55.487 GWh en 2013 (53.413 GWh en 2012 y 55.558 GWh en 2011).

Sin incluir el consumo de las centrales de generación, ENDESA es el segundo comercializador de gas en España con una cuota del 15% en 2013 (fuente: CNMC, “*Informe Trimestral de Supervisión del mercado minorista de gas natural en España*” Cuarto trimestre de 2013).

A 31 de diciembre de 2013, la cartera de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado de gas natural estaba integrada por 1,2 millones de puntos de suministro (1,3 millones a 31 de diciembre de 2012 y 1,0 millones a 31 de diciembre de 2011).

Al igual que en electricidad, ENDESA comercializa gas a clientes en los mercados liberalizados de Europa (sin tener en cuenta Portugal, que se desarrolla más adelante en esta sección). A cierre de 2013, el volumen de gas comercializado alcanzó los 8.196 GWh (aproximadamente 6.021 GWh a clientes en 2012 y 3.332 GWh a clientes en 2011). El incremento en las ventas se debió fundamentalmente a un mayor consumo en Francia.

Comercialización de Productos y Servicios de Valor Añadido (PSVA)

La oferta de venta de electricidad y gas es complementada por ENDESA con productos y servicios relacionados que ofrecen valor añadido al cliente.

Los principales PSVA ofertados en cada segmento se resumen a continuación:

(a) Gran público (es decir, clientes residenciales, comercios y negocios hasta 50.000 kWh/año de consumo aproximadamente), segmento en el que la oferta se basa en tres familias de productos:

- Servicios energéticos, que incluye servicios de mantenimiento eléctrico, de gas y otros servicios para el hogar.
- Equipamiento, como por ejemplo calderas de gas, equipos de aire acondicionado, calentadores de gas y termos eléctricos, así como el servicio integral caldera, que incluye el suministro del equipo, la instalación, el mantenimiento y reparación, con la alternativa de ejercer la opción de compra.

Este modelo de negocio se basa en el aprovechamiento de la capacidad de compra de ENDESA y en la amplia base de clientes con mantenimiento de gas contratado con ENDESA.

- Otros productos: En esta categoría se incluye la venta de seguros personales, servicios de domótica, instalación del punto de recarga de vehículo eléctrico y servicios de certificación de eficiencia energética en edificios o partes de edificios.

(b) Empresas (empresas que consumen entre 50.000 kWh/año y 3 GWh/año), segmento en el que la oferta comprende los siguientes productos y servicios:

- Proyectos e instalaciones de electricidad y gas: servicios llave en mano para la construcción y mejora de las instalaciones eléctricas y de gas.
- Soluciones sectoriales, centradas en cubrir todas las necesidades energéticas específicas de determinados sectores, como el hotelero (calefacción, iluminación, climatización, instalaciones eléctricas, etc.).
- Instalaciones de energía solar térmica para la producción del agua caliente sanitaria.
- Soluciones de eficiencia energética para optimizar el rendimiento de las instalaciones (climatización, iluminación eficiente, asesoría energética, baterías de condensadores, cogeneración, etc.).
- Equipos energéticos: instalación de grupos electrógenos y de sistemas de alimentación ininterrumpida.
- Servicios de mantenimiento de centros de transformación de media tensión.

(c) Grandes clientes (es decir, empresas que consumen más de 3 GWh/año aproximadamente), segmento en el que la oferta comprende los siguientes productos y servicios:

- Proyectos eléctricos: servicios eléctricos llave en mano, que comprenden acometidas y proyectos eléctricos, servicios de calidad y continuidad del

suministro y otros servicios, como la gestión de la compra de equipos, material eléctrico e instalaciones.

- Proyectos de gas, que abarcan el diseño, construcción y puesta en marcha de cualquier proyecto relacionado con las acometidas de gas. También incluyen soluciones de gas natural vehicular (“GNV”), con el suministro completo de los equipos y materiales necesarios y otros servicios de mantenimiento de instalaciones de gas.
- Instalaciones de energía solar térmica con servicio llave en mano.
- Sistemas de cogeneración y micro-cogeneración, que son sistemas de alta eficiencia energética, basados en la producción simultánea de electricidad y de energía térmica, y de gran utilidad para cualquier actividad que requiera energía térmica, como procesos productivos o climatización. En particular, los sistemas de micro-generación son aquellos cuya potencia instalada es menor a 1 MW.
- Soluciones de eficiencia energética para optimizar el rendimiento de las instalaciones (climatización, iluminación eficiente, asesoría energética, baterías de condensadores, cogeneración, etc.).
- Gestión de clientes multipunto, que son aquellos que tienen varios puntos de suministro contratados. A estos clientes se les ofrece un servicio de gestión preferente ofreciéndoles un mejor seguimiento de su cartera de suministros.
- Gestión de ayudas públicas: subvenciones, préstamos reembolsables, deducciones fiscales sobre el impuesto de sociedades, etc.
- Otros servicios, como la compra-venta de derechos de emisiones de CO₂.

La actividad de comercialización de ENDESA se apoya en su experiencia, contando con una larga trayectoria en el mercado liberalizado en los últimos 15 años y con el desarrollo de una organización comercial eficiente para optimizar procesos y reducir costes operativos mejorando el servicio al cliente:

- Estructura organizativa dividida por segmentos (según consumo y tamaño): gran público, empresas y grandes clientes, con equipos especializados para cada tipo de cliente para maximizar las actividades comerciales, identificar oportunidades de negocio, desarrollar soluciones rentables, campañas y estrategias, así como una mejor gestión de contratos.
- Amplios y diversos canales de atención comercial: (i) internet, a través de la Oficina Online, donde los clientes pueden acceder a un amplio número de servicios relacionados con sus contratos de luz y gas y/o a través de las aplicaciones para móviles y *tablets*; (ii) los diferentes teléfonos gratuitos; y (iii) una extensa red de Puntos de Servicio y Oficinas Comerciales, para realizar las principales gestiones relacionadas con los contratos de luz/gas y servicios, así como para obtener información sobre ofertas comerciales. También se realizan

gestiones de contratación, facturación y reclamaciones, en un amplio horario comercial, y con atención por parte de personal experto.

ENDESA cuenta con un Plan de Excelencia Comercial que centra sus actividades en la calidad de las operaciones, la atención al cliente, así como en mejorar los métodos de medición de la satisfacción percibida por los clientes. Esta focalización en las necesidades de nuestros clientes se ha reflejado en 2013 en la mejora en un 8% del nivel de satisfacción percibida por el mercado residencial español con el canal telefónico, del 10% con el proceso de reclamaciones por parte de las empresas y del 5% también en el mercado residencial con el proceso de lectura y facturación (fuente: Sistema de calidad Percibida ENDESA 2013 con 98.703 encuestas. Realizado por proveedores externos especializados en medición de calidad percibida, Stiga y Leadership).

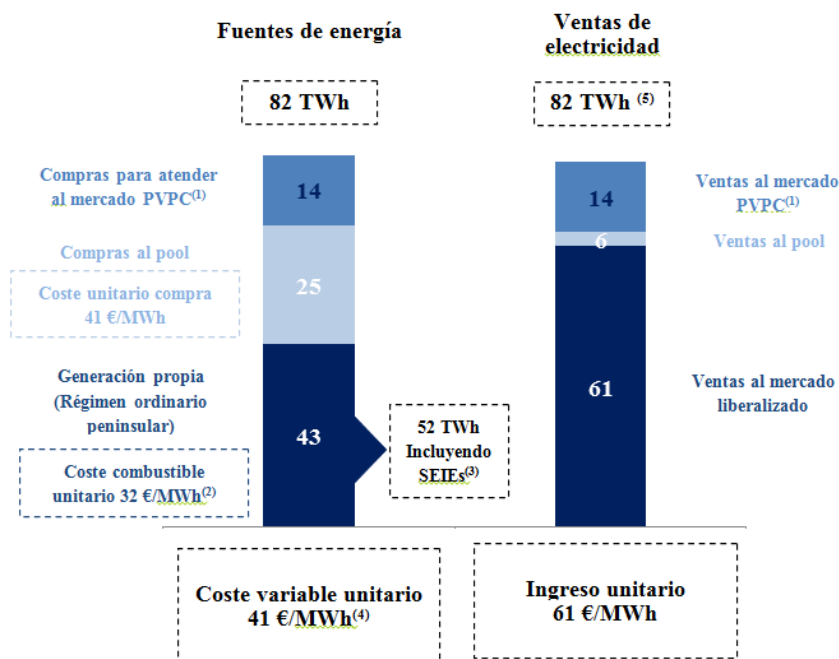
(C) Gestión integrada de los negocios de comercialización y generación de electricidad

ENDESA gestiona de manera integrada los negocios de comercialización y generación, de manera que optimiza esta posición integrada respecto a la gestión separada de ambas actividades:

- (a) ENDESA tiene una posición larga en ventas de electricidad, es decir, vende más energía de la que actualmente genera.
- (b) La gestión de ambas posiciones en generación y ventas se realiza a través de una organización compleja que acumula un gran conocimiento de los mercados mayoristas y que ha desarrollado las habilidades apropiadas para la gestión de riesgos.
- (c) Gracias a la posición de mercado integrada, ENDESA ha logrado un equilibrio adecuado entre las ventas, la generación y la gestión de la energía a través del cual gestiona la posición en diferentes escenarios combinando la opción de producción propia o mercado (mercado *spot* y de futuros). Este hecho junto con una adecuada gestión de la cartera de clientes ha dado como resultado una optimización de los márgenes por venta de energía.

El siguiente esquema y la explicación adjunta que lo acompaña pretenden ilustrar la gestión de la energía realizada en los nueve primeros meses de 2014:

Gestión de la energía a septiembre de 2014



- (1) No se considera energía PVPC (Precio Voluntario Pequeño Consumidor) en el cálculo del coste unitario y del ingreso unitario
 (2) Incluye coste de combustible, CO₂ e impuestos de la Ley 15/2012
 (3) Sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares
 (4) Incluye financiación bono social en los 9 meses de 2014
 (5) Cifras redondeadas

- (a) En los nueve primeros meses de 2014, las ventas de electricidad peninsular en España ascendieron a 82 TWh (61 TWh a clientes liberalizados, 14 TWh a clientes con tarifa regulada a través del PVPC y 6 TWh de ventas al *pool*).
- (b) Estas ventas se han cubierto a través de diferentes vías de aprovisionamiento: 43 TWh con generación propia a un coste de combustible unitario de 32 €/MWh, 25 TWh con compras al *pool* a un coste unitario de compra de 41 €/MWh y 14 TWh de compras para atender al mercado PVPC.
- (c) Sin considerar las compras y las ventas a clientes de PVPC, el coste promedio de las compras al *pool* y de la generación propia ascendió a 41 €/MWh -incluyendo la financiación del bono social- mientras que el ingreso promedio de las ventas ascendió a 61 €/MWh.
- (d) ENDESA mantiene un adecuado balance de su negocio basado en la gestión del riesgo, lo que le lleva a que a 30 de septiembre de 2014 tenga ya cubierto con ventas el 50% de su producción estimada para 2015. Para 2014, la cobertura de la producción es del 100%.

Para lograr un coste de combustible competitivo en las centrales de generación es clave el aprovisionamiento de combustibles, para lo cual ENDESA participa en los mercados mayoristas físicos y financieros:

- (a) La Compañía suministró 8,8 millones de toneladas de carbón a sus centrales en el ejercicio 2013 (13,2 millones de toneladas en 2012 y 13,4 millones de toneladas en 2011).
- (b) Con respecto a los combustibles líquidos, gestionó 1,3 millones de toneladas de fuel y 0,7 millones de toneladas de gasoil (1,4 millones de toneladas de fuel y 0,9 millones de toneladas de gasoil en 2012 y 1,5 millones de toneladas de fuel y 0,9 millones de toneladas de gasoil en 2011).
- (c) Adicionalmente, se suministraron 3,0 millones de toneladas de carbón a terceros (E.On AG y *Coal Trading Association* entre otros) (2,0 millones de toneladas en 2012 y 2,3 millones de toneladas en 2011).
- (d) Por último, el volumen de gas gestionado fue de 6,675 bcm (6,005 bcm en 2012 y 6,474 bcm en 2011). Estos datos incluyen el gas comercializado a cliente final, el suministrado a centrales de generación y ventas en mercados mayoristas.

Otro factor que afecta a la competitividad del parque generador de ENDESA es la gestión de las emisiones y los derechos para emitir. En cuanto a la gestión de derechos de emisión de CO₂, ENDESA mantiene su política medioambiental en el marco del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión (ETS) para cumplir los objetivos del Protocolo de Kioto. Las emisiones resultantes de la actividad de ENDESA en España alcanzaron la cifra de 28,5 millones de toneladas en 2013 (37,1 millones de toneladas en 2012 y 29,9 millones de toneladas en 2011), cubriéndose la casi totalidad con EUAS (*European Union Allowances*). La Compañía dispone de una cartera de CO₂ constituida por derechos adquiridos en los mercados (EUAS -*European Union Allowances*-, los cuales se pueden adquirir en el mercado primario a través de la Plataforma Europea de subasta de derechos, que comenzó a operar a finales de 2012 y en el mercado secundario) y los obtenidos en proyectos internacionales de reducción de emisiones basadas en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y de Acción Conjunta (AC), en cumplimiento de las obligaciones de reducción de emisiones en terceros países.

(D) Distribución de electricidad

La actividad de distribución de energía eléctrica tiene el objetivo de llevar la electricidad hasta los puntos de consumo. La distribución tiene carácter de actividad regulada, estando su retribución regulada en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

Para mayor información sobre la retribución de la actividad de distribución, véase el apartado 5.1.4. sub-apartado (A).1.7 (*Información sobre el Emisor- Retribución de la actividad de distribución*) de este Documento de Registro.

Las principales zonas de distribución de ENDESA son Andalucía, Aragón, Baleares, Canarias, Cataluña y Extremadura.

El número de kilómetros (“**km**”) de líneas de red de distribución de ENDESA en España alcanzó en 2013 los 323.631 km, de los que un 40,2% son líneas subterráneas (en 2012 la longitud contabilizada fue de 325.296 km y en 2011 de 321.464 km). En la siguiente tabla se muestra la longitud y el tipo de líneas de la red de distribución de ENDESA así como el número de subestaciones y centros de transformación de electricidad que la configuran:

Líneas de la red de distribución de ENDESA

	2011	2012	2013
Líneas de alta tensión (km)	19.022	19.541	19.566
Líneas de media tensión (km)	118.800	119.633	117.542
Líneas de baja tensión (km) ⁽¹⁾	183.642	186.122	186.523
Subestaciones (número)	1.240	1.255	1.244
Subestaciones (MVA)	82.526	83.569	84.890
Centros de transformación (número)	130.858	131.166	131.491

⁽¹⁾ La longitud de la red de baja tensión incluida en el total es una estimación realizada por ENDESA

En el siguiente mapa se muestran las zonas de distribución de ENDESA en España:



La energía total distribuida por ENDESA en 2013 ascendió a 112.031 GWh (115.390 GWh en 2012 y 115.727 GWh en 2011), lo que representa el 43% de la demanda total de 2013 de España (fuente: cuota calculada con base en la energía total distribuida por ENDESA en 2013 y la demanda del sistema eléctrico español publicada por REE en el Informe del Sector Eléctrico Español 2013).

En 2013, el número de clientes con contratos de acceso a las redes de distribución de la Compañía alcanzó los 11,9 millones (11,9 millones en 2012 y 2011).

Con respecto a la calidad del suministro, en España se mide a través de los indicadores tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada (“TIEPI”), que indica el número de minutos al año que se ha interrumpido el suministro eléctrico de dicha potencia y número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada (“NIEPI”), que indica el número de veces al año que se ha interrumpido el suministro eléctrico de dicha potencia, cuyo procedimiento de cálculo está regulado por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. Los niveles de TIEPI y NIEPI son auditados anualmente por una empresa externa independiente, que cada distribuidora elige libremente.

Durante 2013, el TIEPI atribuido en los mercados abastecidos por ENDESA en España se situó en 47 minutos, con cinco minutos de mejora con respecto a los valores de 2012, nuevo

récord de ENDESA en la disponibilidad ofrecida al cliente y fiabilidad del servicio en el 99,99% de las horas del año.

En la siguiente tabla se muestra la evolución del TIEPI propio de ENDESA en España en minutos, para las Comunidades Autónomas en las que presta servicio para los años 2011, 2012 y 2013:

TIEPI Propio	Minutos		
	2011	2012	2013
Andalucía	75	60	53
Aragón	49	54	54
Baleares	35	44	31
Canarias	39	43	31
Cataluña	55	47	43
Extremadura	66	42	56
ENDESA	60	52	47

La mejora en los indicadores de continuidad del suministro se extendió a las principales Comunidades Autónomas en las que ENDESA presta servicio. Cataluña y Andalucía obtuvieron sus mejores valores históricos de TIEPI con 43 y 53 minutos, respectivamente, mientras que Baleares y Canarias, mejoraron sus índices de interrupción anual a 31 minutos ambas.

De la misma forma, las ciudades abastecidas por ENDESA recibieron un servicio con un TIEPI inferior a 30 minutos en la mayoría de los casos, destacando Teruel, Huesca, Almería y Palma de Mallorca, todas ellas con 11 minutos.

El NIEPI propio se situó en 2013 en el 1,3, mejorando en una décima el dato del año anterior.

En el ámbito de la distribución eléctrica, ENDESA, a través del proyecto de telegestión, viene implantando en los últimos años un sistema de control y gestión automático y remoto del suministro eléctrico de clientes que, entre otras funciones, permite la captura remota de las medidas registradas en los contadores de electricidad. Este sistema sustituirá a los contadores eléctricos tradicionales de la totalidad de los clientes de ENDESA en España. En estrecha colaboración con ENEL, el despliegue que ha llevado a cabo ENDESA para la instalación de contadores digitales inteligentes en España ha permitido contar con 4,2 millones de contadores y 32.765 concentradores instalados a 31 de diciembre de 2013 y, de ellos, más de tres millones operando plenamente en régimen de telegestión.

La telegestión proporciona mejoras tanto para ENDESA en sus procesos comerciales y técnicos, como para los clientes ya que permite:

- (a) Mejorar la atención comercial, ya que se pueden realizar operaciones en la red inmediatas, sin molestias y de gran calidad. Asimismo posibilita al cliente el ahorro de energía por una mejor gestión de su consumo.
- (b) Reducir las pérdidas de energía y el TIEPI debido a menores averías.
- (c) Mejorar el control de la energía y de la potencia.
- (d) Mejorar la planificación y el desarrollo de la red.

Además, ENDESA tiene un conocimiento amplio en el ámbito de las redes inteligentes, gracias a proyectos como la *SmartCity* de Málaga donde se han desarrollado e instalado en escala real diferentes tecnologías de última generación en materia de tecnologías de la información y comunicación (“TICs”) y control-actuación remoto de la red, producción y almacenamiento distribuidos de energía, infraestructuras de recarga para la movilidad eléctrica y soluciones pioneras de eficiencia energética en edificios, empresas y hogares, con involucración activa de los consumidores finales de la ciudad de Málaga con 12.000 clientes domésticos, 300 industriales y 900 de servicios, cinco líneas de media tensión (“MT”) de 38 km y 72 centros de transformación (“CT”).

Para más detalle sobre el proyecto de telegestión y el de redes inteligentes, véase el apartado 11 de este Documento de Registro.

II. Mercado de Portugal

A cierre de 2013, la potencia instalada en Portugal ascendía a 17.792 MW, habiendo producido 47.837 GWh a lo largo del año 2013, con un gran peso de la energía hidroeléctrica (31% de la producción) y la energía eólica (25%), seguidas de la generación térmica de carbón (23%) y gas (13%). Portugal no cuenta con potencia nuclear.

En el siguiente cuadro se muestra el detalle de la potencia instalada y la producción de todo el sector eléctrico portugués para el año 2013:

Datos del sector eléctrico portugués

Generación de Electricidad – Portugal ⁽¹⁾	Potencia Instalada a 31 de Diciembre de 2013 (MW)	Producción 2013 (GWh)
Gas	4.758	6.909
Carbón	1.756	10.953
Hidroeléctrica (incl. Mini-hidroeléctrica) ⁽²⁾	5.652	14.640
Eólica	4.368	11.751
Solar	282	446
Otros	976	3.138
TOTAL	17.792	47.837

⁽¹⁾ Fuente: informe “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede, 31 dezembro 2013” de Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (operador del sistema en Portugal).

⁽²⁾ Incluye producción de centrales hidroeléctricas de bombeo pero no su consumo.

Esta producción, junto a las importaciones desde España, sirvió para cubrir la demanda de 49.155 GWh de los 6,1 millones de clientes de energía eléctrica del país. El desarrollo del gas es más reciente (a partir del año 1997) alcanzando en 2013 los 1,3 millones de clientes.

La presencia de ENDESA en el sistema eléctrico luso se centra, fundamentalmente, en las actividades de generación de electricidad y comercialización de electricidad y gas en el mercado liberalizado.

(A) Generación

La actividad de generación de electricidad en Portugal se lleva a cabo en un entorno competitivo. El mercado mayorista de electricidad está integrado desde 2007 con el mercado español, dando lugar al MIBEL. La integración en 2013 es prácticamente total, con un precio

único para España y Portugal salvo en momentos de congestión de la interconexión (11% de las horas en 2013).

Aquellos generadores con contratos previos a la liberalización pueden acogerse a un régimen transitorio, que se basa en los denominados “costos de mantenimiento del equilibrio contractual” (“CMEC”), consistentes en un contrato por diferencias entre el precio marcado en el MIBEL y el precio de referencia del contrato previo a la liberalización del mercado (precio que es actualizado anualmente hasta 2017, para luego mantenerse estable hasta el final de los CMEC en el 2027).

A cierre de 2013, la potencia instalada de ENDESA en Portugal es de 1.095 MW, a través de las siguientes participaciones:

- (a) 50% en Elecgas, S.A., sociedad que explota una central de ciclo combinado de 851 MW (dos grupos de 425 MW). ENDESA posee un contrato de *tolling* con Elecgas, S.A., por el que obtiene el 100% de la energía producida, que en 2013 se redujo a 132 GWh, frente a 1.542 GWh en 2012 y 1.570 GWh en 2011.
- (b) 38,9% en Tejo Energia, Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A., compañía propietaria de la central térmica de carbón de Pego, con una potencia instalada de 628 MW (244 MW ajustados por la participación de ENDESA). La central, que tiene vendida su energía a largo plazo al sistema vinculado portugués a través de un contrato que le garantiza una remuneración por la disponibilidad de la planta, produjo 3.024 GWh en 2013 (3.497 GWh en 2012 y 2.271 GWh en 2011), lo que significó el 6% del consumo eléctrico total del mercado portugués (fuente: Resumen Informativo del mercado liberalizado de electricidad de cierre anual publicado por la Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal). Dicho contrato tiene prevista su finalización en el año 2021.

En el periodo transcurrido entre los ejercicios 2011 y 2013, se ha observado en Portugal –al igual que ocurrió en España– un descenso de la demanda y un aumento significativo de la producción renovable, tanto eólica como hidroeléctrica (esta última en 2013), lo que dio lugar a una reducción del espacio en el mercado para la producción térmica (“hueco térmico”). Consecuentemente, se redujo la utilización del ciclo combinado de Elecgas y de la central de carbón de Pego, la cual, además, en 2013 tuvo una revisión de uno de sus grupos de 44 días.

El mantenimiento de la central de carbón y ciclo combinado de Pego está a cargo de Pegop – Energía Elétrica, S.A., compañía participada por ENDESA en un 50%. Adicionalmente, ENDESA también participa en el 50% de Carbopego – Abastecimientos de Combustíveis, S.A., empresa encargada del aprovisionamiento de carbón para la central.

(B) Comercialización de electricidad y gas

Comercialización de electricidad

En lo referente a la comercialización de electricidad, se distinguen dos tipos de clientes:

- Los consumidores de energía eléctrica que pueden elegir libremente su comercializador desde septiembre de 2006; y

- Aquellos consumidores con tarifas reguladas y por debajo de determinado umbral (potencia contratada de 10,35 kVA), a los cuales se les ha concedido un periodo transitorio hasta finales de 2015 para cambiar a un comercializador del mercado liberalizado ya que las tarifas reguladas a cliente final fueron eliminadas en enero de 2013.

A 30 de septiembre de 2014, el 80,5% del consumo eléctrico ya estaba contratado en el mercado liberalizado (fuente: Resumen Informativo del mercado liberalizado de electricidad de septiembre de 2014 publicado por la *Entidade Reguladora dos serviços energéticos* de Portugal), principalmente por grandes clientes y empresas, si bien 2,9 millones de clientes residenciales, con un consumo agregado de 7.880 GWh /año, todavía deben pasar al mercado libre antes del fin del 2015.

En el mercado liberalizado, ENDESA en 2013 suministró 6.513 GWh (6.163 GWh en 2012 y 5.821 GWh en 2011). Esto convierte a ENDESA en el segundo operador del mercado liberalizado portugués con una cuota cercana al 22% de la electricidad vendida en el mercado liberalizado (fuente: elaboración por ENDESA en función de la cantidad total suministrada para Portugal publicada por *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* de Portugal –ERSE– en el informe mensual del MIBEL).

Comercialización de Gas

Al igual que en electricidad, en la comercialización de gas se distinguen dos tipos de clientes:

- Los consumidores de gas que pueden elegir libremente su comercializador desde enero de 2010; y
- Aquellos consumidores con tarifas reguladas y por debajo de un determinado umbral (consumo anual de 500 m³), a los cuales se les ha dado un periodo transitorio hasta finales de 2015 para cambiar a un comercializador del mercado liberalizado, ya que las tarifas reguladas a cliente final fueron eliminadas en enero de 2013.

A 30 de junio de 2014, el 95% del consumo de gas estaba contratado en el mercado liberalizado (fuente: Resumen Informativo del mercado liberalizado de gas de Junio 2014 publicado por la *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* de Portugal -ERSE-), si bien aproximadamente 690.000 clientes deben pasar aún al mercado liberalizado antes del fin del año 2015.

ENDESA comercializó en el mercado libre 1.267 GWh en 2013, lo que supone una reducción frente a ejercicios anteriores (4.358 GWh en 2012 y 3.674 GWh en 2011), debido a menores ventas a ciclos combinados por las razones de mercado explicadas en el apartado de (A) de “*Generación*” correspondiente al “*Mercado de Portugal*”.

III. Energías renovables en el mercado de España y Portugal

ENDESA participa en el campo de las energías renovables a través de Enel Green Power España, S.L. (EGPE), de la cual posee el 40%, siendo el 60% restante propiedad de EGP, sociedad controlada por ENEL.

A cierre de 2013, la potencia instalada neta de EGPE era de 1.745 MW en España y de 163 MW en Portugal (1.680 MW en España y 184 MW en Portugal en 2012 y 1.626 MW en España y 191 MW en Portugal, en 2011) y una producción de 4.381 GWh en España y 543 GWh en Portugal (3.754 GWh en España y 586 GWh en Portugal en 2012 y 3.197 GWh en España y 514 GWh en Portugal en 2011).

La potencia instalada y la producción por las diferentes tecnologías se muestran en el siguiente cuadro:

Potencia instalada en España y Portugal (MW)⁽¹⁾	2011	2012	2013
Eólica	1.514	1.568	1.652
Minihidráulica ⁽²⁾	57	57	43
Solar	13	13	13
Otro	42	42	37
España	1.626	1.680	1.745
Eólica	126	126	126
Otro	65	58	37
Portugal	191	184	163
TOTAL	1.817	1.864	1.908

⁽¹⁾ La potencia instalada equivalente de EGPE, y por tanto el negocio de energías renovables, no están computados en las magnitudes económicas de España y Portugal del apartado 6.1.1 ya que EGPE consolida por puesta en equivalencia

⁽²⁾ Corresponde a instalaciones hidráulicas sujetas al esquema retributivo específico del denominado régimen especial.

Producción en España y Portugal (GWh)⁽¹⁾	2011	2012	2013
Eólica	2.848	3.458	4.044
Minihidráulica ⁽²⁾	133	109	146
Solar	25	26	27
Otro	191	161	164
España	3.197	3.754	4.381
Eólica	255	304	352
Otro	259	282	191
Portugal	514	586	543
TOTAL	3.714	4.340	4.924

⁽¹⁾ La producción en España equivalente de EGPE, y por tanto el negocio de energías renovables, no están computados en las magnitudes económicas de España y Portugal del apartado 6.1.1 ya que EGPE consolida por puesta en equivalencia.

⁽²⁾ Corresponde a instalaciones hidráulicas sujetas al esquema retributivo específico del denominado régimen especial.

Respecto al modelo de retribución de las tecnologías renovables, éste se basa en una retribución por venta de energía en el mercado más una retribución regulada adicional, compuesta, en su caso, por un término de retribución a la inversión y un término de retribución a la operación. Para mayor información sobre el modelo retributivo de esta actividad, véase el apartado 5.1.4, sección (A).1. (*Funcionamiento del sistema eléctrico español*) de este Documento de Registro.

IV. Mercado de Marruecos

El mercado eléctrico marroquí cuenta con 7.342 MW de potencia instalada, aproximadamente seis millones de clientes y 32.025 GWh de demanda a cierre de 2013 (fuente: “*Cifras a cierre de 2013*” en el sitio *web* de la *Office National de l’Electricité et de l’Eau Potable* (“ONEE”); <http://www.one.org.ma>).

A lo largo del 2013, la producción de energía eléctrica en Marruecos alcanzó los 26.941 GWh, con un papel dominante para la generación térmica (83% de la producción), seguida de generación hidroeléctrica (11%) y eólica (5%). Esta producción ha de complementarse con importaciones, básicamente desde España, alcanzando en 2013 los 5.371 GWh TWh y suponiendo el 17% de la demanda del país.

Estas importaciones desde España se realizan a través de dos líneas de interconexión por un total de 1.400 MW de capacidad técnica y con una capacidad de intercambio comercial máxima de España a Marruecos de 900 MW.

El mercado eléctrico marroquí está controlado por la ONEE, aunque existen algunos operadores privados en el negocio de generación y en concesiones privadas en distribución.

ENDESA está presente en Marruecos a través de la participación del 32% que posee en Energie Electrique de Tahaddart, S.A., sociedad propietaria de una central de ciclo combinado de 380 MW, que entró en funcionamiento en 2005. El resto de los accionistas son la ONEE con un 48% y SIEMENS con un 20%. En 2013 la central alcanzó una producción de 2.663 GWh (2.329 GWh en 2011 y 2.830 GWh en 2012).

La remuneración de la central es a través de un contrato a largo plazo de venta de energía (PPA: *Power Purchase Agreement*) con la ONEE a 20 años, siendo el gas suministrado por la ONEE. Esta remuneración contempla un pago fijo por capacidad y por los costes de operación y mantenimiento, un pago adicional variable por operación y mantenimiento y un bonus/penalización por eficiencia de la central.

Hasta el 31 de diciembre de 2013, la participación de ENDESA en Energie Electrique de Tahaddart, S.A. se consolidaba por el método proporcional. Como consecuencia de la aplicación a partir del 1 de enero de 2014 de la NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”, Energie Electrique de Tahaddart, S.A. ha pasado a consolidarse por el método de participación. La aportación de dicha participación al resultado de ENDESA ascendió a 30 de septiembre de 2014 a 5 millones de euros.

V. Factores clave de ENDESA

El negocio del Grupo ENDESA está intrínsecamente vinculado a un gran número de factores clave, algunos de ellos de naturaleza externa y otros propios del negocio de ENDESA. Entre dichos factores destacan los siguientes:

(a) *Negocio altamente regulado*

Aproximadamente el 65% del EBITDA de 2013 de ENDESA (calculado en términos *pro-forma* según el apartado 20.2.1) de España y Portugal procede de actividades con ingresos regulados. El negocio de distribución a 31 de diciembre aporta el 51% del EBITDA, el negocio de generación no peninsular el 10% y el 4% restante procede de otros ingresos regulados de la generación peninsular. Frente a la situación normativa existente en el pasado,

el marco regulatorio de las actividades reguladas ha sido recientemente revisado ofreciendo mayor claridad y transparencia en la remuneración de los operadores eléctricos.

El elevado peso de los negocios regulados en el EBITDA de ENDESA, en un contexto regulatorio estable, constituye un pilar fundamental para dotar de estabilidad y predictibilidad a sus flujos de caja.

(b) Historial de eficiencia operativa

ENDESA posee un historial de eficiencia operativa que se ha puesto de manifiesto con la reducción de costes unitarios operativos y de capital (*cash cost*) alcanzada en los últimos años en cada una de las divisiones de la Compañía gracias a diferentes acciones de gestión llevadas a cabo, tales como: medidas de reorganización interna que han supuesto una reducción de la plantilla, reestructuración de procesos, renegociación de contratos con proveedores, así como la hibernación virtual de algunos ciclos combinados. De esta forma, en distribución, el *cash cost* unitario se ha reducido en el periodo 2009-2013 desde los 94 €/cliente a los 53 €/cliente (-43%); en generación, el *cash cost* unitario se redujo para el mismo periodo desde 56.000 €/MW a 49.000 €/MW (-13%); y en comercialización, el *cash cost* unitario en el periodo 2011-2013 (teniendo en cuenta el calendario de liberalización del sector) se ha reducido desde los 32 €/cliente a 25 €/cliente (-21%).

(c) Márgenes resistentes

ENDESA ha afrontado condiciones adversas tanto económicas como regulatorias en los últimos años, tales como la reducción de la demanda eléctrica peninsular del 3,6% (*fFuente: Balance eléctrico peninsular de REE*), una caída de los precios del pool del 11% (*fFuente: OMIE*) de 2011 a 2013 y el impacto negativo de la reforma eléctrica aprobada por el regulador sobre los ingresos del sector. En este contexto adverso, el negocio de ENDESA ha visto reducido su EBITDA en 2013 respecto a 2011 sólo en 700 millones de euros frente a un impacto sobre el EBITDA de ENDESA de las medidas regulatorias por un importe de 1.300 millones de euros en 2013 respecto a 2011.

Esta resistencia de los márgenes de ENDESA se explica, en gran parte, por la mejora de eficiencia en costes por un lado, y por la gestión integrada de los negocios liberalizados (generación, compras de energía y ventas a cliente final), por otro lado, tal y como se explica en la sección (C) del apartado 6.2.I. (*Gestión integrada de los negocios de comercialización y generación de electricidad*) del presente Documento de Registro.

Como resultado de esta estrategia, ENDESA alcanzó un margen de contribución medio unitario de electricidad de 22 €/MWh en el año 2013, comparado con 20 €/MWh en 2011, a pesar de una caída del precio del pool de 6 €/MWh en ese periodo.

(d) Estructura de capital revisada

ENDESA ha redefinido su estructura financiera y de capital tras la Desinversión en Latinoamérica y el reparto de los Dividendos para hacerla más eficiente. A raíz de estas operaciones la Compañía ha aumentado su apalancamiento y ha reducido, en consecuencia, el coste medio de la deuda.

(e) Posibilidad de capturar oportunidades de crecimiento en el mercado ibérico

ENDESA ha definido un plan de negocio focalizado en el mercado ibérico, que permita aprovechar las oportunidades que una mejora del contexto macroeconómico y un marco regulatorio estable puedan ofrecer. En este sentido, las oportunidades de crecimiento que puedan surgir podrían capturarse gracias a: (i) la posición de liderazgo de ENDESA junto con su mix de producción competitivo como herramientas para capturar la mejora de las condiciones de mercado; (ii) la liberalización del mercado energético portugués en el que ENDESA es el segundo operador eléctrico y con un papel creciente en el mercado de gas, de manera que podría aprovechar las nuevas oportunidades que se presenten en Portugal; (iii) el desarrollo de nuevos productos y servicios de valor añadido, donde ENDESA tiene una experiencia de más de diez años; (iv) la participación del 40% en EGPE, de cara a potenciales crecimientos que pueda experimentar el sector de energías renovables; y (v) la gestión centrada en el mercado ibérico que permite a la compañía una continua monitorización de las oportunidades de crecimiento que puedan darse en dicho mercado.

6.3 Se incluirá la base de cualquier declaración efectuada por el emisor relativa a su posición competitiva

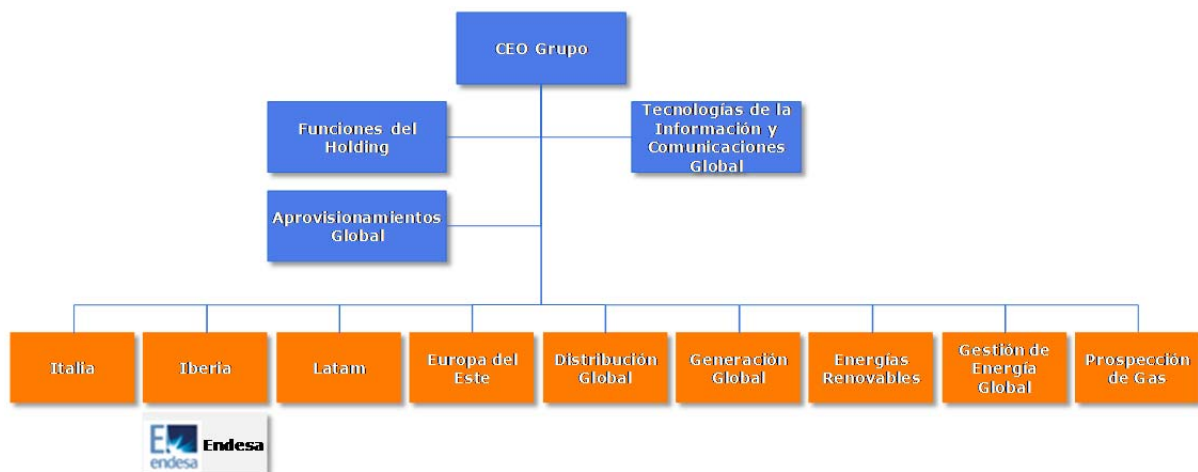
Las magnitudes y cuotas expresadas en este capítulo 6 han sido estimadas por ENDESA sobre la base de datos de ENDESA y las fuentes que se indican en el apartado 6.2 de este capítulo.

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

7.1 Si el emisor es parte de un grupo, una breve descripción del grupo y la posición del emisor en el grupo

A la fecha de registro del presente Documento de Registro, ENEL posee, indirectamente a través de EEE, un 92,063% del capital de ENDESA.

A esa misma fecha, el Grupo ENEL en el que se integra el Grupo ENDESA, se organiza de acuerdo con la siguiente estructura:



La organización del Grupo ENEL se articula en las siguientes áreas y departamentos:

- **Líneas de negocio globales:** *Distribución Global, Generación Global, Energías Renovables y Prospección de Gas*, que se ocupan de optimizar el funcionamiento operativo del Grupo, compartiendo las mejores prácticas y tecnologías disponibles en cada ámbito, proporcionando servicios técnicos y de ingeniería. *Gestión de Energía Global*, por su parte, es responsable de maximizar las sinergias en la compra y venta de materias primas (*commodities*) apoyándose en las dimensiones globales del Grupo.
- **Países y regiones:** *Italia, Iberia, Latinoamérica y Europa del Este*, que se responsabilizan de maximizar el retorno económico de las actividades de negocio a nivel local y de gestionar todas las relaciones con los grupos de interés presentes en el territorio (clientes, instituciones, entes reguladores, etc.).
- **Funciones de servicios globales:** es decir *Aprovisionamiento Global y Tecnologías de la Información y Comunicación Global*, que se ocupan de proporcionar respectivamente servicios de aprovisionamientos y de sistemas informáticos y de telecomunicaciones maximizando la eficacia y la eficiencia interna del Grupo;
- **Funciones de la Matriz (Holding):** *Administración, Finanzas y Control, Recursos Humanos y Organización, Comunicación, Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos, Innovación y Sostenibilidad, Asuntos Europeos y Auditoría*, que gestionan las actividades de dirección y coordinación del Grupo.

El Grupo ENDESA queda englobado en la estructura descrita, beneficiándose de la pertenencia al Grupo ENEL en virtud de, entre otras, la generación de sinergias, la coordinación de mejores prácticas y la aplicación de economías de escala que afectan especialmente a:

- el área de compra de bienes y servicios;
- el acceso a los mercados financieros;
- las tecnologías de Sistemas de Información y Telecomunicaciones; y
- a las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, principalmente: investigación, desarrollo, ingeniería, ejecución, puesta en marcha y operación y mantenimiento de instalaciones así como la adquisición y venta de materias primas en los mercados globales.

La estructura organizativa del Grupo ENEL fue aprobada el 30 de julio de 2014 por lo que su desarrollo y potenciales efectos deberían desplegarse durante el futuro inmediato.

Dicho lo anterior, y de manera ya consolidada en tal estructura, ENDESA es la sociedad cabecera de la división de Iberia del Grupo ENEL (España y Portugal). ENDESA es una sociedad *holding* cuya actividad fundamental se centra en la gestión y prestación de servicios a su grupo empresarial, no realizando directamente actividades eléctricas.

Para organizar las distintas líneas de negocio (generación, distribución y comercialización de energía). ENDESA cuenta con las siguientes compañías: Endesa Generación, S.A.U., Endesa Red, S.A.U. y Endesa Energía, S.A.U.

(a) *Generación de energía: Endesa Generación, S.A.U.*

Fue creada el 22 de septiembre de 1999 para concentrar en ella los activos de generación y minería de ENDESA. Endesa Generación, S.A.U. agrupa, entre otras, las

participaciones del 100% en Gas y Electricidad Generación, S.A.U. y Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U., una participación del 40% en la sociedad Enel Green Power España, S.L., controlada por EGP, que aglutina la actividad del Grupo ENEL en energías renovables en el ámbito de España y Portugal, y una participación del 50% en Nuclenor, S.A.

(b) *Distribución de energía: Endesa Red, S.A.U.*

Fue creada el 22 de septiembre de 1999 como culminación del proceso de integración de las compañías de distribución de ámbito territorial de ENDESA en España. Esta sociedad agrupa, entre otras, a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. (100%), que asume las actividades reguladas de transporte y distribución de electricidad, Endesa Gas, S.A.U. (100%), y Endesa Ingeniería, S.L.U. (100%).

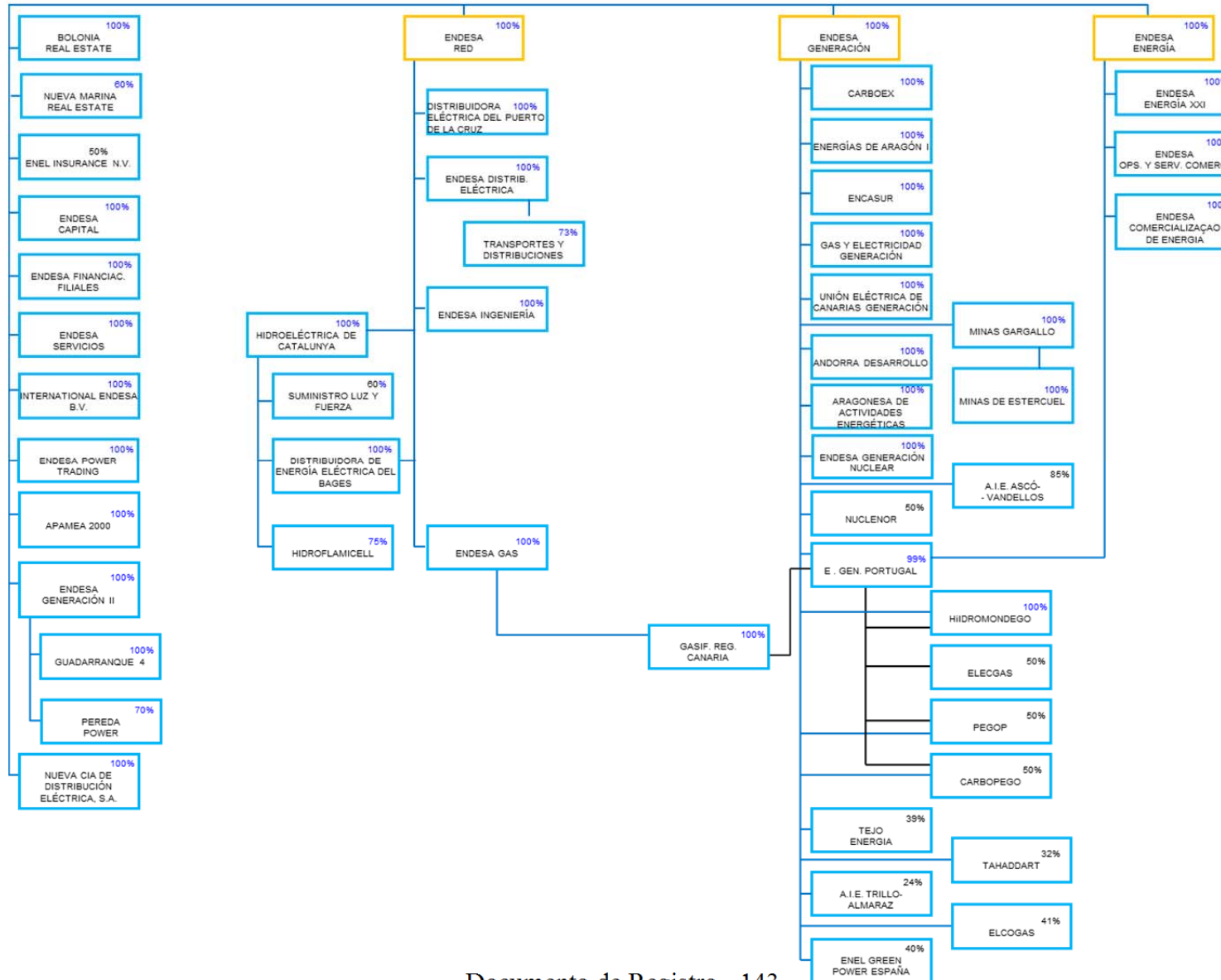
(c) *Comercialización de energía: Endesa Energía, S.A.U.*

Endesa Energía, S.A.U. fue creada el 3 de febrero de 1998 para desarrollar actividades de comercialización en el mercado liberalizado, respondiendo así a las exigencias derivadas del proceso de liberalización del sector eléctrico español.

Su actividad fundamental es el suministro de energía y servicios de valor añadido a los clientes que deciden ejercer su derecho a elegir suministrador y recibir el servicio en el mercado liberalizado. Además, Endesa Energía, S.A.U. es titular de participaciones en las sociedades Endesa Energía XXI, S.L.U., sociedad que actúa como comercializadora de referencia del Grupo ENDESA, y Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U., que tiene por objeto prestar servicios comerciales vinculados al suministro de energía eléctrica.

Endesa Energía, S.A.U. realiza actividades de comercialización en los mercados liberalizados de Portugal, Francia, Alemania, Holanda y Bélgica.

A continuación se incluye un mapa societario en el que se recoge, de forma gráfica, la situación a 30 de septiembre de 2014:





7.2 Lista de las filiales significativas del emisor, incluido el nombre, el país de constitución o residencia, la participación en el capital y, si es diferente, su proporción de derechos de voto

A la fecha de registro de este Documento de Registro, las principales sociedades que componen el Grupo ENDESA y que forman parte del segmento de España y Portugal son las que figuran a continuación:

Sociedad	Sociedad matriz	% Participación Control	% Participación Económica	Actividad	País
Andorra Desarrollo, S.A.U.	Endesa Generación, S.A.U.	100,0	100,0	Desarrollo regional	España
Apamea 2000, S.L.U.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Actividades de energía eléctrica y otras	España
Aragonesa de Actividades Energéticas, S.A.U.	Endesa Generación, S.A.U.	100,0	100,0	Generación de energía eléctrica	España
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	Endesa Generación, S.A.U.	85,4	85,4	Gestión, explotación y administración de centrales nucleares	España
Bolonia Real Estate, S.L.U.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Gestión y desarrollo del patrimonio inmobiliario	España
Carboex, S.A.U.	Endesa Generación, S.A.U.	100,0	100,0	Aprovisionamiento de combustibles	España
Carbopego Abastecimientos de Combustiveis, S.A.	Endesa Generación, S.A.U. Endesa Generación Portugal, S.A.	50,0	50,0	Abastecimiento de combustibles	Portugal
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E.	Endesa Generación, S.A.U.	24,3	23,9	Gestión de la C.N. de Almaraz y C.N. de Trillo	España
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages, S.A.	Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.U. Endesa Red, S.A.U.	100,0	100,0	Distribución y comercialización de energía	España
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz, S.A.U.	Endesa Red, S.A.U.	100,0	100,0	Compra, transporte, distribución y comercialización de energía	España
Elcogas, S.A.	Endesa Generación, S.A.U.	41,0	41,0	Generación de energía eléctrica	España
Elecgas, S.A.	Endesa Generación Portugal, S.A.	50,0	49,7	Producción energía eléctrica a través de ciclo combinado	Portugal
Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U.	Endesa Generación, S.A.U.	100,0	100,0	Aprovechamiento de yacimientos mineros	España
Endesa Capital, S.A.U.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Emisión de instrumentos de deuda	España
Endesa Comercialização de Energia, S.A.	Endesa Energía, S.A.U.	100,0	100,0	Comercialización de productos energéticos	Portugal



Sociedad	Sociedad matriz	% Participación Control	% Participación Económica	Actividad	País
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Endesa Red, S.A.U.	100,0	100,0	Distribución de energía eléctrica	España
Endesa Energía XXI, S.L.U.	Endesa Energía, S.A.U.	100,0	100,0	Servicios asociados a comercialización de productos energéticos	España
Endesa Energía, S.A.U.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Comercialización de productos energéticos	España
Endesa Financiación Filiales, S.A.U.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Financiación de las filiales de Endesa, S.A.	España
Endesa Gas, S.A.U.	Endesa Red, S.A.U.	100,0	100,0	Ciclo completo de gas	España
Endesa Generación II, S.A.U.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Desarrollo de actividades de generación eléctrica	España
Endesa Generación Nuclear, S.A.U.	Endesa Generación, S.A.U.	100,0	100,0	Ostentar la propiedad de toda clase de activos nucleares y la gestión, generación y venta de electricidad	España
Endesa Generación Portugal, S.A.	Endesa Generación, S.A.U. Endesa Energía, S.A.U.	99,4	99,4	Actividades de producción eléctrica y otras relacionadas	Portugal
Endesa Generación, S.A.U.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Generación y comercialización de energía eléctrica	España
Endesa Ingeniería, S.L.U.	Endesa Red, S.A.U.	100,0	100,0	Servicios de consultoría e ingeniería civil	España
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.	Endesa Energía, S.A.U.	100,0	100,0	Prestación de servicios a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y a Endesa Energía, S.A.U.	España
Endesa Power Trading LTD.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Operaciones de trading	Reino Unido
Endesa Red, S.A.U.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Actividades de distribución	España
Endesa Servicios, S.L.U.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Prestación de servicios	España
Enel Green Power España, S.L.	Endesa Generación, S.A.U.	40,0	40,0	Cogeneración y energías renovables	España
Enel Insurance N.V.	Endesa, S.A.	50,0	50,0	Operaciones de reaseguro	Holanda
Energías de Aragón I, S.L.U.	Endesa Generación, S.A.U.	100,0	100,0	Transporte, distribución y venta de energía eléctrica	España



Sociedad	Sociedad matriz	% Participación Control	% Participación Económica	Actividad	País
Energie Electrique de Tahaddart, S.A.	Endesa Generación, S.A.U.	32,0	32,0	Central eléctrica de ciclo combinado	Marruecos
Gas y Electricidad Generación, S.A.U.	Endesa Generación, S.A.U.	100,0	100,0	Generación de energía eléctrica	España
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	Endesa Gas, S.A.U. Endesa Generación Portugal, S.A.	100,0	99,8	Distribución de gas	España
Guadarranque Solar 4, S.L.U.	Endesa Generación II, S.A.U.	100,0	100,0	Producción de energía eléctrica mediante energías renovables	España
Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.U.	Endesa Red, S.A.U.	100,0	100,0	Transporte y distribución de energía eléctrica	España
Hidroflamicell, S.L.	Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.U.	75,0	75,0	Distribución y venta de energía	España
Hidromondego - Hidroeléctrica do Mondego, LdA	Endesa Generación, S.A.U. Endesa Generación Portugal, S.A.	100,0	99,9	Producción y comercialización de energía	Portugal
International Endesa, B.V.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Sociedad de operaciones financieras internacionales	Holanda
Minas de Estercuel, S.A.	Mínas Gargallo, S.L.	99,7	99,6	Yacimientos minerales	España
Minas Gargallo, S.L.	Endesa Generación, S.A.U.	99,9	99,9	Yacimientos minerales	España
Nuclenor, S.A.	Endesa Generación, S.A.U.	50,0	50,0	Generación de energía eléctrica de origen nuclear	España
Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4, S.L.U.	Endesa, S.A.	100,0	100,0	Desarrollo de actividades de distribución de energía eléctrica	España
Nueva Marina Real Estate, S.L.	Endesa, S.A.	60,0	60,0	Inmobiliaria	España
Pegop - Energía Eléctrica, S.A.	Endesa Generación, S.A.U. Endesa Generación Portugal, S.A.	50,0	50,0	Operación de la central de Pegó	Portugal
Pereda Power, S.L.	Endesa Generación II, S.A.U.	70,0	70,0	Desarrollo de actividades de generación eléctrica	España
Suministro de Luz y Fuerza, S.L.	Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.U.	60,0	60,0	Distribución y comercialización de energía	España
Tejo Energia –Produção e Distribuição de Energia	Endesa Generación, S.A.U.	38,9	38,9	Producción, transporte y distribución de energía	Portugal



Sociedad	Sociedad matriz	% Participación Control	% Participación Económica	Actividad	País
Eléctrica, S.A.					
Transportes y Distribuciones Eléctricas, S.A.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	73,3	73,3	Transporte de energía eléctrica	España
Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.	Endesa Generación, S.A.U.	100,0	100,0	Generación de energía eléctrica	España

Incorporaciones y exclusiones del Grupo ENDESA

En el periodo de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014, respecto de la situación a 31 de diciembre de 2013, se ha producido la incorporación de la sociedad Nueva Marina Real Estate, S.L. en el grupo consolidado de ENDESA que formaba parte del negocio en España y Portugal (esto es, excluyéndose las filiales de ENDESA Latam), y la salida de ENDESA Capital Finance, L.L.C.

El impacto en el Estado del Resultado Consolidado y en el Estado de Situación Financiera Consolidado de las modificaciones señaladas en el perímetro de consolidación durante el ejercicio 2014 está recogido en los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios de ENDESA del periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 (véase apartado 20.6.1. de este Documento de Registro).

Desde el 30 de septiembre de 2014 hasta la fecha de registro del presente Documento de Registro no se han materializado incorporaciones y exclusiones de sociedades en el grupo consolidado de ENDESA que forma parte del negocio en España y Portugal (esto es, excluyéndose las filiales que constituyen el Negocio en Latinoamérica).

El día 23 de octubre de 2014, ENDESA formalizó la transmisión a ENEL, a través de EEE, de su negocio en Latinoamérica mediante la venta de (i) el 100% de las acciones de ENDESA Latam (sociedad que es, a su vez, propietaria de un 40,32% del capital social de Enersis, S.A.); y (ii) el 20,3% de las acciones de Enersis, S.A. titularidad directa de ENDESA, por un importe de 8.252,9 millones de euros.

La desinversión conjunta del 100% de ENDESA Latam y del 20,3% de Enersis ha supuesto para ENDESA, desde la fecha de materialización de la Desinversión en Latinoamérica, la pérdida de control sobre la propia ENDESA Latam, sobre Enersis y, por tanto, sobre todas las sociedades controladas por ésta última; por lo que esta desinversión significa para ENDESA la salida de su perímetro de consolidación de este conjunto de sociedades. Las sociedades que como consecuencia de la Desinversión en Latinoamérica han sido excluidas del perímetro de consolidación son las siguientes:

- Aguas Santiago Poniente, S.A.	- Emgesa Panamá, S.A.	- Hidroeléctrica El Chocón, S.A.
- Ampla Energia e Serviços, S.A.	- Emgesa, S.A. E.S.P.	- Hidroinvest, S.A.
- Aysén Energía, S.A.	- Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A.	- ICT Servicios Informáticos Ltda.
- Aysén Transmisión, S.A.	- Empresa de Energía de Cundinamarca, S.A. E.S.P.	- Ingendesa do Brasil Ltda. (En Liquidación)
- Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, S.A.	- Empresa Distribuidora Sur, S.A.	- Inkia Holdings (Acter) Limited
- Central Dock Sud, S.A.	- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	- Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.
- Central Eólica Canela S.A.	- Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	- Inversiones Distrilima, S.A.C.
- Central Geradora Termelétrica Fortaleza, S.A.	- Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A.	- Inversiones GasAtacama Holding Ltda.
- Central Vuelta de Obligado, S.A.	- Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (Endesa Chile)	- Inversora Codensa S.A.S.
- Centrais Hidroeléctricas de Aysén, S.A.	- En-Brasil Comercio e Serviços, S.A.	- Inversora Dock Sud, S.A.

- Chilectra Inversud, S.A.	- Endesa Argentina, S.A.	- Latin America Holding I Ltd.
- Chilectra, S.A.	- Endesa Brasil, S.A.	- Latin America Holding II Ltd.
- Chinango, S.A.C.	- Endesa Cemsa, S.A.	- Luz Andes Ltda.
- Codensa, S.A. E.S.P.	- Endesa Costanera, S.A.	- Progas, S.A.
- Companhia Energética do Ceará, S.A.	- Endesa Latam	- Sacme, S.A.
- Compañía de Interconexión Energética, S.A.	- Enersis	- Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.
- Compañía de Transmisión del Mercosur, S.A.	- Eólica Fazenda Nova - Geração e Comercialização de Energia, S.A.	- Sociedad Concesionaria Túnel El Melón, S.A.
- Compañía Eléctrica Tarapacá, S.A.	- GasAtacama Chile, S.A.	- Sociedad Portuaria Central Cartagena, S.A.
- Compañía Energética Veracruz S.A.C.	- GasAtacama, S.A.	- Southern Cone Power Argentina, S.A.
- Consorcio Ara-Ingendesa Ltda.	- Gasoducto Atacama Argentina, S.A.	- Southern Cone Power Ltd
- Construcciones y Proyectos los Maitenes, S.A.	- Gasoducto Taltal, S.A.	- Southern Cone Power Perú, S.A.A.
- Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P.	- Generalima, S.A.C.	- Termoeléctrica José de San Martín, S.A.
- Distrilec Inversora, S.A.	- Generandes Perú, S.A.	- Termoeléctrica Manuel Belgrano, S.A.
- Edegel, S.A.A.	- GNL Chile, S.A.	- Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.
- Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	- GNL Norte, S.A.	- Transportadora de Energía, S.A.
- Electrogas, S.A.	- GNL Quintero, S.A.	- Yacylec, S.A.

Sociedades del Grupo ENDESA en pérdidas

Dentro de las sociedades que componen el Grupo ENDESA, las siguientes sociedades han generado resultados negativos a 30 de septiembre de 2014, hasta un importe total acumulado de 134 millones de euros: Nueva Marina Real Estate, S.L., Endesa Energía XXI, S.L.U., Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E., Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U., Gas y Electricidad Generación, S.A.U., Endesa Generación Portugal, S.A., Hidromondego - Hidroeléctrica do Mondego, LDA, y Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U.

Los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios de ENDESA y sociedades dependientes correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, incorporan las pérdidas correspondientes a estas sociedades.

Para cada una de las sociedades indicadas en los párrafos anteriores, ENDESA realiza un análisis pormenorizado teniendo en cuenta su situación financiera, sus perspectivas de negocio, su encaje en la estrategia del Grupo, su estructura accionarial y, en su caso, los pactos de accionistas existentes determinando individualmente para cada una de ellas, en base al resultado de este análisis, la posición a tomar por parte de ENDESA como accionista de control de la sociedad ante la situación de pérdidas.

A la fecha de registro de este Documento de Registro, no se ha tomado aún ninguna decisión sobre la recapitalización de estas sociedades. No obstante, es oportuno señalar que Endesa Energía XXI, S.L.U., sociedad que, a 30 de septiembre de 2014, tenía pérdidas por 42



millones de euros y un patrimonio neto negativo por valor de 157 millones de euros, ha incrementado en 80 millones de euros (hasta un acumulado de 210 millones de euros), a 1 de agosto de 2014, el préstamo participativo que mantiene con Endesa Financiación Filiales S.A.U.

8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO

8.1 Información relativa a todo inmovilizado material tangible existente o previsto, incluidas las propiedades arrendadas, y cualquier gravamen importante al respecto

(A) Inmovilizado material en explotación

Se detallan a continuación las plantas de producción de energía eléctrica que ENDESA posee en propiedad en los mercados de España y Portugal a la fecha de registro del presente Folleto:

- Parque de generación de ENDESA en España a 31/12/2013 (Régimen Ordinario) MW

	Localidad	Año de Puesta en Explotación ⁽¹⁾	Potencia instalada total (MW)	%ENDESA	Potencia correspondiente a ENDESA (MW)	
SISTEMA PENINSULAR						
Carbón						
	Compostilla	Cubillos del Sil-León	1961-1984	1.200	100,0	1.200
	Anllares	Anllares-León	1982	366	33,33	122
	As Pontes	As Pontes-La Coruña	1976-1979	1.469	100,0	1.469
	Teruel	Andorra-Teruel	1979-1980	1.101	100,0	1.101
	Litoral	Carboneras-Almería	1984	1.159	100,0	1.159
	Total Carbón		5.295			5.051

⁽¹⁾ En aquellas plantas en las que aparece más de un año quiere decir que ha habido puestas en explotación en diferentes años de los grupos de generación que la integran.

- *Parque de generación de ENDESA en España a 31/12/2013 (Régimen Ordinario) MW (continúa)*

	Localidad	Año de Puesta en Explotación⁽¹⁾	Potencia instalada total (MW)	%ENDESA	Potencia correspondiente a ENDESA (MW)
Fuel-Gas					
Foix ⁽²⁾	Cubelles-Barcelona	1979	520	100,0	520
Total Fuel-Gas			520		520
Ciclo Combinado Gas					
San Roque 2	San Roque-Cádiz	2002	408	100,0	408
Besós 3	Besós-Barcelona	2002	419	100,0	419
Besós 5	Besós-Barcelona	2010	873	100,0	873
Colon 4	Huelva	2006	398	100,0	398
As Pontes	As Pontes-La	2008	870	100,0	870
Total Ciclo Combinado Gas			2.968		2.968

⁽¹⁾ En aquellas plantas en las que aparece más de un año quiere decir que ha habido puestas en explotación en diferentes años de los grupos de generación que la integran.

⁽²⁾ ENDESA solicitó autorización para su cierre definitivo en julio de 2014, estando pendiente la resolución de la Administración a este respecto. Con el cierre de Foix, ENDESA culmina el cierre de todas las centrales de fuel gas que poseía en el territorio peninsular español.

	Localidad	Año de Puesta en Explotación (1)	Potencia instalada total (MW)	%ENDESA	Potencia correspondiente a ENDESA (MW)
Nucleares					
Ascó I	Ascó-Tarragona	1983	1.033	100,0	1.033
Ascó II	Ascó-Tarragona	1986	1.027	85,0	873
Vandellós II	Vandellós- Tarragona	1988	1.088	72,0	783
Garroña (2)	Santa M ^a Garroña-Burgos	1971	466	50,0	233
Almaraz I	Almaraz- Cáceres	1981	1.049	36,0	378
Almaraz II	Almaraz- Cáceres	1983	1.044	36,0	376
Trillo	Trillo- Guadalajara	1988	1.100	1,0	11
Total Nuclear			6.806		3.687

(1) En aquellas plantas en las que aparece más de un año quiere decir que ha habido puestas en explotación en diferentes años de los grupos de generación que la integran.

(2) Central actualmente en situación de cese definitivo de la explotación desde el 6 de julio de 2013, en aplicación de la Orden de 5 de julio de 2013, habiéndose solicitado con fecha 27 de mayo de 2014 la renovación de la autorización administrativa para su explotación la cual, a la fecha de registro del presente Folleto, está pendiente de resolución por parte de la Administración.

	Año de Puesta en Explotación⁽¹⁾	Potencia instalada total (MW)	%ENDESA	Potencia correspondiente a ENDESA (MW)
Hidroeléctricos				
Unidad de Producción Hidroeléctrica Noroeste	1954-1992	749	100,0	749
Unidad de Producción Hidroeléctrica Ebro-Pirineos	1931-1989	2.706	100,0	2.706
Unidad de Producción Hidroeléctrica Sur	1905-1992	1.299	100,0	1.299
Total Hidroeléctrica		4.718		4.718
Total Peninsular⁽²⁾		20.307		16.944

⁽¹⁾ En aquellas plantas en las que aparece más de un año quiere decir que ha habido puestas en explotación en diferentes años de los grupos de generación que la integran.

⁽²⁾ Incluye el total de carbón, ciclo combinado gas, nuclear e hidroeléctrica.

	Localidad	Año de puesta en explotación ⁽¹⁾	Potencia instalada total (MW)	%ENDESA	Potencia correspondiente a ENDESA (MW)	
SISTEMA NO PENINSULAR						
Baleares						
Carbón						
	Alcudia	Mallorca	1981-1997	510	100,0	510
Fuel-Gas						
	Alcudia	Mallorca	1989	75	100,0	75
	Mahón	Menorca	1991-2009	270	100,0	270
	Ibiza ⁽²⁾	Ibiza	1966-2013	366	100,0	366
	Formentera	Formentera	1966	14	100,0	14
	Son Reus	Mallorca	2000	154	100,0	154
Ciclo Combinado Gas						
	Ca's Tresorer	Mallorca	2006-2010	474	100,0	474
	Son Reus	Mallorca	2001-2005	458	100,0	458
Total Baleares			2.321		2.321	

⁽¹⁾ En aquellas plantas en las que aparece más de un año quiere decir que ha habido puestas en explotación en diferentes años de los grupos de generación que la integran.

⁽²⁾ Ibiza incluye una nueva turbina de gas (TG7, twin-pack, de 2*25 MW).

	Localidad	Año de puesta en explotación ⁽¹⁾	Potencia instalada total (MW)	%ENDESA	Potencia correspondiente a ENDESA (MW)	
Canarias						
Fuel-Gas						
	Jinamar	Gran Canaria	1973-1990	302	100,0	302
	Barranco de Tirajana	Gran Canaria	1992-1996	235	100,0	235
	Candelaria ⁽²⁾	Tenerife	1972-2006	257	100,0	257
	Granadilla ⁽³⁾	Tenerife	1990-2003	336	100,0	336
	Punta Grande ⁽⁴⁾	Lanzarote	1986-2013	231	100,0	231
	Las Salinas	Fuerteventura	1975-2005	187	100,0	187
	El Palmar	La Gomera	1987-2005	23	100,0	23
	Llanos Blancos ⁽⁵⁾	El Hierro	1979-2013	15	100,0	15
	Los Guinchos	La Palma	1972-2006	108	100,0	108
Ciclo Combinado Gas ⁽⁶⁾						
	Barranco de Tirajana	Gran Canaria	2003-2008	462	100,0	462
	Granadilla	Tenerife	2003-2011	461	100,0	461
	Hidroeléctrica	La Palma		1	100,0	1
	Total Canarias			2.618		2.618
Ceuta y Melilla						
Fuel-Gas						
	Ceuta	Ceuta	1980-2010	99	100,0	99
	Melilla	Melilla	1980-2008	85	100,0	85
	Total Ceuta y Melilla			184		184
	Total No peninsular			5.123		5.123
	Total España			25.430		22.067
	Grupo ENDESA					22.067

⁽¹⁾ En aquellas plantas en las que aparece más de un año quiere decir que ha habido puestas en explotación en diferentes años de los grupos de generación que la integran.

⁽²⁾ Candelaria incluye la instalación de Guía de Isora: TG1: 48,6 MW (tipo twin-pack = 2*24,3).

⁽³⁾ Granadilla incluye la instalación de Arona (TG1+TG2: 2*24,3 MW).

⁽⁴⁾ Punta Grande incluye un nuevo grupo diesel D11 (18,5 MW).

⁽⁵⁾ Llanos Blancos incluye un nuevo grupo diesel D16 (2,0 MW).

⁽⁶⁾ Funcionamiento con gasoil, al no estar aún disponible el gas natural en Canarias.



Las plantas hidroeléctricas en España están operadas por ENDESA en régimen de concesión otorgada por el Reino de España por un máximo de 99 años. La finalización de las concesiones vigentes en las plantas hidroeléctricas que ENDESA posee, en términos de porcentaje de potencia instalada y por intervalo de años, se muestra en el siguiente cuadro:

Año de finalización de la Concesión	% de potencia instalada
Entre 2014 y 2019	0,4%
Entre 2020 y 2024	0,0%
Entre 2025 y 2029	3,6%
Entre 2030 y 2034	6,4%
Entre 2035 y 2039	3,5%
Entre 2040 y 2044	2,6%
Entre 2045 y 2049	6,4%
Entre 2050 y 2054	17,1%
Entre 2055 y 2059	19,3%
Entre 2060 y 2064	40,2%
Entre 2065 y 2069	0,5%
TOTAL POTENCIA	100%

- Parque de generación de ENDESA en Portugal a 31/12/2013 (Régimen Ordinario) MW

Localidad	Año de puesta en explotación⁽¹⁾	Potencia instalada total (MW)	%ENDESA⁽²⁾	Potencia correspondiente a ENDESA (MW)
PORTUGAL				
Carbón				

Tejo	Pego, Abrantes	1993	628	38,9	244
Total Carbón			628		244
Gas Ciclo Combinado					
Elecgas ⁽³⁾	Pego, Abrantes	2011	851	100,0	851
Total Gas Ciclo Combinado			851		851
Total Portugal			1.479		1.095
Total España y Portugal Grupo ENDESA			26.909		23.162

(1) En aquellas plantas en las que aparece más de un año quiere decir que ha habido puestas en explotación en diferentes años en función del grupo de producción.

(2) Porcentaje de potencia que consolida ENDESA.

(3) ENDESA tiene una participación del 50% en Elecgas, pero posee el 100% del contrato de *Tolling*.

- Parque de generación de ENDESA en Marruecos

Central	Tipo Central	Año de puesta en explotación	Potencia instalada al 31/12/2013
Tahaddart (integración proporcional 32%)	Ciclo Combinado	2005	379,70

Asimismo, ENDESA posee en propiedad instalaciones de distribución en España, la cuales se detallan en el siguiente cuadro con su evolución en los años desde 2011 hasta 2013:

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
Líneas de alta tensión (km)	19.022	19.541	19.566
Líneas de media tensión (km)	118.800	119.633	117.542
Líneas de baja tensión (km) ⁽¹¹⁾	183.642	186.122	186.523
Total km de líneas	321.464	325.296	323.631
Subestaciones (número)	1.240	1.255	1.244
Subestaciones (MVA)	82.526	83.569	84.890
Centros de transformación (número)	130.858	131.166	131.491

(B) Bienes inmuebles en régimen de propiedad

Los activos inmobiliarios en el balance de las empresas eléctricas del Grupo ENDESA, en general, bien sean de generación, de distribución o de comercialización, se han incorporado al balance fruto de operaciones de compra, típicamente de suelos y en ocasiones de inmuebles, para construir en ellos instalaciones de generación o distribución y ocasionalmente oficinas, bien de uso interno o cara al público. Ocasionalmente se han incorporado al balance fruto de expropiaciones (típicamente para obras hidroeléctricas -pantanos- o minas). Los activos que figuran como Inversiones inmobiliarias en el balance de las empresas eléctricas del Grupo ENDESA se han incorporado por compra de los mismos a las empresas eléctricas titulares originariamente de dichos activos, una vez que se han desafectado de la explotación (típicamente por cierre de una central e imposibilidad de conseguir permisos para volver a ponerla en operación o construir otra instalación eléctrica alternativa) para permitir una puesta en valor más ágil de dichos activos desde estas empresas orientadas al mercado inmobiliario.

Por otro lado, los activos inmobiliarios en el balance de las empresas eléctricas del Grupo ENDESA, bien sean de generación, de distribución o de comercialización, están contabilizados como Terrenos y Construcciones en el inmovilizado material. En cambio, los activos inmobiliarios que están en el balance de las empresas inmobiliarias (Bolonia Real Estate, S.L. y Nueva Marina Real Estate, S.L., que se describen más adelante en este mismo apartado) figuran como Inmuebles de Inversión.

El valor total de los inmuebles, afectos y no afectos a la explotación, es como sigue:

Millones de Euros

Negocio de España y Portugal						
Tipo de Activo	31 de Diciembre de 2013			30 de Septiembre de 2014		
	Inversión	Amortización	VNC	Inversión	Amortización	VNC
Terrenos	104	(57)	47	104	(56)	48
Construcciones	545	(364)	181	486	(310)	176
Inversiones Inm. Constr.	19	(4)	15	29	(5)	24
Construcciones arrend. operativo	74	(46)	28	74	(48)	26
Construcciones arrend. financiero	29	(9)	20	29	(10)	19
TOTAL TERRENOS, CONSTRUCCIONES E INV. INMOBILIARIAS	771	(480)	291	722	(429)	293

ENDESA promueve la puesta en valor de su patrimonio inmobiliario no afecto a la explotación mediante la comercialización de los activos, la transformación urbanística de los suelos y la implantación de modelos de desarrollo sostenible en terrenos con alto valor medioambiental. Una parte de la gestión patrimonial de ENDESA se canaliza a través de las siguientes sociedades de carácter inmobiliario:

(a) Bolonia Real Estate, S.L.

Bolonia Real Estate, S.L. se constituyó en 2005 como vehículo societario para canalizar la gestión patrimonial de inmuebles propios y arrendados de ENDESA en España y Portugal. Esta sociedad, cuenta con una cartera de 11 suelos desafectados de su uso industrial y un edificio de oficinas de reciente construcción, alquilado a

empresas del Grupo. El valor de mercado de los suelos asciende a 15 millones de euros y el correspondiente al edificio asciende a aproximadamente cinco millones de euros. Además, como arrendataria, canaliza el alquiler de tres oficinas administrativas y nueve oficinas comerciales ocupadas por el Grupo en España. El periodo medio de alquiler de estos inmuebles es de 2,7 años y el coste de la renta anual asciende a 1,9 millones de euros.

(b) Nueva Marina Real Estate, S.L.

ENDESA cuenta con una participación en la sociedad de promoción inmobiliaria Nueva Marina Real Estate, S.L. (NUMA), sociedad propietaria de los terrenos de la antigua central térmica de la ciudad de Málaga, situados en la Playa de la Misericordia, cuya superficie total asciende a 156.000 metros cuadrados (m²), con una edificabilidad de 81.777 m² y en la que ENDESA participa en un 60% de su capital junto con dos socios de referencia: Banco Mare Nostrum y Compañía Europea de Finanzas.

Entre las diferentes operaciones urbanísticas en relación con inmuebles no afectos a la explotación, cabe destacar por su relevancia las siguientes:

(a) Desmantelamiento de instalaciones industriales de la antigua central térmica de Sant Adrià, Barcelona, y recalificación urbanística

Se están llevando a cabo las actividades de transformación urbanística en el área de la antigua central térmica de Sant Adrià en Barcelona, donde se están desarrollando los trabajos de desmantelamiento de instalaciones industriales y limpieza de suelos y se está gestionando la recalificación urbanística del sector para su puesta en valor. Este suelo está situado en el frente marítimo de Barcelona y tiene una superficie de 119.080 m² de suelo y una edificabilidad potencial de 190.528 m² de techo.

(b) Suelo de la antigua central térmica de Málaga

Otro inmueble con un importante potencial urbanístico es el suelo de la antigua central térmica de Málaga, cuya transformación urbanística se realiza a través de la filial Nueva Marina Real Estate, S.L. (NUMA). Este suelo tiene una superficie de 156.000 m² y una edificabilidad de más de 81.000 m².

(C) Bienes inmuebles en régimen de arrendamiento

ENDESA contaba a septiembre de 2014 con 185 oficinas para el desarrollo de su actividad, 41 de las cuales están en régimen de alquiler, con un coste anual total que ascendió a 30 millones de euros en 2013. En relación con las oficinas alquiladas, 34 se encuentran en España y el resto repartidas en el ámbito internacional, cuatro en Portugal y una en Alemania, China y Holanda.

Los contratos de alquiler más relevantes, que suponen un 83% del coste total, se concentran en cinco inmuebles entre los que se encuentra la sede social de ENDESA en Madrid (Ribera del Loira), Barcelona (Vilanova), Sevilla (Borbolla), Sevilla (Pabellón de Méjico) y Zaragoza (San Miguel).

El periodo medio hasta vencimiento de los contratos de arrendamiento de toda la cartera de inmuebles es de 3,1 años. En este contexto, destacan seis inmuebles cuyo periodo hasta el

vencimiento supera la frontera de los cinco años de duración. De estos, hay tres edificios con contratos cautivos con vencimiento en el año 2028, que superan los diez años de compromiso.

En relación con las siete oficinas de ámbito internacional, el coste anual asciende a 383.000 euros al año y el periodo medio de vencimiento de los contratos es de 1,1 años.

(D) Arrendamiento financiero

A 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, el inmovilizado material recoge 396, 304 y 313 millones de euros, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

A 31 de diciembre de 2013, los pagos previstos y el valor actual de los pagos futuros derivados de dichos contratos eran los siguientes:

Año	Millones de Euros	
	Valor actual	Pagos previstos
2014	15	21
2015	15	35
2016	12	31
2017 y siguientes	265	479

A 31 de diciembre de 2012, los pagos previstos y el valor actual de los pagos futuros derivados de dichos contratos eran los siguientes:

Año	Millones de Euros	
	Valor actual	Pagos previstos
2013	15	19
2014	13	32
2015	14	32
2016 y siguientes	275	467

A 31 de diciembre de 2011, los pagos previstos y el valor actual de los pagos futuros derivados de dichos contratos eran los siguientes:

Año	Millones de Euros	
	Valor actual	Pagos previstos
2012	15	35
2013	14	32
2014	12	30
2015 y siguientes	284	478

Con carácter general, en 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 se corresponde a un contrato de *tolling* durante 25 años, del que restan 22 años, con Elecgas, S.A. En virtud de dicho contrato, Elecgas, S.A. pone a disposición de Endesa Generación, S.A.U. la totalidad de la capacidad de producción de la planta de Elecgas

y se compromete a transformar el gas suministrado en energía eléctrica a cambio de un peaje económico que devenga una tasa del 9,62%.

8.2 Descripción de cualquier aspecto medioambiental que pueda afectar al uso por el emisor del inmovilizado material tangible

(A) Política medioambiental de ENDESA

Para ENDESA, el desarrollo sostenible es un pilar esencial de su estrategia, incluyendo como uno de los compromisos más importantes la protección del medio ambiente. De este modo, desde el año 1998, ENDESA ha venido definiendo su política medioambiental, con la aspiración inicial de forjar una cultura empresarial basada en la excelencia ambiental e inspirada en los siguientes principios básicos:

- (a) Integrar la gestión ambiental y el concepto de desarrollo sostenible en la estrategia corporativa de la Compañía, utilizando criterios medioambientales documentados en los procesos de planificación y toma de decisiones.
- (b) Utilizar racionalmente los recursos y minimizar los impactos ambientales, así como la generación de residuos, emisiones y vertidos, mediante la aplicación de programas de mejora continua y el establecimiento de objetivos y metas medioambientales, haciendo que las instalaciones y actividades de ENDESA sean cada día más respetuosas con el entorno.
- (c) Mantener en todos sus centros un control permanente del cumplimiento de la legislación vigente y revisar de manera periódica el comportamiento medioambiental y la seguridad de sus instalaciones, comunicando los resultados obtenidos.
- (d) Conservar el entorno natural de sus instalaciones mediante la adopción de medidas para proteger las especies de fauna y flora y sus hábitats.
- (e) Aplicar en sus instalaciones las tecnologías más limpias y eficaces disponibles, económicamente viables, y potenciar la investigación tecnológica y el desarrollo de las energías renovables.
- (f) Promover la sensibilización y concienciación respecto de la protección ambiental, realizando acciones de formación externa e interna y colaborando con las autoridades, las instituciones y las asociaciones ciudadanas de los entornos en los que desarrolla actividad.
- (g) Requerir a sus contratistas y proveedores la implantación de políticas medioambientales basadas en estos mismos principios.
- (h) Fomentar entre sus clientes, y en la sociedad en general, el ahorro energético y el uso racional y equilibrado de las diversas fuentes de energía.

(B) Sistemas de gestión ambiental de ENDESA

En ENDESA, la implantación de los sistemas de gestión ambiental está ampliamente desarrollada en todos sus negocios. Concretamente, y con datos a 31 de diciembre de 2013, en el perímetro del negocio de España y Portugal está certificado el 97,2% de la potencia instalada, las minas con actividad extractiva y las terminales portuarias, así como la totalidad del negocio de distribución. En lo que se refiere a edificios de oficinas la certificación cubre las sedes principales.

El sistema de gestión ambiental certificado constituye la columna vertebral sobre la que se pueden integrar otros sistemas de gestión, dependiendo del negocio y de la tipología de las

instalaciones, tratando de completar y aprovechar las sinergias que la concurrencia de dichos sistemas, con referencias también a las normas International Standardization Organization (ISO) y/o UNE, brindan desde el punto de vista de la gestión integral. En este sentido cabría destacar el reglamento EMAS (Sistema Europeo de Ecogestión y Ecoauditoría, *Eco-Management and Audit Scheme*) en las centrales térmicas, los sistemas de calidad en parques de carbón y laboratorios, los sistemas de gestión de eficiencia energética (ISO 50001) y la certificación en Calidad Ambiental de Interiores (UNE 171330-3) en los edificios de oficinas.

El seguimiento de los negocios a nivel ambiental se realiza mediante los sistemas de gestión ambiental y de los indicadores que a través de ellos se articulan. Los indicadores recogen el comportamiento de las instalaciones sobre todos los vectores ambientales (emisiones atmosféricas, consumo de agua, contaminantes convencionales en los vertidos, residuos, etc.) y permiten constatar el cumplimiento de todas las obligaciones legales existentes en materia ambiental en torno a la operación de los negocios, así como el alineamiento con la senda trazada por el Grupo para evaluar el grado de consecución de los objetivos estratégicos y las metas definidas para todo el Grupo.

Siguiendo el principio de transparencia en todas las actividades ambientales, cada año el Grupo ENEL publica un informe ambiental en el que se recogen con detalle los indicadores ambientales, en los que se incluyen los correspondientes a las actividades de ENDESA en España y Portugal. De cada uno de los negocios que ENDESA opera en España y Portugal se pueden identificar indicadores representativos de los aspectos ambientales considerados significativos en cada uno de ellos.

(C) Inversiones y gastos medioambientales

Las inversiones de ENDESA en actividades de medio ambiente durante los últimos cinco ejercicios ascendieron a los importes que se detallan a continuación:

Millones de Euros					
Inversión anual medio ambiente					
Año	2009	2010	2011	2012	2013
España y Portugal	19	21	36	36	30
Gasto anual medio ambiente					
Año	2009	2010	2011	2012	2013
España y Portugal	33	37	136	140	126

En el ámbito de España y Portugal, la inversión en materia de medio ambiente realizada en 2013 ha sido de 30 millones de euros (36 millones de euros en 2012).

Por lo que respecta a los gastos medioambientales, estos han ascendido en 2013 a 126 millones de euros (140 millones de euros en 2012).

9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO

9.1 Situación financiera

La información relativa a la situación financiera de ENDESA se trata con detalle en los apartados 10 (*Recursos Financieros*) y 20 (*Información financiera relativa al activo y el pasivo del Emisor, posición financiera y pérdidas y beneficios*) de este Documento de Registro.

9.2 Resultados de explotación

La información relativa a los resultados de explotación de ENDESA se trata con detalle en el apartado 20 (*Información financiera relativa al activo y el pasivo del Emisor, posición financiera y pérdidas y beneficios*) de este Documento de Registro.

9.3 Información relativa a factores significativos, incluidos los acontecimientos inusuales o infrecuentes o los nuevos avances, que afecten de manera importante a los ingresos del emisor por operaciones, indicando en qué medida han resultado afectados los ingresos

I. Factores regulatorios

El negocio de electricidad de ENDESA, que constituye su objeto social principal, se lleva a cabo mediante dos líneas de negocio: (1) generación y comercialización; y (2) distribución. ENDESA opera actualmente en España en ambas líneas de negocio, mientras que en Portugal únicamente desarrolla las actividades de generación y comercialización. La estrategia es continuar desarrollando estas actividades tal y como actualmente operan. De estos negocios, la distribución en España y generación no peninsular (generación en España fuera del territorio peninsular, es decir, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) son actividades con ingresos regulados.

El sistema de ventas de Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (tal y como se ha definido anteriormente, PVPC) se encuentra también sujeto a precios regulados en España.

La regulación del sector eléctrico tiene una influencia importante no solo en las actividades reguladas o en las actividades con ingresos regulados, como las mencionadas anteriormente, sino también en actividades liberalizadas que ENDESA desarrolla, tales como la generación peninsular y la comercialización de energía. Si bien los precios no están regulados en dichas actividades (excluyendo las ventas PVPC), ENDESA está sujeta a numerosa normativa de otro tipo que impacta en sus costes e ingresos. En consecuencia, las normas y decisiones regulatorias impactan significativamente en el negocio de ENDESA en ambos mercados – regulado y liberalizado–. Véase la sección II de este Folleto (*Factores de Riesgo*) y la sección (A) del apartado 5.1.4 del Documento de Registro (*Marco legal en España*) para mayor información sobre este y los restantes factores significativos que se explican a continuación.

España

En España, ENDESA opera en el mercado minorista y en el mercado mayorista. En el mercado minorista, ENDESA vende a consumidores finales en el mercado liberalizado y a clientes según los precios fijados por el sistema PVPC. En general, las ventas en el mercado liberalizado se llevan a cabo según unos términos y condiciones acordados por las partes. El sistema denominado PVPC se aplica a aquellos consumidores con una potencia contratada igual o inferior a 10 kW que han optado por adquirir la energía al precio determinado por el regulador. Estos consumidores pueden optar por contratar la energía en el mercado liberalizado, y muchos de los clientes de ENDESA han optado en los últimos años por cambiar del PVPC al régimen liberalizado. El mercado mayorista se basa en ventas en el mercado diario, intradiario, mercados secundarios, servicios auxiliares y mercado de futuros (*forward*) como cobertura.

Las actividades de distribución y de generación no peninsular son objeto de una extensa regulación que determina su retribución y les afecta de diverso modo, y el conjunto de nuevas leyes y normativas ha afectado negativa y significativamente a los resultados de la actividad de ENDESA en el segmento de España y Portugal en los últimos años. Tal y como se recoge en la sección II de Factores de Riesgo (*I. Factores de riesgo relacionados con la actividad y el sector de ENDESA - Las actividades de ENDESA están sujetas a un amplio conjunto de normas y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar negativamente a su actividad, resultados, situación financiera y flujos de caja*), desde el 1 de enero de 2013, las medidas fiscales para la sostenibilidad energética establecidas en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y las medidas urgentes establecidas en el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, y en el RDL 9/2013, han tenido un impacto bruto de 941 millones de euros, que se añaden a los 396 millones de euros de impacto anual recurrente derivado de las medidas regulatorias que entraron en vigor durante el ejercicio 2012. Las nuevas medidas que se han comenzado a aplicar en el ejercicio 2013 han tenido un efecto negativo sobre el resultado neto por importe de 659 millones de euros.

Asimismo, en el mes de julio de 2014 se ha recibido para observaciones un nuevo borrador de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que tendría efectos retroactivos desde el 1 de enero de 2012. Se estima que el impacto que los efectos de dicho borrador podrían tener respecto de la regulación vigente ascendería a 259 millones de euros para los ejercicios 2012 y 2013, de los que 97 millones de euros ya fueron provisionados en el ejercicio 2013, sobre la base de lo que establecía un borrador previo existente en 2013, y 162 millones de euros han sido registrados en 2014 (114 millones de euros netos).

Además, ENDESA desarrolla sus actividades en el sector liberalizado del gas español, y en el sector liberalizado de la electricidad y el gas portugués.

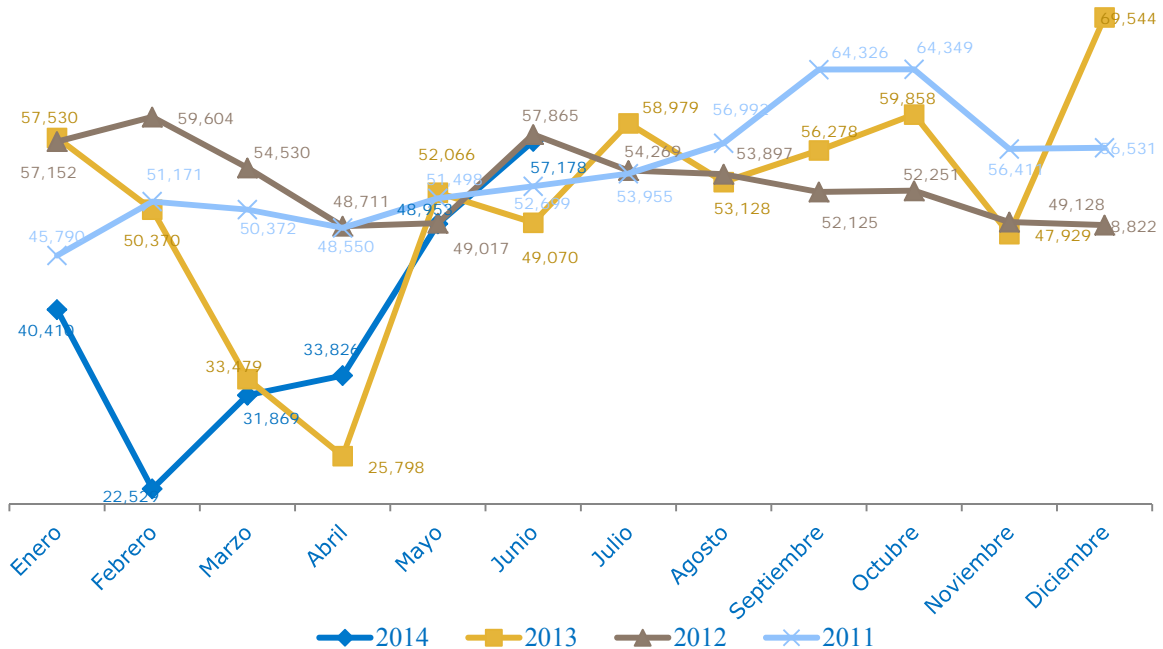
II. Dinámica de precios de mercado

La dinámica de precios de mercado determina los precios a los cuales se puede vender la electricidad en el mercado liberalizado y tiene un impacto significativo en los resultados de ENDESA.

La dinámica de precios del mercado mayorista depende de diferentes variables, tales como las condiciones meteorológicas, que afectan a la demanda esperada de electricidad y al nivel de producción de energía hidroeléctrica y renovable, y los precios del combustible y de los derechos de emisión de CO₂, que determinan el coste variable de producción de las diferentes tecnologías de generación eléctrica. A corto plazo, el precio de mercado *spot* de cada hora depende de las ofertas finales de las compañías energéticas y del *mix* de producción.

La dinámica de precios del mercado minorista está basada en la competencia en el mercado de energía eléctrica minorista y en el nivel de precios a futuro (*forward*) para los diferentes productos intercambiados, que se determinan en los mercados liberalizados.

Precio medio diario incluyendo servicios auxiliares. No incluye pagos por capacidad.



Fuente: cálculo interno sobre la base de información facilitada por el operador del mercado.

III. Los precios de las materias primas

El precio del combustible a nivel internacional afecta significativamente al coste de ENDESA de la actividad de producción de energía termoeléctrica y, por consiguiente, a su rentabilidad. Ante esta situación, ENDESA adquiere posiciones en materias primas (*commodities*) con el fin de reducir y minimizar su exposición frente a fluctuaciones en los precios de las materias primas.

Los costes de combustible representaron un 15,3% de los gastos de aprovisionamientos y servicios de ENDESA para el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 y un 18% para los años 2012 y 2013.

ENDESA adquiere combustible (incluidos fuel-gas, carbón y gas natural) para generar electricidad, así como para el suministro de gas y actividades de comercialización. Además, habitualmente ENDESA vende un volumen de electricidad significativamente mayor del que produce, y adquiere electricidad en el mercado para llevar a cabo su negocio de comercialización.

Con objeto de gestionar la volatilidad de los precios de materias primas, ENDESA ha suscrito contratos de suministro a largo plazo para el abastecimiento de combustible dirigido a las actividades de generación eléctrica en España y Portugal. Para más información, véase el apartado de la Sección II (*Factores de Riesgo*) "El negocio de ENDESA tiene una gran dependencia del suministro constante de grandes cantidades de combustible para generar electricidad, del suministro de electricidad y de gas natural utilizado para el consumo propio y la comercialización, y del suministro de otras materias primas; y cuyo precio está sujeto a

fuerzas de mercado que pueden afectar al precio y a la cantidad de energía que ENDESA vende”.

IV. Demanda de electricidad

El negocio de ENDESA se ha visto significativamente afectado por la demanda eléctrica en los países en los que opera. En los últimos años, las condiciones económicas en España y Portugal han supuesto un reto, dadas las restricciones en las condiciones crediticias y el reducido o nulo crecimiento. La demanda de electricidad en España y Portugal correspondientes a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013 fue, respectivamente, de 321 TWh, 316 TWh y 310 TWh, mientras que, en el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, fue de 230 TWh, lo que ha supuesto un descenso del 0,9% en relación con el mismo periodo de 2013, que alcanzó 232 TWh. Sin perjuicio de que tanto la demanda del sector industrial como la demanda residencial se ven afectadas por las condiciones macroeconómicas, la demanda industrial tiende a verse afectada de forma más significativa.

El efecto más relevante que la demanda eléctrica tiene en el negocio de ENDESA reside en que esta determina el volumen de producción de nuestras centrales así como la electricidad que ENDESA es capaz de vender a sus clientes. Cuanto menor sea la demanda, menor es la producción de las instalaciones, *ceteris paribus*, y menor es la electricidad que ENDESA es capaz de vender.

Además, el mercado mayorista utiliza el sistema del precio marginal, basado en una clasificación de las ofertas realizadas por las compañías energéticas de acuerdo con su orden de mérito económico. Conforme a dicho sistema, los operadores presentan ofertas de precios conjuntamente con la cantidad de electricidad que proponen vender a dicho precio. El precio del mercado diario, que perciben o pagan las ofertas de venta o compras que resultan casadas, se determina por la intersección de las curvas de oferta y demanda, correspondiendo al precio de la última oferta de venta necesaria para satisfacer la demanda. Una contracción en la demanda habitualmente reduce en primer lugar el uso de la producción de energía termoeléctrica debido a sus mayores costes variables. Puesto que ENDESA tiene una importante capacidad de generación de energía termoeléctrica, las contracciones de la demanda pueden afectar significativamente a la cantidad de energía generada que ENDESA puede vender en este mercado. Por otro lado, unos precios de mercado inferiores permiten una reducción en el coste de adquisición de la energía en el mercado mayorista para su posterior venta a terceros mediante el negocio de comercialización de ENDESA o para actividades de *trading*. Recientemente, la contracción de la demanda, el inusual aumento de los niveles de precipitaciones y el incremento de producción de energía renovable han provocado un descenso en la generación de energía termoeléctrica.

V. Condiciones climatológicas

Las condiciones climatológicas y, en particular, el impacto de la estacionalidad, han tenido un efecto significativo en la demanda de electricidad, pues suponen que el consumo de electricidad alcance sus máximos niveles en verano y en invierno. Los cambios estacionales en la demanda afectan principalmente a las categorías de clientes residenciales y pequeños comerciantes.

Los cambios estacionales de la demanda se atribuyen al impacto de varios factores climatológicos, tales como el clima y la cantidad de luz natural, y al uso de la luz, la calefacción y el aire acondicionado (véase la tabla con el impacto en diversas cifras significativas de la hidraulicidad durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013 incluida en el apartado de la Sección II (*Factores de Riesgo*) “*La actividad de ENDESA puede resultar afectada por las condiciones hidrológicas, climáticas y meteorológicas*”). A modo de ejemplo, las temperaturas anormalmente calurosas durante el verano suelen dar lugar a un incremento de la demanda de energía, mientras que temperaturas anormalmente frías en verano suelen afectar negativamente a la demanda de energía. Puesto que ENDESA tiene una amplia base de costes fijos, los cambios en la demanda debidos a las condiciones climáticas pueden dar lugar a efectos desproporcionados en la rentabilidad de su negocio.

El efecto de la estacionalidad en la demanda eléctrica industrial es menos acentuado que en los sectores domésticos y comerciales, principalmente debido a la diferente naturaleza de los distintos tipos de actividad industrial, que presentan a su vez distintos picos estacionales, pues el efecto de los factores climáticos es más variado.

Por otro lado, las condiciones hidrológicas y eólicas tienen un impacto significativo en el aprovechamiento general de la capacidad de generación y en la combinación de capacidad de generación utilizada; todo ello, debido a la amplia capacidad instalada de las instalaciones hidroeléctricas y eólicas en el mercado español.

Los elevados niveles de precipitación y los fuertes vientos generalmente dan lugar a una reducción de los precios en el mercado mayorista. A su vez, la reducción de los precios en el mercado mayorista generalmente afecta positivamente a los resultados de ENDESA si esta tiene posiciones de suministro abiertas pendientes de cubrir, y afecta negativamente a los resultados de sus operaciones en caso contrario. Asimismo, puesto que las instalaciones hidroeléctricas de ENDESA tienen unos costes variables relativamente más bajos que los de las plantas termoeléctricas, generalmente los niveles elevados de precipitaciones afectan a los resultados brutos de las operaciones, antes de cubrir los costes fijos.

VI. Generación eléctrica

No se prevé un aumento significativo de la potencia instalada de ENDESA en el corto plazo, aunque la Compañía ha suscrito un contrato de concesión para desarrollar una instalación hidroeléctrica en Portugal con una capacidad instalada máxima de 364 MW. Se espera que la central comience a operar a partir de 2022. Además, ENDESA está valorando desarrollar en el largo plazo otras instalaciones hidroeléctricas con bombeo hidroeléctrico en España. Para más información sobre este aspecto, véase el apartado 6 de este Documento de Registro, donde se recoge la descripción detallada sobre la potencia instalada de ENDESA.

9.4 Cuando los estados financieros revelen cambios importantes en las ventas netas o en los ingresos, proporcionar un comentario narrativo de los motivos de esos cambios

Los apartados 20.1 (*Información financiera histórica*) y 20.6 (*Información intermedia y demás información financiera*) siguientes de este Documento de Registro recogen las variaciones y cambios significativos en las ventas y los ingresos de ENDESA.

9.5 Información relativa a cualquier actuación o factor de orden gubernamental, económico, fiscal, monetario o político que, directa o indirectamente, hayan afectado o pudieran afectar de manera importante a las operaciones del emisor

Véase el apartado 9.3. anterior.

10. RECURSOS FINANCIEROS

10.1 Información relativa a los recursos financieros del emisor (a corto y a largo plazo)

A efectos aclaratorios, en relación con este apartado conviene destacar lo siguiente:

- Puesto que los resultados consolidados históricos de ENDESA no recogen el perímetro y la actividad actuales tras la Desinversión en Latinoamérica, sin perjuicio de que parte de la información financiera que se recoge en este apartado 10 (*Recursos Financieros*) es información histórica consolidada, los comentarios que se recogen a continuación están basados en un análisis de los recursos financieros de ENDESA correspondientes únicamente a la línea de negocio de España y Portugal para los periodos presentados, al ser éste el negocio representativo de la actividad que ENDESA lleva a cabo tras la Desinversión en Latinoamérica.
- Por otro lado, hay que señalar que en virtud de la Desinversión en Latinoamérica, ENDESA ingresó 8.252,9 millones de euros y, adicionalmente, los saldos de deuda intercompañía a su favor por valor de 57 millones de euros. Tras esta operación, el 29 de octubre de 2014 se distribuyó a los accionistas un dividendo extraordinario con cargo a reservas por importe de 8.252,9 millones de euros el cual ha sido financiado con cargo a las reservas que se detallan en el apartado 3.0(A)(b) (*Distribución de dividendos en efectivo*) de este Documento de Registro.
- Adicionalmente, ENDESA ha distribuido, el 29 de octubre de 2014, un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 por importe de 6.352,5 millones de euros, financiado con fondos procedentes de Enel Finance International, N.V. y con liquidez de la propia Compañía, lo que ha supuesto un incremento de endeudamiento por el mismo importe y por lo tanto el reapalancamiento de la Sociedad.

Como consecuencia de lo anterior, a la fecha de registro del presente Folleto, las cifras consolidadas de deuda financiera neta de ENDESA han variado sensiblemente respecto de las reportadas históricamente como consecuencia de la Desinversión en Latinoamérica y de la distribución de los Dividendos. Con el fin de mostrar el impacto de estas operaciones sobre las principales magnitudes del Estado de Situación Financiera, a continuación se incluye una tabla comparativa de la deuda financiera neta incluida en el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2013 y a 30 de septiembre de 2014 y las mismas magnitudes incluidas en la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* a esas fechas elaborada de conformidad con lo previsto en el apartado 20.2 (*Información financiera pro-forma*) del Documento de Registro:

	31 de Diciembre de 2013	Pro-forma a 31 de Diciembre de 2013	30 de Septiembre de 2014	Pro-forma a 30 de Septiembre de 2014
Deuda Financiera Neta (millones de euros)	4.286	7.858	1.293	7.663
Apalancamiento (%)	16,0	95,3	4,7	85,2

(A) Patrimonio Neto

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del patrimonio neto de ENDESA en los tres últimos ejercicios y a 30 de septiembre de 2014 (véase apartado 20.1 –*Información financiera histórica*–):

Millones de euros

Patrimonio Neto ⁽¹⁾					
	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013	30 de Septiembre de 2014	Pro-forma a 30 de Septiembre de 2014
De la Sociedad Dominante	19.291	20.653	20.521	21.417	8.992
De Minoritarios	5.388	5.716	6.248	6.006	5
TOTAL	24.679	26.369	26.769	27.423	8.997

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica ⁽²⁾ anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

(B) Endeudamiento Financiero

La gestión de capital de ENDESA está enfocada en 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 contribuye a la creación de valor para el accionista.

ENDESA considera como indicador de seguimiento de la situación financiera el nivel de apalancamiento consolidado, calculado como el cociente entre la deuda financiera neta y el patrimonio neto, cuyo resultado es el siguiente:

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013	30 de Septiembre de 2014	Pro-forma a 30 de Septiembre de 2014
Deuda Financiera Neta ⁽¹⁾	11.002	8.778	4.286	1.293	7.663
Negocio en España y Portugal	6.841	5.059	1.440	1.293	7.663
<i>Negocio en Latinoamérica</i> ⁽²⁾	<i>4.161</i>	<i>3.719</i>	<i>2.846</i>	-	-
Patrimonio Neto Consolidado	24.679	26.369	26.769	27.423	8.997
Patrimonio Neto Negocio en España y Portugal	14.431	15.635	15.669	15.357	8.997
Apalancamiento consolidado (%) ⁽³⁾	44,6	33,3	16,0	4,7	85,2
Apalancamiento Negocio en España y Portugal (%) ⁽³⁾	47,4	32,4	9,2	8,4	85,2

⁽¹⁾ Deuda Financiera Neta = Deuda Financiera no corriente + Deuda Financiera corriente - Efectivo y otros medios líquidos equivalentes - Derivados financieros registrados en el activo.

⁽²⁾ *La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica. A 30 de septiembre de 2014, la deuda financiera neta del Negocio en Latinoamérica por importe de 3.432 millones de euros está registrada en el epígrafe "Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas".*

⁽³⁾ Apalancamiento = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

Dada la situación de crisis económica que han atravesado los mercados, así como la compleja situación regulatoria en el sector eléctrico español, ENDESA ha seguido en los últimos años una política financiera centrada en la reducción del endeudamiento financiero neto, resultando en una progresiva disminución del ratio entre deuda financiera neta y fondos propios.

La reciente mejora del entorno económico ha permitido la distribución de los Dividendos (el dividendo ligado a la Desinversión en Latinoamérica, por importe de 8.253 millones de euros, y el dividendo a cuenta del ejercicio 2014, por importe de 6.353 millones de euros). Con estas distribuciones varía la política llevada a cabo por ENDESA en ejercicios anteriores, se modifica significativamente la estructura de capital de la Compañía y, en consecuencia, la relación entre el endeudamiento neto de la compañía y los fondos propios. Véase el apartado 20.2 del presente Documento de Registro (*Información financiera pro-forma*) en el que se detalla la deuda financiera neta de la Compañía a partir de la información financiera *pro-forma*.

El pago del dividendo de la Desinversión en Latinoamérica no ha exigido financiación adicional al realizarse con cargo a las reservas que se detallan en el 3.0(A)(b) (*Distribución de dividendos en efectivo*) de este Documento de Registro. Para hacer frente al pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 se ha recurrido a la siguiente financiación:

- (a) Préstamo intercompañía de 4.500 millones de euros a largo plazo con vencimiento a diez años firmado el 23 de octubre de 2014 con Enel Finance International, N.V. a tipo de interés fijo del 3%.
- (b) Línea de crédito intercompañía a corto plazo por importe de 1.000 millones de euros con vencimiento a un año a EURIBOR más 0,6% también contratada con Enel Finance International, N.V y firmada con fecha 23 de octubre de 2014.
- (c) Fondos adicionales por importe de 853 millones de euros procedentes de la liquidez de ENDESA.

Esta nueva estructura resulta adecuada para el desarrollo de los negocios de la Compañía, sobre la base de, entre otras cuestiones, la sensible mejora de las principales variables macroeconómicas españolas. Los ejercicios anteriores han estado caracterizados por severas limitaciones en el acceso de los emisores soberanos a los mercados financieros internacionales, así como por una significativa rebaja en las calificaciones crediticias de las entidades bancarias y las compañías con base operativa en el sur de Europa. Esto ha dificultado transitoriamente la capacidad de los bancos de desarrollar con normalidad su función de canalización de crédito, y ha supuesto restricciones relevantes para las compañías en el acceso a fuentes alternativas a la financiación bancaria vía los mercados de capitales. El reciente proceso de mejora en la solvencia del sistema bancario ha facilitado la estabilización del mercado de crédito, y las medidas expansivas del Banco Central Europeo han contribuido decisivamente a reducir de forma material los niveles de los tipos de interés. Todo ello está permitiendo la normalización en el acceso a los mercados financieros de las grandes compañías, incluyendo las pertenecientes al Grupo ENEL. Por lo tanto, en la actualidad se dan las condiciones adecuadas para que ENDESA optimice la composición de su pasivo con el objetivo de adecuar su coste de capital.

En el marco de una política de eficiencia y reducción de costes, la función financiera en España se centraliza en ENDESA, que se financia cubriendo las necesidades de aquellas filiales que lo precisen.



El desglose de los epígrafes de deuda financiera corriente y deuda financiera no corriente en el negocio de España y Portugal es el siguiente:

Millones de Euros

Deuda Financiera Neta del segmento de España y Portugal ⁽¹⁾⁽²⁾	31 de Diciembre de 2011		31 de Diciembre de 2012		31 de Diciembre de 2013		30 de Septiembre de 2014	
	Corriente	No Corriente (1)	Corriente	No Corriente(1)	Corriente	No Corriente(1)	Corriente	No Corriente(1)
Obligaciones y otros Valores Negociables	-	3.680	-	1.736	-	1.461	-	1.174
Deudas con Entidades de Crédito	-	3.438	-	2.635	-	1.768	-	538
Participaciones Preferentes	-	180	-	181	-	-	-	-
Otras Deudas Financieras	-	264	-	1.059	-	217	-	706
Total Deuda Financiera Bruta	-	7.562	-	5.611	-	3.446	-	2.418
Caja y equivalentes en caja	(907)	-	(574)	-	(2.036)	-	(1.110)	-
Total Deuda Financiera sin Derivados	(907)	7.562	(574)	5.611	(2.036)	3.446	(1.110)	2.418
Derivados Financieros Activo y Pasivo	172	14	3	19	9	21	(1)	(14)
TOTAL DEUDA FINANCIERA NETA	(735)	7.576	(571)	5.630	(2.027)	3.467	(1.111)	2.404
TOTAL DEUDA FINANCIERA NETA (CORRIENTE + NO CORRIENTE)		6.841		5.059		1.440		1.293

⁽¹⁾ ENDESA clasifica los saldos en el Estado de Situación Financiera Consolidado en función de sus vencimientos, es decir, clasifica como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce 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.

⁽²⁾ Deuda Financiera Neta después del impacto que operan los derivados.

ENDESA calcula su deuda financiera neta como la suma de las obligaciones de pago financieras a largo y a corto plazo y los instrumentos derivados contabilizados como pasivos, menos el efectivo y otros recursos líquidos equivalentes y los instrumentos derivados contabilizados como activos.

El proceso de monetización del déficit de tarifa ha permitido ingresar 11.330 millones de euros entre 2011 y 2013 (véase sección (A).1.2 *-Déficit de las actividades reguladas-* del apartado 5.1.4 del Documento de Registro para una explicación más detallada sobre los créditos derivados del déficit tarifario), lo que ha permitido a ENDESA reducir la deuda financiera neta de forma muy considerable. Se detallan a continuación los importes efectivamente percibidos por las cesiones de derechos de crédito de déficit de tarifa al FADE durante los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014:

Millones de Euros			
Ingresos por cesión del déficit de tarifa			
	Cobro neto ENDESA	Cobro neto sector	Nominal ⁽¹⁾ emisiones FADE
Ejercicio 2011	5.115	9.811	9.906
Ejercicio 2012	2.674	5.462	5.400
Ejercicio 2013	3.541	8.015	8.830
Ejercicio 2014	0	0	0
TOTAL	11.330	23.288	24.136

⁽¹⁾ Excluidas refinanciaciones, no destinadas al pago de los derechos de cobro.

En relación con todo lo anterior, a 31 de diciembre de 2013, la deuda financiera neta correspondiente al negocio de España y Portugal se redujo un 71,5%, situándose en 1.440 millones, en comparación con los 5.059 millones de euros a 31 de diciembre de 2012. Este considerable descenso tuvo su origen, principalmente, en las cantidades recibidas en 2013 por los derechos de cobro derivados del déficit tarifario de años anteriores (3.541 millones de euros). A su vez, la deuda financiera neta correspondiente al ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2012 se redujo un 26,0% respecto a la existente a 31 de diciembre de 2011, que ascendía a 6.841 millones de euros, debido principalmente a los cobros recibidos por cesiones de derechos de cobro derivados del déficit del año 2012 por un importe total de 2.674 millones de euros. En ese ejercicio, se distribuyó un dividendo con cargo al resultado del ejercicio 2011 por importe de 642 millones de euros.

A 30 de septiembre de 2014, la deuda financiera neta correspondiente al negocio de España y Portugal disminuyó en un 10,2%, situándose en 1.293 millones de euros, en comparación con los 1.440 millones de euros a 31 de diciembre de 2013. Dicha disminución se debe, principalmente, a los cambios regulatorios acaecidos en el ejercicio 2014 que han supuesto para ENDESA una reducción significativa de la contribución a la financiación del déficit de tarifa. En este sentido, el déficit generado durante los nueve primeros meses de 2014 ha alcanzado los 427 millones de euros frente a los 1.869 millones de euros alcanzados durante el mismo periodo de 2013. Adicionalmente, ENDESA ha cobrado vía liquidaciones un importe de 603 millones de euros correspondientes a parte del déficit pendiente del ejercicio 2013. En enero de 2014, se distribuyó un dividendo por importe de 1.588 millones de euros.

El coste medio de la deuda financiera bruta del segmento de España y Portugal es el siguiente:

Coste medio Deuda Financiera

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013	30 de Septiembre de 2014
Negocio en España y Portugal	4,0%	3,5%	3,1%	3,0%

ENDESA mantiene, como política, que el perfil de vencimiento de su deuda se adecúe a la capacidad de generación de flujos de caja para su reembolso, manteniendo cierta holgura. La vida media (número de años) de la deuda financiera bruta del segmento de España y Portugal presenta el siguiente detalle:

Número de años

Vida media Deuda Financiera

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013	30 de Septiembre de 2014
Negocio en España y Portugal	3,4	4,7	6,1	4,6

Como consecuencia del proceso de desapalancamiento progresivo que ENDESA experimentó hasta el año 2014, el endeudamiento financiero remanente es el de mayor plazo cuyo coste de cancelación es típicamente el más elevado.

ENDESA continuó manteniendo su política de denominar la deuda de sus sociedades dependientes en la moneda en la que se generan sus flujos de caja. La estructura de su deuda financiera neta por monedas tras el efecto de los derivados es la siguiente para el segmento de España y Portugal:

Millones de Euros

Divisa Deuda Financiera Neta del segmento de España y Portugal

	31 de Diciembre de 2011		31 de Diciembre de 2012		31 de Diciembre de 2013		30 de Septiembre de 2014	
	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total
Euro	6.762	99%	4.983	98%	1.423	99%	1.295	100%
Dólar Estadounidense	76	1%	80	2%	0	0%	(1)	0%
Otras monedas	3	0%	(4)	0%	17	1%	(1)	0%
TOTAL	6.841	100%	5.059	100%	1.440	100%	1.293	100%

El detalle de la estructura de la deuda financiera neta de ENDESA en el negocio de España y Portugal a tipo fijo y variable tras el impacto de los derivados es como sigue:

Millones de Euros

Estructura Deuda Financiera Neta del segmento de España y Portugal

	31 de Diciembre de 2011		31 de Diciembre de 2012		31 de Diciembre de 2013		30 de Septiembre de 2014	
	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total
Tipo Fijo ⁽¹⁾	5.121	75%	2.504	49%	795	55%	554	43%
Tipo Variable	1.720	25%	2.555	51%	645	45%	739	57%
TOTAL	6.841	100%	5.059	100%	1.440	100%	1.293	100%

⁽¹⁾ Incluye tipo protegido (cobertura de tipo de interés).

⁽²⁾ Los importes correspondientes a caja y equivalentes se descuentan de los importes de la deuda a tipo variable.

(C) Servicio de la deuda

La evolución prevista del servicio de la deuda financiera de ENDESA en el segmento de España y Portugal, a 30 de septiembre de 2014, se recoge en el cuadro que figura a continuación:

Millones de Euros

	Valor Contable a 30 de Septiembre de 2014	Corriente	No Corriente	Vencimientos				
				2015	2016	2017	2018	Siguientes
				Evolución servicio de la deuda en el negocio de España y Portugal				
Obligaciones y Valores Negociables	1.174	-	1.174	-	1.078	36	-	60
Deudas Entidades de Crédito	538	-	538	-	321	57	13	147
Otras Deudas Financieras	706	-	706	9	196	23	23	455
Total Deuda Financiera no Corriente	2.418	-	2.418	9	1.595	116	36	662
Caja y Equivalentes de Efectivo	(1.110)	(1.110)	-	-	-	-	-	-
Derivados Financieros Activo	(15)	(1)	(14)	-	(1)	(3)	-	(10)
Total Deuda Financiera Neta	1.293	(1.111)	2.404	9	1.594	113	36	652

Este cuadro recoge los vencimientos de la deuda financiera (esto es, los vencimientos ordinarios contractualmente acordados, sin tener en cuenta posibles refinanciaciones de la deuda) y no incluye los gastos financieros que lleva aparejada la misma. Generalmente, las obligaciones y bonos se amortizan en un único vencimiento al final de su vida contractual, y las operaciones bancarias se amortizan en varios vencimientos durante la vida de la operación.

10.2 Explicación de las fuentes y cantidades y descripción narrativa de los flujos de tesorería del emisor

(A) Liquidez

ENDESA mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de financiaciones a largo plazo, comprometidas tanto con entidades bancarias como con sociedades del Grupo ENEL, así como inversiones financieras por importe suficiente para cubrir las necesidades previstas en un determinado periodo de tiempo.

En los periodos analizados, los recursos de liquidez de ENDESA han procedido de actividades de explotación, financiación externa (incluyendo las líneas de crédito disponibles), préstamos concedidos por las sociedades del Grupo ENEL y del producto obtenido por la venta de activos. Estos recursos de liquidez se destinan principalmente a gastos de capital, inversiones y pago de dividendos.



A 30 de septiembre de 2014, ENDESA tenía una liquidez correspondiente al Negocio de España y Portugal de 5.320 millones de euros, que comprendía 1.110 millones en efectivo y otros medios líquidos equivalentes y 4.210 euros en líneas de crédito disponibles de forma incondicional.

El detalle de la liquidez de ENDESA es el siguiente:

Millones de Euros

Liquidez Deuda Financiera Neta del segmento de España y Portugal

	31 de Diciembre de 2011			31 de Diciembre de 2012			31 de Diciembre de 2013			30 de Septiembre de 2014		
	Efectivo ⁽¹⁾	Disponible ⁽²⁾	Total Liquid.	Efectivo ⁽¹⁾	Disponible ⁽²⁾	Total Liquidez	Efectivo ⁽¹⁾	Disponible ⁽²⁾	Total Liquid.	Efectivo ⁽¹⁾	Disponible ⁽²⁾	Total Liquid.
Negocio en España y Portugal	907	8.273	9.180	574	5.790	6.364	2.036⁽³⁾	6.683	8.719	1.110	4.210	5.320

⁽¹⁾ Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

⁽²⁾ Disponible de forma incondicional en líneas de crédito. A 31 de diciembre de 2013: (a) 3.500 millones de euros corresponden a una línea de crédito formalizada con ENEL Finance International, N.V. no habiendo dispuesto importe alguno a esa fecha; y (b) 3.183 millones de euros corresponden a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito contratadas con entidades financieras. A 30 de septiembre de 2014: (a) 1.000 millones de euros corresponden a una línea de crédito formalizada con ENEL Finance International, N.V. no habiendo dispuesto importe alguno a esa fecha; y (b) 3.210 millones de euros corresponden a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito contratadas con entidades financieras.

⁽³⁾ De este importe, a 31 de diciembre de 2013, 1.000 millones de euros estaban colocados en EEE y fueron cancelados con fecha 2 de enero de 2014 con motivo del abono del dividendo a cuenta.

Las inversiones de tesorería consideradas como “Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes” vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones de efectivo.

La liquidez disponible a fin de septiembre estaría disminuida en la fecha de registro del Folleto en un importe de 300 millones de euros de una línea de crédito no dispuesta, sobre cuyos términos ENDESA está negociando con la entidad financiera para restablecer su disponibilidad.

(B) Operaciones financieras más relevantes

Al igual que en el pasado, las principales fuentes de financiación de ENDESA son sus flujos de efectivo procedentes de actividades de explotación, financiación bancaria, financiación concedida por las sociedades del Grupo ENEL y de otros instrumentos de deuda.

En 2014 se han realizado diversas actuaciones financieras con el objetivo de optimizar la estructura de la deuda, entre las cuales se encuentran:

- (a) International Endesa, B.V. amortizó anticipadamente en febrero una *Euro Medium Term Note* (EMTN) por importe de 245 millones de euros, con un tipo fijo de 5,80% y vencimiento en febrero de 2039.
- (b) ENDESA amortizó anticipadamente en marzo un préstamo bancario suscrito con Banco Popular Español, S.A. por importe de 400 millones de euros.
- (c) El 6 de junio se redujo el límite de la línea de crédito intragrupo entre ENDESA y Enel Finance International, N.V., pasando de 3.500 millones de euros a 1.000 millones de euros.
- (d) Durante el ejercicio se han realizado renovaciones y nuevas contrataciones en las líneas de avales por importe de 1.975 millones de euros.
- (e) En agosto se han amortizado anticipadamente dos préstamos con Banco de Sabadell y Citibank con saldos vivos de 150 y 135 millones de euros, respectivamente.
- (f) International Endesa, B.V. amortizó anticipadamente el *US Private Placement* con fecha 9 de septiembre con un saldo vivo de 158 millones de euros.
- (g) El Banco Europeo de Inversiones (BEI), ha concedido a ENDESA un préstamo de 600 millones de euros a 15 años con carencia en el principal los tres primeros años. El primer tramo del préstamo de 300 millones de euros se ha firmado en septiembre.
- (h) Con fecha 23 de octubre de 2014 ENDESA ha firmado con Enel Finance International, N.V. un préstamo intercompañía a largo plazo con vencimiento a diez años y a tipo de interés fijo por importe de 4.500 millones de euros.
- (i) Con fecha 23 de octubre de 2014 se ha formalizado con Enel Finance International, N.V. una línea de crédito a corto plazo intercompañía por importe de 1.000 millones de euros y vencimiento a un año, a un tipo de interés igual a Euribor más un diferencial de 0,60%.

A continuación, se exponen unos comentarios en relación con ciertas operaciones financieras significativas:

- ENDESA mantiene, a 30 de septiembre de 2014, líneas de crédito con entidades financieras de primer nivel e importes formalizados por valor de 3.241 millones de euros y con Enel Finance International, N.V. cuyo importe formalizado asciende a 1.000 millones de euros. El disponible de estas líneas de crédito tiene un vencimiento medio de 1,65 años a 30 de septiembre de 2014. El tipo de interés de todas estas financiaciones es variable (EURIBOR) más un margen medio de 119 puntos básicos a 30 de septiembre de 2014. La disponibilidad de estas líneas es incondicional e irrevocable.

- El programa de pagarés de ENDESA representa una cantidad total de 1.027 millones de euros, a 30 de septiembre de 2014, siendo la cantidad máxima del programa 3.000 millones de euros. El emisor del programa es International Endesa B.V., con la garantía de ENDESA.
- A 30 de septiembre de 2014, ENDESA cuenta con 135 millones de euros de nominal en bonos a medio plazo (*medium-term notes*), emitidos bajo diferentes programas por Endesa B.V. y Endesa Capital S.A., todos ellos con la garantía de ENDESA.

ENDESA contabiliza, como deuda a corto plazo, aquellas obligaciones de pago con vencimiento igual o inferior a 12 meses; y como deuda a largo plazo, aquella financiación con vencimiento superior a 12 meses. En el caso de que exista deuda a corto plazo cuya refinanciación a largo plazo esté asegurada, a discreción de ENDESA, mediante pólizas de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, dichas obligaciones se clasificarán como deuda a largo plazo.

(C) Flujos de efectivo

Tras la Desinversión en Latinoamérica, las actividades de ENDESA se centran exclusivamente en el negocio de España y Portugal. Dado que los resultados consolidados históricos de las operaciones no reflejan el perímetro y la actividad actuales de ENDESA tras la Desinversión en Latinoamérica, los comentarios expuestos a continuación están basados en un análisis de la liquidez de ENDESA correspondiente únicamente a la línea de negocio de España y Portugal para los periodos presentados, puesto que ese es el negocio representativo de la actividad que ENDESA lleva a cabo tras la Desinversión en Latinoamérica

A 30 de septiembre de 2014, el importe de efectivo y otros recursos líquidos equivalentes del negocio de España y Portugal aumentó en un 285,4%, situándose en 1.110 millones de euros, en comparación con la cifra contabilizada en el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2013 (con información re-expresada), que fue de 288 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2013, el importe de efectivo y otros recursos líquidos equivalentes del segmento de España y Portugal se situó en 2.036 millones de euros, lo que supone un aumento de 1.462 millones de euros respecto a 31 de diciembre de 2012.

La tabla que se muestra a continuación contiene los datos sobre los flujos de efectivo del negocio de España y Portugal antes de eliminaciones de flujos de deuda y dividendos con el Negocio de Latinoamérica, correspondientes a los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014, y 2013 y a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013.

Millones de Euros

	a 31 de Diciembre			a 30 de Septiembre	
	2011	2012	2013	2013 (Re-Expresado)	2014
Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación	3.407	3.114	2.262	1.204	1.640
Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de inversión	1.494	(397)	489	(882)	51
Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de financiación	(4.234)	(3.050)	(1.289)	(506)	(2.509)
Efectivo y otros medios líquidos finales	907	574	2.036	288	1.110

Actividades de explotación

A 30 de septiembre de 2014, los flujos procedentes de actividades de explotación correspondientes al negocio de España y Portugal aumentaron un 36,2%, situándose en 1.640 millones de euros, en comparación con la cifra contabilizada en el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2013 (con información re-expresada), que fue de 1.204 millones de euros. Este cambio se explica principalmente por el menor resultado generado durante el período.

Los flujos netos procedentes de actividades de explotación correspondientes al negocio de España y Portugal en el ejercicio 2013 decrecieron un 27,4%, situándose en 2.262 millones de euros, en comparación con 3.114 millones de euros en 2012, debido principalmente a un menor beneficio antes de impuestos y de intereses minoritarios.

Los flujos netos procedentes de actividades de explotación correspondientes al negocio de España y Portugal en el ejercicio 2012 disminuyeron un 8,6%, situándose en 3.114 millones de euros, en comparación con 3.407 millones de euros en 2011 debido al menor beneficio antes de impuestos y de intereses minoritarios.

Actividades de inversión

A 30 de septiembre de 2014, los flujos netos de efectivo destinados a actividades de inversión correspondientes al negocio de España y Portugal ascendieron a 51 millones de euros, en comparación con (882) millones de euros en el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2013 (re-expresado). Este cambio se explica principalmente por la disminución en los pagos, netos de cesiones, para la financiación del déficit como consecuencia de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Los flujos netos de efectivo destinados a actividades de inversión correspondientes al negocio de España y Portugal en el ejercicio 2013 aumentaron hasta situarse en 489 millones de euros, en comparación con los 397 millones de euros contabilizados en 2012. Este aumento se debió al incremento de los ingresos percibidos por la cesión de los derechos de crédito por el déficit tarifario (véase el cuadro de ingresos percibidos por la cesión de los derechos de crédito por el déficit tarifario de la sección (B) del apartado 10.1 –*Información relativa a los recursos*

financieros del Emisor (a corto y a largo)- de este Documento de Registro) y, en menor medida, al descenso en subvenciones y otros ingresos diferidos.

Los flujos netos de efectivo destinados a actividades de inversión correspondientes al negocio de España y Portugal en el ejercicio 2012 decrecieron hasta situarse en 397 millones de euros, en comparación con los 1.494 millones de euros en 2011. Este cambio fue el resultado de inferiores recursos procedentes principalmente de la cesión de los derechos de crédito por el déficit tarifario respecto al ejercicio 2011 (véase el cuadro de ingresos percibidos por la cesión de los derechos de crédito por el déficit tarifario de la sección (B) del apartado 10.1 de este Documento de Registro), así como de la venta de inmovilizado material e intangible.

Estos fondos fueron destinados a atender pagos en activo fijo e inmaterial (1.006 millones de euros en 2012, en comparación con 1.437 millones de euros en 2011), subvenciones (194 millones de euros en 2012, en comparación con 209 millones de euros en 2011), adquisiciones netas y otras inversiones (142 millones de euros en 2012, en comparación con 2.699 millones de euros en 2011) y desinversiones de activos financieros (274 millones de euros en 2012, en comparación con 1 millón de euros en 2011).

Actividades de financiación

A 30 de septiembre de 2014, la liquidez neta destinada a actividades de financiación correspondiente al negocio de España y Portugal aumentó en un 395,8%, situándose en (2.509) millones de euros, en comparación con los (506) millones de euros contabilizados en el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2013 (re-expresado). Esta variación se explica principalmente por el pago realizado del dividendo a cuenta con cargo al ejercicio 2013 por importe de 1.588 millones de euros.

Los flujos netos de efectivo destinados a actividades de financiación correspondientes al negocio de España y Portugal en el ejercicio 2013 descendieron un 57,7%, situándose en 1.289 millones de euros, en comparación con 3.050 millones de euros en 2012. Esta variación se debió a la reducción de los flujos netos de la deuda a corto plazo.

Los flujos netos de efectivo destinados a actividades de financiación correspondientes al negocio de España y Portugal en el ejercicio 2012 descendieron un 28%, situándose en 3.050 millones de euros, en comparación con 4.234 millones de euros en 2011. Esta evolución fue el resultado del menor reembolso de deuda a largo plazo y de dividendos durante el año, parcialmente compensado por el aumento de disposiciones de deuda a largo plazo durante el año.

En general, los flujos generados por las actividades de explotación son suficientes para hacer frente a las inversiones necesarias para el desarrollo del negocio. Para atender a los reembolsos de deuda, ENDESA previsiblemente utilizará el resto de fondos procedentes de las actividades de explotación y, en su caso, acudirá a la contratación de operaciones financieras y/o utilizará las líneas de crédito disponibles comprometidas a largo plazo concedidas tanto por entidades bancarias como por Enel Finance International, N.V.

10.3 Información sobre las condiciones de los préstamos y la estructura de financiación del emisor

La siguiente tabla muestra una conciliación de la deuda financiera neta, una medida que es usada por la dirección de ENDESA para medir la deuda financiera de la Compañía. ENDESA

considera que la deuda financiera neta facilita a los inversores un mejor conocimiento sobre la posición de liquidez y requisitos que, en su caso, puedan ser necesarios para una eventual financiación externa.

Millones de Euros

	Conciliación de la deuda financiera neta				
	A 30 de Septiembre		A 31 de Diciembre		
	Pro forma	2014 ⁽¹⁾	2011	2012	2013
Deuda financiera no corriente	6.918	2.418	7.562	5.611	3.446
Deuda financiera corriente	1.000	-	-	-	-
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	(240)	(1.110)	(907)	(574)	(2.036)
Instrumentos derivados netos	(15)	(15)	186	22	30
Deuda Financiera Neta	7.663	1.293	6.841	5.059	1.440
Deuda del Balance ⁽²⁾	7.918	2.418	8.025	5.196	3.715

⁽¹⁾ La deuda a 30 de septiembre de 2014 no recoge el endeudamiento asumido frente a Enel Finance International, N.V., por importe de 5.500 millones de euros, para la financiación del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 que se describe en la sección (A) del apartado 3.0. (*Desinversión en Latinoamérica y distribución de Dividendos*) del Documento de Registro.

⁽²⁾ La deuda del balance incluye la deuda financiera no corriente, la deuda financiera corriente y los derivados financieros contabilizados como pasivo.

Estructura de la deuda

Para más información sobre las condiciones de los préstamos y la estructura de financiación del Emisor ver los apartados 10.1 (*Información relativa a los recursos financieros del emisor –a corto y a largo-*) y 10.2 (*Explicación de las fuentes y cantidades y descripción narrativa de los flujos de tesorería del emisor*) del presente Documento de Registro.

10.4 Información relativa a cualquier restricción sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, haya afectado o pudiera afectar de manera importante a las operaciones del emisor

Obligaciones financieras (covenants)

La deuda financiera de determinadas sociedades de ENDESA contiene las obligaciones financieras (*covenants*) habituales en contratos de esta naturaleza.

Los compromisos tanto de la financiación bancaria formalizada por ENDESA como de las emisiones de bonos realizadas por Endesa Capital, S.A.U. e International Endesa B.V. bajo sus programas de *Global Medium Term Notes* presentan las siguientes cláusulas o *covenants* financieros:

- Cláusulas de incumplimiento cruzado (*cross-default*), bajo las cuales la deuda deberá amortizarse anticipadamente en el caso de incumplimiento en los pagos (por encima de cierto importe) sobre ciertas obligaciones de ENDESA (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 pueden otorgar hipotecas, gravámenes u otras cargas sobre sus

activos para asegurar cierto tipo de obligaciones, a menos que garantías similares sean otorgadas en relación con los bonos en cuestión.

- Cláusula de *pari passu*, bajo las cuales las deudas y garantías deben mantenerse, al menos, al mismo nivel de prelación que el resto de deudas no garantizadas ni subordinadas, presentes y futuras, suscritas por ENDESA como garante o por los emisores.

No obstante, ni ENDESA, ni Endesa Capital, S.A.U. ni International Endesa B.V., que centralizan la mayor parte de la financiación de la actividad de ENDESA en España, 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 otro lado, a 30 de septiembre de 2014 ENDESA tiene contratadas operaciones financieras por importe de 129 millones de euros (172 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, 236 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 300 millones de euros a 31 de diciembre de 2011), 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 30 de septiembre de 2014, ENDESA, en el segmento de España y Portugal, tiene préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras por un importe equivalente a 150 millones de euros (300 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011) que podrían ser susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control en ENDESA. Adicionalmente, en octubre de 2014, para atender el dividendo distribuido por ENDESA por importe de 6.352,5 millones de euros, se han formalizado operaciones de financiación con Enel Finance International, N.V. por importe de 5.500 millones de euros, que contienen entre sus estipulaciones una cláusula de terminación anticipada en el supuesto de que ENDESA dejara de estar controlada por ENEL.

Asimismo, a 30 de septiembre de 2014 contratos de derivados con un valor de mercado bruto de 0,8 millones de euros equivalentes a 15 millones de euros de notional (valor de mercado bruto de 2,5 millones de euros equivalentes a 30 millones de euros de notional a 31 de diciembre de 2013, valor de mercado bruto de 5 millones de euros equivalentes a 45 millones de euros de notional a 31 de diciembre de 2012 y valor de mercado bruto de 7 millones de euros equivalentes a 75 millones de euros de notional a 31 de diciembre de 2011) podrían ser objeto de amortización anticipada si se produjese un cambio de control. La Compañía no prevé que, como consecuencia de la reducción de la participación de EEE en ENDESA tras la Oferta, se incumplan ninguno de los *covenants* de las financiaciones.

En el segmento de España y Portugal, los contratos de endeudamiento con terceros de algunas filiales incluyen cláusulas estándar en la financiación de proyectos utilizados internacionalmente en este tipo de contratos. A 30 de septiembre de 2014, en el segmento de España y Portugal no existen contratos de endeudamiento que incluyan la obligatoriedad de pignorar en beneficio de los acreedores la totalidad de activos de los proyectos. En el segmento de España y Portugal el saldo vivo de la deuda con terceros que incluía este tipo de cláusulas ascendía a 377 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (389 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 434 millones de euros a 31 de diciembre de 2011). A la fecha de registro del presente Documento de Registro, ni ENDESA ni ninguna otra de sus filiales significativas, 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.

Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otras obligaciones

Garantías directas o indirectas

A 30 de septiembre de 2014, ENDESA tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 55 millones de euros. Estos avales incluyen garantías relativas al Negocio en Latinoamérica por un importe total de 35 millones de euros. El contrato de compraventa de acciones que regula la Desinversión en Latinoamérica (el “**Contrato de Compraventa**”) incluye un conjunto de previsiones por las cuales EEE se compromete a llevar a cabo cuantas actuaciones sean necesarias para liberar a ENDESA de cualesquiera responsabilidades que esta pudiera tener derivadas de las garantías asociadas al Negocio en Latinoamérica. En tanto este proceso no haya sido completado, EEE mantendrá indemne a ENDESA de cualquier daño relacionado con dichas obligaciones.

El plazo de vencimiento de los mencionados avales comprende hasta el año 2025. ENDESA considera que los pasivos adicionales que pudieran originarse por los avales prestados a 30 de septiembre de 2014, si los hubiera, no serían significativos.

A 30 de septiembre de 2014, no existen activos financieros líquidos de ENDESA pignorados en garantía de pasivos o pasivos contingentes correspondientes al negocio de España y Portugal.

A 30 de septiembre de 2014, a 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, no existían prendas sobre ingresos futuros en garantía de pasivos o pasivos contingentes correspondientes al negocio de España y Portugal.

A 30 de septiembre de 2014, no existen elementos del inmovilizado material correspondientes al negocio de España y Portugal que sirvan como garantía para el cumplimiento de obligaciones. A 31 de diciembre de 2013, estos elementos alcanzaron los 377 millones de euros, en comparación con los 389 millones de euros y 434 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla refleja las obligaciones contractuales de ENDESA a 30 de septiembre de 2014, correspondientes a los periodos indicados, incluyendo, en su caso, ciertas estimaciones de conformidad con las notas que se muestran al pie de página.

Obligaciones contractuales a 30 de Septiembre de 2014

	Menos de 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Deuda a largo y corto plazo ⁽¹⁾	1.304	510	128	880	2.822
Arrendamiento financiero	58	102	95	652	907
Arrendamiento operativo	33	41	34	59	167
Obligaciones de compra ⁽²⁾	3.215	5.897	11.441	11.359	31.912
Otras obligaciones a largo plazo reflejadas en los estados financieros ⁽³⁾	619	831	442	434	2.326
Total	5.229	7.381	12.140	13.384	38.134

⁽¹⁾ La totalidad de las obligaciones incluye el efecto previsto del servicio de la deuda, junto con el interés devengado estimado derivado de la deuda a tipo fijo sobre el valor nominal de la deuda, sin tener en cuenta derivados financieros y a final del periodo. Para el caso de tipos de interés variables, se tomará en consideración la media de los tipos de interés aplicados en 2014.

⁽²⁾ Incluye contratos de suministro a largo plazo. Dado que las obligaciones derivadas de estos contratos son satisfechas mediante la entrega de unidades físicas, se han usado los precios de mercado forward a 30 de septiembre de 2014 para estimar dichas obligaciones.

⁽³⁾ Incluye:

- Obligaciones relativas a los planes de reestructuración de la plantilla, contabilizados como provisiones en el estado de situación financiera consolidado a 30 de septiembre de 2014.
- Obligaciones asumidas en relación con planes de pensiones y otros planes de jubilación, contabilizados como provisiones en el estado de situación financiera a 30 de septiembre de 2014.
- Futuras contribuciones anuales a planes de pensiones estimadas para 2015 (4 millones de euros). No incluye otras contribuciones futuras anuales a planes de pensiones para años posteriores, puesto que se considera que dichas contribuciones no son obligaciones contractuales a 30 de septiembre de 2014, en la medida en que la Compañía no se ha comprometido a pagar dichas cantidades en dicha fecha. Estas contribuciones formarán parte de la remuneración de los empleados como un componente más de su salario, y la suma final dependerá de la evolución de la plantilla y de su salario base.
- Compromisos de inversiones a 30 de septiembre de 2014.

Las obligaciones contractuales reflejadas en la tabla anterior incluyen principalmente aquellos acuerdos y obligaciones que, en el curso ordinario de las operaciones, son habituales y necesarios a la luz de las actividades que ENDESA lleva a cabo, así como los compromisos adquiridos con los trabajadores, consejeros y altos directivos en materia de previsión social. En particular, muchas de estas obligaciones están pensadas para asegurar el suministro adecuado de combustibles utilizados en el desarrollo de las operaciones y para las inversiones a medio y largo plazo. ENDESA considera que los flujos de caja de explotación serán suficientes para hacer frente a las obligaciones mencionadas, así como para hacer frente a los costes de explotación y la remuneración del accionista.

10.5 Información relativa a las fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en 5.2.3 y 8.1.

La Compañía dispone a la fecha del presente Folleto de liquidez, y un acceso a recursos financieros de medio y largo plazo que le permiten asegurar la disposición de los recursos necesarios para atender sus compromisos de inversión futuros.

La Compañía tiene previsto mantener los criterios de prudencia aplicados hasta ahora en la estructura de su financiación mediante la obtención de financiación a medio y largo plazo que permita adecuar los calendarios de vencimientos a su capacidad de generación de caja prevista en el plan de negocio. Asimismo, se dispondrá de financiación a corto plazo que contribuya a

optimizar la gestión de las necesidades de circulante y mejorar el coste del conjunto de la deuda.

La política financiera de ENDESA consiste en financiarse fundamentalmente a través de financiaciones intragrupo. Los términos y condiciones de las operaciones con otras sociedades del grupo se realizan en condiciones de mercado, observándose en todo caso la normativa sobre precios de transferencia de aplicación.

Por otro lado, la Compañía mantiene políticas de liquidez prudentes, en línea con las prácticas del sector, con el fin de hacer frente a los desvíos significativos sobre las previsiones de negocio de ENDESA.

Es habitual que ENDESA recurra a financiación ajena siempre que esta ofrezca mejores términos o condiciones que los ofrecidos por entidades del Grupo ENEL. Esto ocurre, en general, con las operaciones de corto plazo instrumentadas a través de líneas de crédito bancarias o la emisión de papel comercial (*Eurocommercial paper*), o bien con aquellas operaciones que, por las características de los prestamistas, permitan obtener mejores condiciones de las que se obtendrían en el mercado. Asimismo, ENDESA recurre a financiación ajena en aquellos proyectos desarrollados en colaboración con otras compañías, cuyas restricciones propias aconsejen la obtención de financiaciones con ciertas condiciones específicas.

ENDESA está interesada en mantener una calificación crediticia en niveles de grado de inversión (*investment grade*) por las principales agencias de *rating*, tal y como ha venido haciendo hasta la fecha. Dicha calificación permite a ENDESA acceder de forma eficiente a los mercados monetarios y los productos del mercado bancario, así como la obtención de condiciones preferentes de sus principales proveedores.

La documentación financiera de ENDESA no contiene a la fecha de registro del presente Folleto cláusulas de incumplimiento cruzado (*cross-default*) con ENEL ni sus filiales.

11. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS

Contexto y objetivos de las actividades de Investigación, Desarrollo e Innovación

El sector energético está viviendo importantes cambios que se intensificarán en el futuro debido a la creciente concienciación medioambiental, tanto de los Gobiernos como de los clientes. La Compañía es consciente de que los objetivos de reducción de emisiones y de incremento de la eficiencia son necesarios, lo que implica un esfuerzo adicional por su parte para su consecución.

Según la Comisión Europea, para alcanzar los objetivos acordados por el Consejo Europeo en marzo de 2007 del 20-20-20 en el año 2020, el porcentaje de la electrificación de la demanda europea debe subir al 22% al 2020, y para alcanzar los objetivos identificados en el *Energy RoadMap 2050*, focalizados en reducir los gases de efecto invernadero en un 90% en 2050, el porcentaje de la electrificación de la demanda europea deberá ser superior al 39% al 2050.

Todo ello favorecerá la transición desde el actual modelo energético centralizado-unidireccional, donde los clientes consumen energía generada en grandes plantas y distribuida a través de grandes infraestructuras unidireccionales, hacia un modelo más descentralizado y multidireccional, donde los clientes podrán generar su propia energía e intercambiarla con otros agentes a través de infraestructuras multidireccionales.

En este contexto el objetivo de las actividades de Investigación, Desarrollo e Innovación de ENDESA es la realización de un nuevo modelo energético más sostenible, basado en la electrificación eficiente de la demanda energética gracias al desarrollo, prueba y aplicación de nuevas tecnologías y nuevos modelos de negocio.

Con este objetivo, a 30 de septiembre de 2014 ENDESA tiene una cartera de proyectos de I+D+i en curso en España, cuyo valor asciende a 83 millones de euros de los cuales 41 millones de euros ya han sido desembolsados.

La inversión directa de ENDESA en actividades de I+D+i en 2011, 2012 y 2013 fue la siguiente:

Millones de Euros			
Inversión Directa I+D+i	2011	2012	2013
Negocio en España y Portugal	36	75	23
<i>Negocio en Latinoamérica⁽¹⁾</i>	<i>5</i>	<i>9</i>	<i>17</i>
TOTAL	41	84	40
Protecciones intelectuales de soluciones tecnológicas propias solicitadas (Nº) ⁽¹⁾⁽²⁾	6	5	4

⁽¹⁾ *Información financiera correspondiente al Negocio en Latinoamérica, previa a la Desinversión en Latinoamérica.*

⁽²⁾ *Estas protecciones constituyen patentes, a excepción de una ellas, que en el año 2013 tuvo la consideración de modelo de utilidad.*

Cabe destacar que en el año 2011 y en particular en el año 2012, en España, una parte importante de las inversiones se centraron en la realización del proyecto Oxidación en Compostilla, que ha proporcionado a ENDESA un conocimiento único en cuanto a la captura, transporte y almacenamiento de CO₂.

Además de esta importante cartera de proyectos, las actividades de investigación, desarrollo e innovación de ENDESA se realizan en coordinación con el resto del Grupo ENEL, uno de los principales grupos eléctricos europeos. Esto permite a ENDESA aprovechar el *know how* que desarrolla el Grupo ENEL, que cuenta con:

- (a) un plan de inversión en actividades de Investigación, Desarrollo e Innovación de 307 millones de euros en el periodo 2014-2018;
- (b) un centro de investigación de excelencia con 180 investigadores; y
- (c) una red de acuerdos con los mejores centros de investigación y universidades internacionales.

ENDESA, en coordinación con ENEL, ha definido, en las áreas de interés común y en los mercados en los que ambas operan, actividades conjuntas de investigación, a través del Programa de “*Ricerca Strategica*”, compuesto por programas de investigación en tecnologías de relevancia.

Principales ámbitos de actuación

Las actividades de investigación, desarrollo e innovación de ENDESA abarcan todas las áreas de negocio. A continuación, se detallan las áreas de actuación, sus directrices a futuro, así como algunos de los proyectos más relevantes en curso.

(A) Generación eléctrica

- Directrices: reducción de contaminantes, aumento de la eficiencia y mayor flexibilidad de las plantas convencionales para optimizar su funcionamiento.
- Los principales ámbitos de actuación son:
 - Reducción de emisiones:
 - (ii) *Bionatur*: probar un sistema de desulfuración extrema y eliminación de contaminantes vía seca.
 - (iii) *Enermulsion*: evaluar el funcionamiento de los motores con tecnologías que permitan reducir los óxidos de nitrógeno (NOx) hasta un 25% y el consumo específico.
 - (iv) Soluciones avanzadas para el control de emisiones: desarrollar soluciones avanzadas para reducir la emisión de gases y partículas a la atmósfera.
 - (v) Modelado medioambiental e imputación de fuentes: cuantificar la contribución de las diferentes fuentes de emisiones e implementar herramientas y modelos para reducirlas.
 - Aumentar la eficiencia y la flexibilidad de las centrales:
 - (i) *Maci (Motor Alternativo Combustión Interna)*: recuperación del calor de los gases de escape de los motores diesel acoplando una turbina de vapor.
 - (ii) Integración de renovables: definir, desarrollar y demostrar diferentes tecnologías y herramientas que permitan la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico incluyendo las centrales hidroeléctricas.
 - (iii) Mejora de centrales: desarrollo y demostración de tecnologías para mejorar la operación y el mantenimiento en las plantas, así como reducir el riesgo de accidentes durante dichas tareas.

(B) Redes Inteligentes de distribución eléctrica

- Directrices: liderar la aplicación de las Tecnologías de Comunicación (TICs) en la red de distribución.
- Los principales ámbitos de actuación son:
 - (i) Smartcity Málaga: una de las mayores iniciativas europeas de ciudad ecoeficiente. Sus objetivos son incrementar la eficiencia energética, reducir las emisiones de CO2 y aumentar el consumo de energías renovables. Se han desarrollado e instalado diferentes tecnologías de última generación en materia de TICs y control-actuación remoto de la red, producción y almacenamiento distribuidos de energía, infraestructuras de recarga para la movilidad eléctrica y soluciones pioneras de eficiencia energética en edificios, empresas y hogares, con involucración activa de los consumidores finales, con 12.000 clientes domésticos, 300 industriales y 900 de servicios en cinco líneas de media tensión de 38 km y 72 centros

de transformación. Esta experiencia ha demostrado la viabilidad de este nuevo modelo de gestión energética en las ciudades.

- (ii) Sistemas de gestión inteligentes: añadiendo funcionalidades requeridas para la gestión de nuevas tecnologías, como el Vehículo Eléctrico. Se ha constituido el SGSC (*Smart Grids Service Center*) como primer ejemplo de lo que, en el futuro, serán las redes eléctricas inteligentes, esto es, una red capaz de integrar las acciones de todos los agentes, productores o consumidores, para distribuir energía de forma eficiente, sostenible, rentable y segura.
- (iii) Evaluación y prueba de nuevas tecnologías, como las derivadas de aplicaciones que permiten reforzar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia, y los conductores de alta capacidad y superconductividad de alta temperatura, donde recientemente ENDESA ha probado esta tecnología dentro del proyecto Europeo Ecoflow.
- (iv) Mejora en la planificación y operación de la red, con actividades encaminadas a optimizar los impactos de la introducción de microgeneración y vehículos eléctricos, generación con almacenamiento para la regulación y mejora de la calidad de suministro en redes débiles y nuevas tecnologías en apoyo de la operación basadas en el uso de drones.
- (v) Ciberseguridad en redes inteligentes, donde se están evaluando los nuevos requerimientos y gestión de la seguridad de las instalaciones eléctricas con un alto nivel de automatización y comunicación.

(C) Almacenamiento energético

- Directrices: probar en campo las últimas tecnologías: definir rendimientos, identificar áreas de mejora y definir procesos de operación, tanto a gran escala como a menor escala.
- Los principales ámbitos de actuación son:
 - (i) Almacenamiento de energía a gran escala:
 - Proyecto STORE: prueba en Canarias de tres plantas con distintas tecnologías de almacenamiento de energía.
 - Proyecto El Hierro: desarrollo de una central hidro-eólica con bombeo.
 - (ii) Almacenamiento de energía a pequeña escala:
 - segunda vida de las baterías de los vehículos eléctricos.
 - impacto del almacenamiento en redes débiles y estabilización de las redes de baja tensión.
 - impacto del almacenamiento en los clientes.

(D) Vehículos eléctricos (“VE”)

- Directrices: ENDESA sigue con su compromiso firme en el desarrollo de tecnologías de movilidad eléctrica en su más amplio término, y desempeña un rol activo en este ámbito para posicionarse como el líder sectorial en movilidad eléctrica y para desarrollar y probar en escala real sistemas de recarga, sistemas que permitan aprovechar la energía almacenada y demostradores a gran escala enfocados a la promoción de la movilidad eléctrica en entornos reales.
- Los principales ámbitos de actuación son:
 - (i) Sistemas de recarga convencional en España: en los últimos tres años, ENDESA ha puesto a disposición de clientes domésticos e institucionales un total de 853 puntos de recarga convencionales.
 - (ii) Carga rápida conductiva:
 - *FASTO - Fast Together* (punto de recarga): desarrollar y producir un catálogo de equipos de carga rápida multistandard, que actualmente está en fase de comercialización.
 - *CRAVE (Carga Rápida de baterías en Vehículos Eléctricos)*: sistema de apoyo a la recarga rápida del vehículo eléctrico.
 - *Surtidor*: equipo de carga rápida conductiva con almacenamiento.
 - (iii) Carga inductiva:
 - *Victoria*: desarrollar tecnología española de carga por inducción dinámica para autobuses.
 - *Unplugged* (carga inductiva): consorcio internacional para desarrollar una estación de carga rápida por inducción flexible.
 - (iv) Aprovechar la energía almacenada en los vehículos eléctricos:
 - *Vehicle to Grid - V2G* (del vehículo a la red): desarrollar sistemas que permitan no solo cargar el vehículo eléctrico sino descargarlo.
 - (v) Demostradores a gran escala:
 - *Zem2all - Zero Emissions Mobility To All* (movilidad con cero emisiones para todos): desarrollado en Málaga conjuntamente con el gobierno japonés. Se han desplegado 23 cargadores rápidos, 6 cargadores V2G, un centro de control e información y hasta 200 coches eléctricos, conectados con tecnologías *machine to machine*.
 - *Green eMotion*: en la actualidad, es el demostrador de referencia en Europa, centrado en crear regiones de demostración específicas. Ha permitido:
 - (i) implantar un parking en Barcelona, incluyendo puntos de recarga de tres tipos, vinculada, rápida y V2G;
 - (ii) desplegar en Málaga una infraestructura para la gestión de la demanda en aparcamientos y soluciones de carga rápida con almacenamiento eléctrico, basado en baterías usadas; e

- (iii) interoperabilidad entre Italia, Alemania y España de los sistemas de recargas.

(E) Nuevos productos y servicios

- Directrices: desarrollar y probar nuevos servicios de eficiencia energética, ligados a la aplicación de las TICs, generación en consumo, almacenamiento, climatización y alumbrado.
- Los principales ámbitos de actuación son:
 - (i) *Electric City* (ciudad eléctrica): identificar y demostrar nuevas tecnologías para el despliegue del concepto *full electric* (totalmente eléctrico) en entornos urbanos.
 - (ii) *Development of new electricity use* (desarrollo de nuevos usos eléctricos): desarrollar nuevos productos y servicios relacionados con nuevos usos de la energía.
 - (iii) *Enel Energy for all* (Energía de Enel para todos): nuevas tecnologías para suministrar energía en zonas de difícil acceso y países en desarrollo.

(F) Seguridad laboral

- Directrices: desarrollar y probar tecnologías que permitan lograr el objetivo “cero accidentes”.
- Los principales ámbitos de actuación son:
 - (i) Sistemas anti-caídas para escaleras.
 - (ii) *Zero accident program* (programa cero accidentes): desarrollar y demostrar avanzados sistemas integrales para aumentar la seguridad en las tareas de construcción, operación y mantenimiento de infraestructuras eléctricas.

Modelo de innovación

ENDESA creó, en el año 2006, la Dirección Corporativa de Tecnología e Innovación, con el fin de coordinar e impulsar las actividades de innovación realizadas en sus filiales.

ENDESA tiene un modelo de innovación abierto, siendo la primera compañía eléctrica en obtener la certificación UNE 166200 por dicho modelo.

Las actividades de investigación, desarrollo e innovación de ENDESA se realizan en estrecha colaboración y sinergias con el resto del Grupo ENEL, aprovechando tanto los centros de investigación del Grupo como los mejores centros de investigación, universidades, proveedores y empresas emergentes nacionales e internacionales.

A continuación, se presenta un resumen del modelo de innovación de ENDESA:

- **Identificación de los retos tecnológicos**: en estrecha colaboración con los negocios y tras un análisis de tendencias.
- **Generación de ideas**: para solucionar los retos. A dos niveles:
 - (ii) Ideas internas:

- (i) Eidos Market, plataforma de *crowdsourcing* para poner en valor la inteligencia colectiva de todas las personas que trabajan en ENDESA.
- (ii) Red interna de responsables de innovación, que compaginan su función habitual de negocio con el impulso a la innovación en su propio ámbito.
- (iii) Ideas externas. Con canales abiertos hacia:
 - (i) Emprendedores:
 - *Enel Lab*: en 2012 el Grupo ENEL lanzó la primera edición del concurso ENEL LAB, dotado con 15 millones de euros, para promocionar jóvenes empresas españolas e italianas que estén desarrollando sus proyectos en el ámbito de las tecnologías limpias.
 - *Incense*: ENDESA, junto con ENEL y otros 2 socios europeos ha ganado un concurso europeo, donde podrá financiar empresas emergentes (*startups*) en el sector de las TICs aplicadas a la eficiencia energética.
 - (ii) Universidades y centros de investigación: ENDESA mantiene una relación activa con el mundo académico a través de participaciones y acuerdos de colaboración con 14 universidades y 10 de los más prestigiosos centros de investigación.
 - (iii) Asociaciones y grupos de trabajo, colaborando con diversas plataformas tecnológicas y grupos de trabajo impulsados por diferentes administraciones.
 - (iv) Proveedores: ENDESA trabaja activamente con sus proveedores para incorporar y desarrollar nuevas soluciones tecnológicas.
 - (v) Otros sectores: ENDESA participa en foros de innovación con otros sectores.
- **Lanzamiento de proyectos**: Una vez evaluadas por los expertos de ENDESA (según una metodología común basada en la creación de valor de la iniciativa) y, en caso de valoración positiva, las ideas se convierten en proyectos que entran en un proceso estructurado de gestión y seguimiento.
- **Captura de valor**: Al finalizar los proyectos, en caso de éxito, estos pasan a producción para crear valor para ENDESA. Además, se sigue una cuidadosa política de protección de los derechos de propiedad intelectual.

Patentes y licencias

ENDESA es titular de varias patentes registradas en España y/o en la Unión Europea y/o en terceros países no europeos.

Según la conveniencia, algunas de estas patentes se ceden con licencia de uso a las sociedades del Grupo y, a veces, con sublicencia a terceros.

El Grupo se hace cargo de la tutela de los derechos de propiedad intelectual, ya sea mediante el registro de los derechos exclusivos de conformidad con la normativa del sector de los

diferentes países en las que están registradas, ya sea mediante la presentación de oposición, cuando sea necesario, ante las autoridades competentes de conformidad con la normativa del sector aplicable. El Grupo ha estipulado y estipula, en el curso de su actividad, acuerdos de confidencialidad que tienen por objeto compartir conocimientos e información técnica o comercial confidencial tanto del Grupo como de terceros que resulten accesibles mediante relación contractual.

A 30 de septiembre de 2014, ENDESA tiene 24 patentes en España, número que se mantendrá hasta el 18 de noviembre de 2014, cuando pasarán a ser 23 patentes activas.

12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS

12.1 Tendencias recientes más significativas de la producción, ventas e inventario, y costes y precios de venta desde el fin del último ejercicio hasta la fecha del documento de registro

Ver apartado 3.2 de este Documento de Registro.

12.2 Información sobre cualquier tendencia conocida, incertidumbres, demandas, compromisos o hechos que pudieran razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor, por lo menos para el ejercicio actual

Las principales tendencias que se observan en el sector y en los mercados en los que ENDESA desarrolla sus actividades se resumen como sigue:

- Mejora de las condiciones macroeconómicas en España y Portugal, que podrían dar lugar a una recuperación de la demanda eléctrica y de gas.
- Creciente evolución de los mercados maduros hacia un modelo económico basado en bajas emisiones de CO₂, que podría impulsar la electrificación de la demanda energética.
- Estabilidad regulatoria que favorezca la sostenibilidad financiera del sistema.
- Innovación tecnológica que implicará un rol más activo de los operadores de redes y podría potenciar el desarrollo de nuevos servicios.
- Mayor interés de los consumidores en productos de valor añadido relativos a la energía que permitan cubrir sus necesidades de la manera más eficiente y efectiva.

Teniendo presentes estas tendencias, el plan industrial de la compañía se basa en cuatro prioridades clave, que se articulan a través de diferentes actuaciones en cada negocio.

Aprovechamiento del potencial de la nueva regulación

En el negocio de *Distribución*, ENDESA pretende optimizar la remuneración de esta actividad dentro del nuevo marco regulatorio, a través de la obtención de mejoras adicionales de eficiencia operativa y de inversión y del aprovechamiento de los nuevos incentivos vinculados a la calidad de servicio, prevención de fraude y reducción de pérdidas.

Respecto al negocio de *Generación no peninsular*, el plan de acción de ENDESA se centra en promover mejoras en la regulación que permitan el reconocimiento de costes no recuperables

con la retribución actual (véase información sobre normativa en tramitación en la sección (A).1 del apartado 5.1.4 del Documento de Registro sobre el Funcionamiento del sistema eléctrico español)

Mejora de la eficiencia operativa

ENDESA mantiene un enfoque continuo hacia la eficiencia en costes en todas sus actividades, apalancándose en la experiencia acumulada en los planes implementados hasta el momento y en la búsqueda continua de nuevas áreas de potenciales ahorros.

- En *Distribución*, los potenciales ahorros pueden proceder del resultado de compartir mejores prácticas con el Grupo Enel, que cuenta con 31,7 millones de clientes servidos en Italia (*Fuente: Cuentas Anuales de ENEL a 31 de diciembre de 2013* disponible en su página web), de una estructura organizativa más flexible basada en la externalización y de inversiones en tecnologías innovadoras orientadas a la eficiencia.
- En *Generación no peninsular*, las eficiencias derivarían de la optimización de los contratos de servicios, de la mejora de la logística en carbón y de una organización más flexible.
- En *Generación peninsular*, el objetivo es potenciar la eficiencia en costes en todas las tecnologías, en particular: (i) la preparación de las centrales nucleares para la explotación a largo plazo y para tratar de lograr una mayor flexibilidad organizativa, (ii) en las centrales hidroeléctricas, mediante un programa de mejora continua y un proceso de inversión estricto, (iii) en las centrales de carbón, a través de la renegociación de contratos, la optimización del *mix* de combustible y las mejoras logísticas, y (iv) en ciclos combinados, con la renegociación de contratos de servicios a largo plazo, la hibernación virtual, la reducción del peaje de gas y la posibilidad de cierres de determinados grupos no rentables.
- En *Comercialización*, por lo que se refiere al coste de prestación del servicio, las acciones se centrarán en mejorar las eficiencias en la atención comercial y en actividades de *back office*. En cuanto a los costes de captación de clientes, una mayor eficiencia en los procesos es otro factor clave para ENDESA.

Maximizar el valor de la gestión integrada de generación-comercialización

El modelo implementado por ENDESA de gestión integrada de los negocios liberalizados permite obtener márgenes resistentes con potencial de capturar valor adicional y una exposición al riesgo de mercado limitada. Este modelo se basa en la gestión adecuada de los aprovisionamientos (combinando generación propia con compras en el mercado) y de las ventas de energía (combinando contratos a precios fijos y contratos indexados a precios del *pool*).

Esta estrategia se basa en la larga experiencia de la Compañía en el mercado liberalizado, en sus conocimientos técnicos y habilidades en la gestión de la energía, en una dinámica gestión del riesgo y de las coberturas oportunas, así como en la optimización del aprovisionamiento de combustibles.

Otro factor esencial es la cartera de generación de carbón de ENDESA, con una producción neta en la península de 19.096 GWh en 2013 (26.063 GWh en 2012 y 23.080 GWh en 2011), lo que representó un 34% de la producción peninsular total de ENDESA, que actualmente

ocupa una posición relevante en la cobertura del hueco térmico. En este sentido, ENDESA está analizando llevar a cabo inversiones medioambientales y de extensión de vida útil en las centrales de carbón importado, al ser éstas las más competitivas. Dichas inversiones permitirán ampliar la vida útil de las plantas en 20 años más manteniendo su rentabilidad. Respecto a las centrales de carbón nacional, las inversiones medioambientales son una opción abierta para ENDESA, cuya decisión final dependerá de las condiciones de mercado y regulatorias.

Este modelo de gestión se ha demostrado que contribuye a la optimización de los márgenes por venta de energía en diferentes escenarios de precios, tal y como se ha explicado en el apartado 6 del presente Documento de Registro.

Desarrollo de nuevas tecnologías y aceleración del desarrollo de nuevos productos y servicios

- En Distribución, ENDESA se centrará en los siguientes proyectos:
 - Mejora de la fiabilidad de las redes, gracias al refuerzo del mallado de la red. El objetivo es mejorar la fiabilidad, la seguridad y la calidad del servicio.
 - Instalación de los contadores digitales, que aumentan el potencial de las redes inteligentes y son un catalizador para desarrollar nuevos servicios. El contador digital permite, además, entre otros aspectos: (i) una reducción en los costes de lectura, (ii) una mejora de la atención al cliente, gracias a que la lectura real y sin errores implica menos reclamaciones y refacturaciones de clientes, (iii) una mejora de eficiencia y ahorro energético para el cliente, (iv) mejoras en la planificación y explotación de la red y TIEPI y (v) una reducción de pérdidas de energía, gracias a la gestión avanzada de alarmas para detección de fraudes.
 - Mayor automatización de la red, mediante el aumento del número de unidades controladas remotamente y la modernización de las redes de comunicaciones, permitiendo mejoras de la calidad y ahorros en la operación de la red de media tensión.
 - Integración de los centros de control, a través de la unificación de sistemas para una mayor eficiencia de las operaciones y mejora de la seguridad.
- En Comercialización, son factores clave para ENDESA continuar ampliando su cartera de productos y servicios de valor añadido, desarrollando nuevos modelos de negocios, ofreciendo servicios de monitorización y control, explorando oportunidades de crecimiento derivadas de la eficiencia energética y de la electrificación de la demanda.

El desarrollo de este plan industrial implica un objetivo de inversión de 2.500 millones de euros en el periodo 2014 – 2016, focalizando la mayor parte de dicha inversión en el negocio de distribución eléctrica, con inversiones aproximadas de 1.100 millones de euros (aproximadamente el 50% en mantenimiento y el resto en la implantación de la telegestión, la automatización de la red, el refuerzo del mallado y en sistemas de la información), y en el de generación peninsular, con inversiones aproximadas de 1 mil millones de euros (80% con un reparto equilibrado entre la tecnología nuclear y el mantenimiento del resto de las tecnologías, estando previsto que el resto de la inversión se destine a inversiones medioambientales selectivas en centrales de carbón importado). La inversión restante se repartiría de manera

proporcional entre el negocio de generación no peninsular y el negocio de comercialización. En el cumplimiento de estos objetivos se basa la política de dividendos aprobada por el Consejo de Administración de ENDESA y hecha pública el 8 de octubre de 2014, en los términos que se indican el apartado 20.7.1 del presente Documento de Registro. Véase el apartado 5.2.3 del Documento de Registro en el que se recoge la información sobre las principales inversiones futuras de ENDESA sobre las cuales sus órganos de gestión ya han adoptado compromisos firmes.

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS

El Consejo de Administración de ENDESA, en su reunión del pasado 7 de octubre de 2014, aprobó, en el contexto de la reorganización de las actividades de ENDESA, su nuevo plan de negocio, que contiene una Previsión de Beneficios para los ejercicios 2014, 2015 y 2016, en el sentido definido en el apartado décimo del artículo 2 del Reglamento 809/2004 de la Comisión Europea, de 29 de abril de 2004 (la “**Previsión de Beneficios**”).

13.1 Declaración que enumere los principales supuestos en los que el emisor ha basado su previsión o su estimación

La Previsión de Beneficios se ha obtenido del plan de negocio elaborado por la Dirección de ENDESA, que incluye, entre otros parámetros, previsiones sobre indicadores económicos y de resultados consolidados del Grupo. En su preparación se han considerado las prioridades estratégicas definidas por parte de la Dirección y ha sido necesario simular las condiciones económicas, financieras, de mercado y regulatorias de los próximos años. La elaboración del plan de negocio exige una destacada implicación de la Dirección del Grupo y es el resultado de un proceso de simulación prospectiva de las condiciones económicas, patrimoniales y financieras del Grupo.

Esta Previsión de Beneficios recoge las estimaciones sobre indicadores de resultados de la actividad del Grupo ENDESA una vez considerados los efectos derivados de la Desinversión en Latinoamérica realizada con fecha 23 de octubre de 2014 y de la distribución de dividendos entre sus accionistas realizada con fecha 29 de octubre de 2014, que hacen no comparables directamente la Previsión de Beneficios con la situación financiera y los resultados de las operaciones correspondientes a los periodos pasados.

Las previsiones aquí contenidas son de naturaleza incierta, al estar basadas en supuestos relacionados en gran medida con acontecimientos futuros, y sobre actuaciones que la Dirección del Grupo tiene previsto emprender si se materializan dichos supuestos. La Sociedad entiende que las expectativas reflejadas en el plan de negocio son razonables a pesar de que dependen de factores futuros e inciertos, muchos de ellos ajenos al control del Grupo, tales como el contexto regulatorio o la evolución de los mercados de la energía y de las materias primas. ENDESA entiende que las hipótesis utilizadas son razonables desde el punto de vista de negocio, de acuerdo con su naturaleza y el momento temporal. Sin perjuicio de ello, debido al carácter subjetivo de dichas hipótesis y de factores que están fuera del control de la Sociedad y que podrían dar lugar a variaciones, existen incertidumbres sobre su cumplimiento o las desviaciones que pudieran producirse.

Es igualmente importante destacar que el Grupo está sujeto a diversos riesgos e incertidumbres, descritos en otros apartados de este Folleto y, en particular, en el apartado de Factores de Riesgo de este Folleto, cuya materialización podría causar desviaciones

sustanciales en las previsiones y, además, podrían originarse nuevos riesgos o supuestos, no contemplados en las proyecciones, que pudieran tener un impacto significativo en la evolución futura del Grupo.

13.2 Principales supuestos en los que se basa la elaboración de las Previsiones de beneficios

La Previsión de Beneficios ha sido elaborada sobre la base de una serie de hipótesis y asunciones preparadas por la Dirección de ENDESA sobre la base de sus conocimientos, experiencia y últimos datos disponibles, estando muchas de ellas fuera del alcance de la influencia del Grupo.

Las principales hipótesis consideradas en la Previsión de Beneficios se describen en los siguientes apartados:

(A) Supuestos sobre factores exclusivamente fuera de la influencia de los miembros de los Órganos de Administración y la Dirección de ENDESA

El negocio de ENDESA está muy ligado a las condiciones económicas de los países donde opera y a ciertos factores económicos globales cuyo comportamiento puede tener una influencia significativa en las expectativas de resultados. La Previsión de Beneficios se ha elaborado considerando que destacadas variables macroeconómicas, como el producto interior bruto, la demanda eléctrica y el índice de precios al consumo fluctuarán moderadamente durante los años 2014, 2015 y 2016. En las estimaciones tampoco se han recogido variaciones sustanciales en los tipos de interés ni en los tipos de cambio. En la estimación de las variables macroeconómicas, ENDESA ha tomado como referencia información pública y fuentes de reconocido prestigio así como modelos de simulación.

- Los crecimientos del Producto Interior Bruto (PIB) que se han previsto para España y Portugal durante los ejercicios 2014, 2015 y 2016, y que han sido considerados en la Previsión de Beneficios, han sido los siguientes:

PIB ($\Delta\%$)	2014	2015	2016
España	0,8	1,4	1,6
Portugal	0,9	1,3	1,5

- La evolución del negocio de ENDESA en los mercados en los que opera está muy relacionada con el comportamiento de la demanda de energía eléctrica y de la demanda de gas, cuya estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la previsión de incremento del PIB además de otros supuestos utilizados por ENDESA respecto a la evolución del consumo de electricidad y de gas en estos mercados. Se ha estimado que la evolución de la demanda de energía eléctrica y de gas natural en España (península) para los ejercicios 2014, 2015 y 2016 sería la siguiente:

Demanda de Energía Eléctrica (TWh)	2014	2015	2016
España (peninsular)	245	250	255

Demanda de Gas (bcm)	2014	2015	2016
España (peninsular)	23	23	24

- La mayor parte de los ingresos y de los costes del negocio se encuentran afectados en gran medida por los índices de precios al consumo. La variación de estos índices tiene, por tanto, un impacto sensible en la evolución del negocio y en los resultados. Se ha estimado el siguiente Índice de Precios al Consumo (IPC) de España y Portugal en los ejercicios 2014, 2015 y 2016:

IPC ($\Delta\%$)	2014	2015	2016
España	0,2	0,6	1,2
Portugal	0,2	1,0	1,3

- ENDESA realiza una parte destacable de las adquisiciones de materias primas energéticas, como el carbón y gas natural, en los mercados internacionales, donde los precios se encuentran denominados en dólares estadounidenses. Por tanto, las fluctuaciones en el tipo de cambio del euro con el dólar impactan directamente en los resultados de ENDESA. El tipo de cambio medio del euro frente al dólar americano estimado en la Previsión de Beneficios para los ejercicios 2014, 2015 y 2016 es el siguiente:

Tipo de cambio	2014	2015	2016
EUR/USD	1,34	1,32	1,31

- Adicionalmente, desde el punto de vista de los aprovisionamientos de materias primas en el negocio de generación de electricidad y la comercialización de gas y de las coberturas que se realizan para mitigar el riesgo de volatilidad de los precios, se han estimado los siguientes precios medios de las distintas materias primas para los ejercicios 2014, 2015 y 2016:

MATERIAS PRIMAS	2014	2015	2016
Brent (US\$/boe)	107	104	100
Gas (US\$/mmbtu)	8,9	9,6	9,6
Carbón (US\$/t)	78	83	87
CO2 (€/t)	6	7	9

- ENDESA ha efectuado ciertas proyecciones y estimaciones sobre las condiciones meteorológicas que afectan a la demanda esperada de electricidad y al nivel de producción de energía hidroeléctrica y renovable. Estas estimaciones

se han efectuado utilizando un año hidrológico medio. No se han previsto sucesos extraordinarios que pudieran afectar al negocio.

- No se han tenido en cuenta posibles actuaciones futuras de los competidores que pudieran afectar a las condiciones actuales del mercado, ni los costes asociados que, en su caso, fueran necesarios para adaptarse ante dichas actuaciones.
- Por último, una parte muy 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. La Previsión de Beneficios se ha preparado contemplando la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas otras que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado. Las hipótesis consideradas en relación con el marco regulatorio y fiscal se describen en el apartado B) siguiente.

(B) Supuestos específicos relativos a la Previsión de Beneficios

ENDESA ha preparado la Previsión de Beneficios estimando una evolución de sus ingresos y gastos derivada del cumplimiento de ciertas asunciones específicas de sus actividades y del marco regulatorio que las rige. Algunas de estas hipótesis se pueden clasificar como fuera del alcance de la influencia de la Dirección de ENDESA, como por ejemplo las hipótesis relacionadas con la interpretación de la normativa vigente y en desarrollo; otras, como las asociadas al plan de inversiones, los costes operativos, los criterios de amortización y algunas de las hipótesis financieras estarían dentro del marco de influencia de la Dirección de ENDESA. Las principales hipótesis específicas consideradas en la Previsión de Beneficios son las siguientes:

(a) Hipótesis asociadas a las actividades reguladas

- La estimación de los ingresos regulados del negocio de distribución correspondientes a los ejercicios 2014, 2015 y 2016 se ha realizado aplicando la metodología de cálculo establecida en 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, y utilizando la mejor información disponible en relación con los parámetros contemplados en dicha norma.
- Las estimaciones realizadas por ENDESA consideran la aplicación del 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, que contempla la metodología de cálculo del PVPC a partir del 1 de abril de 2014.
- Se ha tenido en cuenta la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los Sistemas Eléctricos no Peninsulares y la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los territorios no peninsulares.

- Se ha tomado en consideración, en relación con el incentivo de inversión que se integra en los pagos por capacidad, lo establecido en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.
- Se han considerado las obligaciones en materia de eficiencia energética para las empresas comercializadoras de gas y electricidad establecidas en el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia

(b) Hipótesis asociadas a las actividades no reguladas

- La capacidad instalada por ENDESA y los valores de producción total de dichas instalaciones son parámetros esenciales en las estimaciones realizadas en la Previsión de Beneficios. 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.

Capacidad instalada (GW)	2014	2015	2016
España peninsular	17	17	17
España no peninsular	5	5	5

- En la estimación de la producción anual para ENDESA de las instalaciones de generación se tienen en consideración distintos factores, entre los que se encuentran la demanda de energía eléctrica, los mantenimientos programados, los costes estimados de las distintas tecnologías y el hueco térmico, entre otros. Las producciones estimadas para ENDESA son las siguientes:

Producción (TWh)	2014	2015	2016
España peninsular	55	56	57
España no peninsular	12	12	11

- Para la determinación del hueco térmico se toma en consideración, entre otros, la evolución prevista de la demanda, la capacidad instalada de las diferentes tecnologías y la producción prevista de energías renovables, cogeneración y residuos y de las plantas nucleares.

	2014	2015	2016
Hueco térmico (TWh)	61	69	68

- El Precio Pool previsto en las proyecciones se ha estimado considerando una serie de factores determinantes como son los costes y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros. La estimación de ENDESA de la evolución del Precio Pool en España y Portugal durante los años proyectados es la siguiente:

(Euros/MWh)	2014	2015	2016
Precios Pool	42	49	53

- Se han considerado, en la estimación de los precios de adquisición del gas, principalmente, los precios establecidos en los contratos de compra de gas a largo plazo suscritos por ENDESA.
- La Previsión de Beneficios ha tenido en cuenta la legislación aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. En concreto, el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que desarrolla los criterios específicos del nuevo sistema de retribución para estas instalaciones tras el Real Decreto-ley 9/2013 y la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos aplicables a las distintas instalaciones tipo definidas por el Ministerio, y en la que se fijan los valores concretos de los costes estándares para cada una de dichas instalaciones tipo.
- Los resultados del negocio de comercialización están ligados a la evolución de una serie de parámetros específicos como los precios de comercialización de la electricidad y del gas, el volumen de ventas y los costes de aprovisionamientos, entre otros.

Los precios de comercialización de la electricidad y del gas utilizados en la proyección de resultados se han determinado sobre la base de los precios establecidos en los contratos de venta suscritos por ENDESA y de los precios a futuro de la energía del mercado español y portugués.

(c) Hipótesis asociadas al plan de inversiones

ENDESA elabora un plan de inversiones que es aprobado por el Consejo de Administración con carácter anual. Este 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. El plan de inversiones para los ejercicios 2014 a 2016 de ENDESA que se ha utilizado en la preparación de la Previsión de Beneficios es el siguiente:

Miles de millones de euros	2014	2015	2016	TOTAL
Inversiones	0,6	0,9	1,0	2,5

Del total previsto de 2.500 millones de euros para el período 2014-2016, corresponden al negocio de distribución 1,1 miles de millones de euros, al negocio de generación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares 0,2 miles de millones de euros, al negocio de generación peninsular 1,0 miles de millones de euros y al negocio de comercialización 0,2 miles de millones de euros.

Las inversiones previstas relativas al negocio de generación peninsular y no peninsular incluyen las inversiones de mantenimiento y, en determinadas plantas, inversiones para el cumplimiento de normativa medioambiental. En el negocio de distribución se incluyen inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red de distribución, así como el plan de telegestión que se explica a continuación. En el negocio de comercialización, se consideran las

inversiones necesarias para la actividad de productos y servicios de valor añadido.

Las principales hipótesis que se han tenido en cuenta en la elaboración del plan de inversiones son las siguientes:

- De conformidad con la legislación vigente en materia de contadores de medida, está previsto completar la implantación de un sistema de telegestión y la sustitución de la totalidad del parque de contadores de menos de 15 kW antes del 31 de diciembre de 2018.
- Como consecuencia de las restricciones establecidas por la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para grupos empresariales que posean un porcentaje de potencia de generación superior al 40% en cada sistema no peninsular, no está previsto realizar inversiones significativas que supongan un incremento de la capacidad instalada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares en los años 2015 y 2016.

(d) Hipótesis asociadas a los costes operativos

La evolución de los costes operativos considerada para la elaboración de la Previsión de Beneficios de los ejercicios 2014 al 2016 se basa en diferentes hipótesis de acuerdo a su naturaleza, ligadas principalmente a la evolución de la actividad y a la inflación esperada.

(e) Hipótesis asociadas a los criterios de amortización

A partir del 1 de octubre de 2014, ENDESA ha reestimado las vidas útiles de las centrales nucleares y los ciclos combinados que pasan a ser de 50 y 40 años, respectivamente, como consecuencia de estudios técnicos y jurídicos realizados internamente.

(f) Hipótesis financieras

La Previsión de Beneficios se ha realizado tomando en cuenta la Desinversión en Latinoamérica y el reparto de un dividendo extraordinario de 7,795 euros brutos por acción realizado en el ejercicio 2014 así como el reparto de un segundo dividendo extraordinario a cuenta del resultado del ejercicio 2014 de 6 euros brutos por acción. Las principales hipótesis son:

- Se ha estimado un coste de la deuda del 3%. Este coste resulta de la estructura de deuda resultante para el Grupo tras el pago de dividendos realizado con fecha 29 de octubre de 2014 y que se explica en el apartado 10.1 (*Información relativa a los recursos financieros del emisor (a corto y a largo plazo)*) de este Documento de Registro.
- Se ha estimado un pago mínimo (adicional a los dividendos ya distribuidos) de 0,76 euros brutos por acción en concepto de dividendos, con cargo al resultado del ejercicio 2014, a los accionistas de acuerdo con

lo señalado en el apartado 20.7 (*Política de dividendos*) de este Documento de Registro, con un crecimiento mínimo del dividendo por acción del 5% en los dos años siguientes.

- La Ley del Sector Eléctrico, regula el procedimiento de financiación del déficit tarifario y establece que, a partir del año 2014, el déficit tarifario será financiado por cada uno de los operadores eléctricos que participen en el mecanismo de compensación y liquidación del sistema eléctrico en proporción a los ingresos a los que dicho operador tenga derecho en virtud de dicho mecanismo, de acuerdo con sus actividades en el sistema eléctrico. ENDESA entiende que las medidas adoptadas por las Administraciones Públicas serán suficientes para atajar la existencia de un déficit crónico y, por tanto, estima que no se generará más déficit tarifario a partir de 2014. Como consecuencia de ello, en las proyecciones de los años 2014, 2015 y 2016 se ha previsto el mantenimiento de las tarifas de acceso vigentes establecidas en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- Adicionalmente, la Ley del Sector Eléctrico fijó un déficit tarifario máximo del ejercicio 2013 de 3.600 millones de euros (sin perjuicio de desajustes temporales que pudieran producirse) y estableció que sería financiado por ciertos operadores eléctricos (44,16% en el caso de ENDESA), recuperándose en un plazo de 15 años a un tipo de interés de mercado. Para la financiación de este déficit, los derechos de cobro correspondientes podrán ser cedidos de acuerdo al procedimiento que reglamentariamente se establezca. Se prevé que el déficit tarifario de 2013 correspondiente a ENDESA sea cedido y recuperado antes del cierre del primer semestre de 2015.
- Respecto a la compensación de los Sistemas Eléctricos no peninsulares, se ha considerado lo establecido en la Ley del Sector Eléctrico y el Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto.
- En relación con el bono social, se ha tenido en cuenta lo establecido en la Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, donde se fijan los porcentajes de reparto de las cantidades relativas al coste del bono social de 2014, correspondiendo a ENDESA un 41,61%. Adicionalmente, se ha previsto que la introducción de un criterio de renta, tal y como establece la Ley del Sector Eléctrico, reducirá el coste soportado por ENDESA por este concepto.

(g) Hipótesis fiscales e impositivas

Sobre la base de la legislación vigente así como otra en proceso de aprobación, las hipótesis fiscales e impositivas relevantes en las que se ha basado la Previsión de Beneficios son:

- Se encuentra en fase de tramitación parlamentaria el Proyecto de Ley del Impuesto sobre Sociedades que, una vez aprobado, derogará el texto refundido de la actual Ley del Impuesto sobre Sociedades. En la

elaboración de las estimaciones para los ejercicios 2015 y 2016, se han tenido en cuenta los efectos, en dichos ejercicios, de la aplicación de las siguientes medidas recogidas en el Proyecto de Ley:

- La integración en la base imponible de determinadas dotaciones por deterioro de créditos y de dotaciones o aportaciones a sistemas de previsión social y prejubilación se limita al 25% (en 2015) o al 60% (a partir del 1 de enero de 2016) de la base imponible positiva previa a la reserva de capitalización y a la compensación de bases imponibles negativas.
 - Modificación de los coeficientes de amortización previstos en tablas.
 - Reducción del tipo de gravamen general del Impuesto sobre Sociedades, que pasa del actual 30% al 28% en 2015 y al 25% a partir del 2016.
 - Desaparición de las deducciones por inversiones medioambientales, por reinversión de beneficios extraordinarios.
- Se ha considerado que la regulación contenida en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, no sufrirá variaciones significativas en los ejercicios proyectados. Esta Ley introdujo una serie de medidas fiscales que entraron en vigor el 1 de enero de 2013 y que tienen impacto en la actividad de ENDESA: impuesto del 7% sobre el valor de la producción de la energía eléctrica; impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica; canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica (canon hidráulico); y, por último, modificación de los impuestos especiales sobre el carbón y los hidrocarburos.

Adicionalmente, en relación con la estimación del canon hidráulico mencionado, se han considerado los criterios establecidos en el borrador del Reglamento para el desarrollo del artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas por el que se establece el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, actualmente en tramitación.

- Por último, se han tenido en consideración otros borradores de normativa, principalmente autonómica, que podrían impactar en la estimación de beneficios.

13.3 Debe incluirse un informe elaborado por contables o auditores independientes que declare que, a juicio de esos contables o auditores independientes, la previsión o estimación se ha calculado correctamente sobre la base declarada, y que el fundamento contable utilizado para la previsión o estimación de los beneficios es coherente con las políticas contables del emisor

Ernst & Young, S.L. ha emitido un informe sobre la información financiera prospectiva de ENDESA, verificando que: (i) la información financiera prospectiva ha sido correctamente

compilada en función de las asunciones e hipótesis definidas por la Sociedad y (ii) el fundamento contable utilizado por la Sociedad para la preparación de la información financiera prospectiva es consistente con las políticas contables utilizadas por ENDESA en la preparación de los estados financieros consolidados del ejercicio 2013.

13.4 La previsión o estimación de los beneficios debe prepararse sobre una base comparable con la información financiera histórica

La Previsión de Beneficios se ha elaborado siguiendo las mismas políticas contables que las utilizadas en la preparación de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENDESA del ejercicio 2013, las cuales a su vez son preparadas de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

En este sentido, es de destacar la adopción de la NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”, que ENDESA ha comenzado a aplicar a partir del 1 de enero de 2014 y supone la consolidación por el método de participación (puesta en equivalencia) de los negocios conjuntos que, hasta la fecha de entrada en aplicación de dicha Norma, eran consolidados por el método de integración proporcional.

El perímetro de consolidación utilizado para la elaboración de la Previsión de Beneficios para los ejercicios proyectados corresponde al perímetro societario actual, una vez realizada la Desinversión en Latinoamérica y sin considerar variaciones significativas durante el periodo proyectado.

Por último, se han seguido las normas de registro y valoración utilizadas por ENDESA en la preparación de sus estados financieros consolidados, que incorporan desde el 1 de octubre de 2014 la reestimación de las vidas útiles de las centrales nucleares y los ciclos combinados.

La Previsión de Beneficios que se presenta a continuación es el resultado de la aplicación de los criterios y base de presentación, hipótesis y asunciones mencionadas en los apartados anteriores llevadas a cabo por la Dirección de ENDESA. Estos indicadores han de ser interpretados teniendo en consideración las cautelas anteriormente mencionadas en cuanto a la incertidumbre inherente a las hipótesis utilizadas.

Previsión de Beneficios	2014	2015	2016
Miles de millones de euros			
Resultado Bruto de explotación o EBITDA ⁽¹⁾	2,9	2,9	3,1
Resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante ⁽²⁾		1,0	1,1

⁽¹⁾ El Resultado Bruto de explotación se corresponde con el EBITDA (Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization)

⁽²⁾ Resultado neto del ejercicio después de impuestos atribuible a la Sociedad Dominante.

13.5 Si el emisor publica en un folleto una previsión de beneficios que está aún pendiente, debería entonces proporcionar una declaración de si efectivamente ese pronóstico sigue siendo tan correcto como en la fecha del documento de registro, o una explicación de por qué el pronóstico ya no es válido, si ese es el caso

No aplicable.

14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS

Los órganos de Administración de ENDESA son el Consejo de Administración y sus órganos delegados (Comisión Ejecutiva, Comité de Auditoría y Cumplimiento y Comité de Nombramientos y Retribuciones). Asimismo, con ocasión de la Desinversión en Latinoamérica, se constituyó en el seno del Consejo, un Comité de Independientes a los efectos de analizar la operación, compuesto exclusivamente por los consejeros independientes de ENDESA.

14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de las siguientes personas, indicando las principales actividades que éstas desarrollan al margen del emisor, si dichas actividades son significativas con respecto a ese emisor

(a) Miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión

Consejo de Administración

El número de miembros del Consejo de Administración de ENDESA está fijado en los Estatutos Sociales de ENDESA en un mínimo de nueve y un máximo de 15. A la fecha de registro del presente Folleto, el Consejo de Administración está compuesto por nueve miembros, de los cuales dos tienen el carácter de ejecutivos, cuatro son consejeros dominicales y tres tienen el carácter de independientes. El Secretario del Consejo es D. Salvador Montejo Velilla.

La composición del Consejo de Administración de ENDESA a la fecha de registro de este Folleto, así como la condición de sus miembros de acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de ENDESA y con la Circular 5/2013 de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, de 12 de junio y la Orden ECC/7461/2013, de 20 de marzo, se refleja a continuación:

Cargo	Miembros	Condición	Procedimiento elección	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento
Presidente	D. Borja Prado Eulate	Ejecutivo	Junta General	20-06-2007	09-05-2011
Vice-presidente	D. Francesco Starace	Externo dominical ⁽¹⁾	Junta General	16-06-2014	21-10-2014
Consejero Delegado	D. José Damián Bogas Gálvez	Ejecutivo	Junta General	07-10-2014	21-10-2014
Consejero	D. Miquel Roca Junyent	Externo independiente	Junta General	25-06-2009	22-04-2013
Consejero	D. Alejandro Echevarría Busquet	Externo independiente	Junta General	25-06-2009	22-04-2013
Consejero	D. Livio Gallo	Externo dominical ⁽¹⁾	Junta General	21-10-2014	21-10-2014
Consejero	D. Enrico Viale	Externo dominical ⁽¹⁾	Junta General	21-10-2014	21-10-2014

Cargo	Miembros	Condición	Procedimiento elección	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento
Consejero	D. Alberto de Paoli	Externo dominical ⁽¹⁾	Consejo de Administración (cooptación)	04-11-2014	04-11-2014
Consejero	D ^a . Helena Revoredo Delvecchio ⁽²⁾	Externo independiente	Consejo de Administración (cooptación)	04-11-2014	04-11-2014

⁽¹⁾ Representa a ENEL.

⁽²⁾ D^a Helena Revoredo Delvecchio es presidenta de Prosegur Compañía de Seguridad, S.A. (“**Prosegur**”). A estos efectos se hace constar que Prosegur presta servicios regulares a ENDESA por importes no significativos en relación con la facturación del Grupo Prosegur. Asimismo, ENDESA presta servicios regulares a Prosegur por importes no significativos respecto a la facturación de Grupo ENDESA.

Teniendo en cuenta la estructura de capital que tendrá ENDESA tras la Oferta y, en particular, el previsible incremento de su capital flotante (o *free float*), la Sociedad tiene intención de reforzar el peso de los consejeros independientes dentro del Consejo de Administración, en línea con las mejores prácticas y recomendaciones de gobierno corporativo y con la reforma legislativa de la Ley de Sociedad de Capital que se prevé entre en vigor en los próximos meses. En este sentido, ENDESA tiene previsto seleccionar a candidatos y candidatas que reúnan las condiciones para ser calificados como independientes (esto es, que puedan ser designados en atención a sus condiciones personales y profesionales y desempeñar sus funciones sin verse condicionados por relaciones con la sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos) y proponer la designación, en su caso, de nuevos consejeros independientes, incluso proponiendo la ampliación del número de miembros del Consejo de Administración (dentro de los límites estatutarios) y manteniendo, en todo caso, una participación mayoritaria de consejeros ejecutivos y dominicales acorde con la estructura de capital que resulte de la Oferta.

Los consejeros ejercerán su cargo durante el plazo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración. A efectos de su posición como miembros del Consejo de Administración de ENDESA y, en su caso, de las comisiones que se describen a continuación, el domicilio profesional de todos los miembros del Consejo de Administración es Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

Comisiones del Consejo de Administración

De acuerdo con lo previsto en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración, el Consejo de Administración de ENDESA ha constituido una Comisión Ejecutiva, un Comité de Auditoría y Cumplimiento y un Comité de Nombramientos y Retribuciones, cuya composición se detalla a continuación. Asimismo, el Consejo de Administración de ENDESA ha constituido un Comité de Riesgos de Iberia, cuya función consiste en definir, implantar y actualizar los principios básicos en los que se han de inspirar las iniciativas relacionadas con el riesgo.

Comisión Ejecutiva

De conformidad con lo previsto en el artículo 49 de los Estatutos Sociales de ENDESA y en el artículo 13 del Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión Ejecutiva debe estar integrada por un mínimo de cinco consejeros y un máximo de siete miembros, incluido

el Presidente. A la fecha de registro de este Folleto, la Comisión Ejecutiva tiene la siguiente composición:

Miembros	Cargo	Fecha nombramiento	Condición
D. Borja Prado Eulate	Presidente	24-03-2009	Ejecutivo
D. Francesco Starace	Vocal	16-06-2014	Externo dominical ⁽¹⁾
D. José Damián Bogas Gálvez	Vocal	07-10-2014	Ejecutivo
D. Alberto de Paoli	Vocal	04-11-2014	Externo dominical ⁽¹⁾
D. Miquel Roca Junyent	Vocal	22-04-2013	Externo independiente

⁽¹⁾ Representa a ENEL.

D. Salvador Montejo Velilla es secretario no miembro de la Comisión Ejecutiva.

Comité de Auditoría y Cumplimiento

De conformidad con lo previsto en el artículo 52 de los Estatutos Sociales de ENDESA y en el artículo 14 del Reglamento del Consejo de Administración, el Comité de Auditoría y Cumplimiento debe estar integrado por un mínimo de cuatro y un máximo de seis miembros. A la fecha de registro de este Folleto integran este Comité los siguientes miembros:

Nombres	Cargo	Fecha de nombramiento	Condición
D. Miguel Roca Junyent	Presidente	30-06-2009	Externo independiente
D. Alejandro Echevarría Busquet	Vocal	20-07-2009	Externo independiente
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	Vocal	04-11-2014	Externo independiente
D. Alberto de Paoli	Vocal	04-11-2014	Externo dominical ⁽¹⁾
D. Borja Prado Eulate	Vocal	20-06-2007	Ejecutivo

⁽¹⁾ Representa a ENEL.

D. Salvador Montejo Velilla es secretario no miembro del Comité de Auditoría y Cumplimiento.

Comité de Nombramientos y Retribuciones

De conformidad con lo previsto en el artículo 53 de los Estatutos Sociales de ENDESA y en el artículo 15 del Reglamento del Consejo de Administración, el Comité de Nombramientos y Retribuciones debe estar integrado por un mínimo de cuatro consejeros y un máximo de seis. A la fecha de registro de este Folleto integran este Comité los siguientes miembros:

Nombres	Cargo	Fecha de nombramiento	Condición
D. Alejandro Echevarría Busquet	Presidente	24-07-2012	Externo independiente
D. Alberto de Paoli	Vocal	04-11-2014	Externo dominical ⁽¹⁾
D. Miguel Roca Junyent	Vocal	30-06-2009	Externo independiente
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	Vocal	04-11-2014	Externo independiente

⁽³⁾ Representa a ENEL.

D. Salvador Montejo Velilla es secretario no miembro del Comité de Nombramientos y Retribuciones.

(b) Socios comanditarios, si se trata de una sociedad comanditaria por acciones

No aplicable, al tratarse de una sociedad anónima.

(c) Fundadores, si el Emisor se constituyó hace menos de cinco años

De acuerdo con lo que se indica en el apartado 5.1 del presente Documento de Registro, ENDESA fue constituida el 18 de noviembre de 1944.

(d) Cualquier alto directivo que sea pertinente para establecer que el Emisor posee las calificaciones y la experiencia apropiadas para gestionar las actividades del Emisor

Comité Ejecutivo de Dirección

El Comité Ejecutivo de Dirección no es un órgano delegado del Consejo de Administración.

El Comité Ejecutivo de Dirección tiene, entre sus funciones, la implementación de las estrategias adoptadas por la Sociedad. Sus miembros no reciben remuneración alguna distinta de la percibida en función del ejercicio de su cargo. A la fecha de registro del presente Folleto, el Comité Ejecutivo de Dirección está formado por:

Cargo	Nombre
Consejero Delegado	D. José Damián Bogas Gálvez
Director General Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos Iberia	D. Ricardo Pérez Blanco
Director General Auditoría Iberia	D. Enrique Durand Baquerizo
Director General Administración, Finanzas y Control Iberia	D. Paolo Bondi
Director General de Medios Iberia	D. José Luis Puche Castillejo
Director General de Recursos Humanos y Organización Iberia	D. Andrea Lo Faso
Director General de Relaciones Institucionales y Regulación Iberia	D. José Casas Marín
Director General de Sostenibilidad Iberia	D. Fernando Ferrando Vitales
Director General Compras Iberia	D. Pablo Azcoitia Lorente
Director General de Comunicación Iberia	D. Alberto Fernández Torres
Director General de ICT	D. Manuel Marín Guzmán
Director General de Comercialización Iberia	D. Javier Uriarte Monereo
Director General de Generación Iberia	D. Manuel Morán Casero
Director General de Gestión de Energía Iberia	D. Álvaro L. Quiralte Abelló
Director General de Infraestructura y Redes Iberia	D. Francesco Amadei
Director General de Nuclear Iberia	D. José María Grávalos Lasuen

Comité de Riesgos de Iberia

El Comité de Riesgos de Iberia celebró su primera reunión el 6 de febrero de 2014, y es el órgano encargado de definir, implantar y actualizar los principios básicos en los que se han de inspirar las iniciativas relacionadas con el riesgo, esto es, aquellas que implican riesgos de seguros, de materias primas, de crédito y contraparte, financieros, industriales y medioambientales o estratégicos.

A la fecha de registro de este Folleto integran este Comité los siguientes miembros:

Miembros con derecho a voto		Cargo
Consejero Delegado		Presidente
Director General de Administración, Finanzas y Control		Vocal
Director General de Infraestructura y Redes		Vocal
Director General de la Línea de Negocio de Comercialización		Vocal
Director General de la Línea de Negocio de Gestión de la Energía		Vocal
Director General de la Línea de Negocio de Nuclear		Vocal
Director General de la Línea de Negocio de Generación		Vocal
Director General de Sostenibilidad		Vocal
Director General de Regulación		Vocal
Director de Gestión de Riesgos		Secretario
Miembros sin derecho a voto		Cargo
Director General de Auditoría Interna		Vocal

Auditor interno

Cargo	Nombre
Director General de Auditoría	D. Enrique Durand Baquerizo

Comité de Independientes

Asimismo, en el marco de la Desinversión en Latinoamérica, se constituyó, mediante acuerdo del Consejo de Administración de la Sociedad adoptado el día 30 de julio de 2014, una comisión *ad hoc* integrada exclusivamente por los consejeros independientes de ENDESA, D. Miquel Roca Junyent y D. Alejandro Echevarría Busquet, cuya función principal fue la de llevar a cabo las labores de análisis financiero, jurídico y estratégico de la Desinversión en Latinoamérica desde la perspectiva del interés social de ENDESA y teniendo siempre presentes los intereses de los trabajadores, accionistas, clientes y proveedores de ENDESA.

En el caso de los miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión del Emisor y de las personas descritas en los apartados b) y d) del primer párrafo, datos sobre la preparación y experiencia pertinentes de gestión de esas personas, además de la siguiente información

- **Datos sobre la preparación y experiencia pertinentes de gestión:**

Consejeros

A continuación, se describe brevemente la preparación y experiencia profesional relevante de los actuales miembros del Consejo de Administración de la Sociedad. Esta información, que no incluye los cargos en otras sociedades del Grupo ENDESA, se completa con las actividades del mismo, análogo o complementario género de actividad del que constituye el objeto social de ENDESA desempeñadas por los consejeros que se identifican más adelante.

Nombre	Perfil
<p>D. Francisco de Borja Prado Eulate Madrid (España), 1956.</p>	<p>Ocupación actual: Presidente de ENDESA y Presidente de Mediobanca, Sucursal en España para Iberia y Sudamérica, Vicepresidente de Enersis, S.A. y Miembro del Grupo Español de la Comisión Trilateral.</p> <p>Formación: cursó estudios de Derecho en la Universidad Autónoma de Madrid; en Estados Unidos amplió su formación en Relaciones Internacionales y Comercio Exterior en la Universidad de New York y en la firma Philip Brothers.</p> <p>Experiencia: Presidente de Almagro Asesoramiento e Inversiones, S.A.; Vicepresidente de Lazard Asesores Financieros, S.A. (1999-2007); consejero de Rothschild España (1995-1999); Vicepresidente de UBS en España (1989-1994); Fomento de Comercio Exterior (Focoex) (1980-1988).</p> <p>Consejos de Administración: consejero de Mediaset España Comunicación, S.A. y consejero de Enel Energy Europe, S.L.U.</p>
<p>D. José Damián Bogas Gálvez Madrid (España), 1955.</p>	<p>Ocupación actual: Consejero Delegado de ENDESA.</p> <p>Formación: Ingeniero industrial del ICAI. Madrid. 1978.</p> <p>Experiencia: En ENDESA ha desempeñado los cargos de Director General de España y Portugal (2004-2014), Director General del Negocio Eléctrico (1998-2004), Director General de ENDESA y Director General de Generación (1997-1998), Director de Control y Gestión de Energía (1988-1997), Director Adjunto de Control y Gestión de Energía (1988), Jefe Departamento de Relaciones Comerciales (1984-1986) y Jefe Sección de Estudios de Mercado en el Departamento de Planificación (1982-1984). Asimismo fue Asesor Técnico-Económico de la Dirección General de la Energía en el MIE (1986-1988) y con anterioridad, trabajó como analista de sistemas en ERIA (1981-1982) y como ingeniero de sistemas en División de Ingeniería en DIMETRONIC (1980-1981).</p> <p>Consejos de Administración: Presidente de Elcogas, S.A.; consejero de Compañía Operadora del Mercado Español de la Electricidad (OMEL); consejero de Endesa Generación Portugal, S.A., consejero de Enel Green Power España, S.L., consejero de Endesa Generación II y administrador mancomunado de Endesa Operaciones y Servicios Comerciales.</p>
<p>D. Francesco Starace Roma (Italia), 1955.</p>	<p>Ocupación actual: Consejero Delegado y Director General de ENEL, Presidente de Enel Energy Europe, S.L.U. y Vicepresidente de ENDESA.</p> <p>Formación: Licenciado en Ingeniería Nuclear por el Politécnico de Milán.</p> <p>Experiencia: Consejero Delegado de Enel Green Power (octubre 2008 - mayo 2014); Director de la <i>market división</i> ENEL (noviembre 2005 - septiembre 2008); Director del área de <i>business power</i> de ENEL (julio 2002 - octubre 2005); De 1987 a 2000 trabajó para ABB y para Alstom Power Corporation, donde desempeñó el cargo de Consejero Delegado de la sociedad ABB Combustion Engineering Italia (1997-1998) y más tarde (1998-2000) el cargo de Vicepresidente senior de la División "<i>Global and turnkey systems sales for the gas turbine</i>"; Desarrolló diferentes cargos de dirección ejecutiva en la compañía Sae Sadelmi, parte del Grupo General Electric, en países como Italia, Estados Unidos, Arabia Saudí, Egipto y Emiratos Árabes (1982-1987); Analista de seguridad en la planta electronuclear de Nira Ansaldo (1981-1982).</p>

Nombre	Perfil
<p>D. Alberto de Paoli Pavia (Italia), 1965.</p>	<p>Ocupación actual: Director General de Estrategia de ENEL desde mayo de 2012 (nombrado Director Financiero de ENEL con efectos desde el 12 de noviembre de 2014).</p> <p>Formación: Licenciatura en Económicas por la Universidad de La Sapienza, Roma (graduado con honores).</p> <p>Experiencia: Director Financiero de Enel Green Power desde abril de 2008 hasta abril de 2012. Jefe de Estrategias, M&A y Desarrollo de Negocio de Tiscali desde marzo de 2006 hasta marzo de 2008. Formó parte de Wind Telecomunicazioni desde el año 1997 hasta febrero de 2006 (Asesor Ejecutivo del Presidente entre los años 2005 y 2006; Director Financiero en el año 2004; Jefe de Planificación y Control entre los años 2002 y 2003; Jefe de Planificación Estratégica entre los años 2000 y 2001; y <i>Start-up Manager and Network Controller</i> desde 1997 hasta 1999. Comenzó su carrera profesional en Telecom Italia como Jefe de Área entre los años 1993 y 1994 y como Jefe de Planificación Operativa y Contratos de Servicios entre los años 1995 y 1996.</p> <p>Consejos de Administración: consejero de Enersis, S.A.</p> <p>Otras actividades: Consejero Delegado de Enel Lab.</p>
<p>D. Miquel Roca Junyent Caudevan (Francia), 1940.</p>	<p>Ocupación actual: Socio-Presidente del despacho Roca Junyent, Defensor del Cliente de Seguros Catalana Occidente; Secretario no consejero del Consejo de Administración del Banco de Sabadell; Secretario no consejero del Consejo de Administración de Abertis Infraestructuras, de TYPESA, y de Accesos de Madrid, S.A.</p> <p>Formación: Licenciado en Derecho por la Universidad de Barcelona; Doctor Honoris Causa por las Universidades de Educación a Distancia, León, Girona y Cádiz.</p> <p>Experiencia: Profesor de Derecho Constitucional en la Universidad Pompeu Fabra de Barcelona; Diputado por Barcelona y presidente del Grupo Parlamentario Catalán en el Congreso de los Diputados (1977-1995); Formó parte de la Ponencia que elaboró la Constitución de 1978, así como de la Comisión que redactó el Estatuto de Autonomía de Cataluña.</p> <p>Consejos de Administración: Miembro del Consejo de Administración de ACS.</p> <p>Otras actividades: Presidente de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País; Presidente del MNAC (Museo Nacional de Arte de Cataluña).</p>
<p>D. Alejandro Echevarría Busquet Bilbao (España), 1942.</p>	<p>Ocupación actual: Presidente de Mediaset España Comunicación, S.A.</p> <p>Formación: Licenciado en Ciencias Empresariales en la Universidad de Deusto.</p> <p>Experiencia: Consejero Delegado del Grupo Correo (1980-2001); Presidente de la Asociación de Editores Españoles; Presidente de Editores Asociados para TEVISA; Presidente del Círculo de Empresarios Vascos (2005-2006); Director Gerente empresa auxiliar automóvil; Director comercial y general empresa electrodomésticos.</p> <p>Consejos de Administración: consejero de Consulnor, CVNE, Sociedad Vascongada de Publicaciones, S.A., Editorial Cantabria, S.A. Diario El Correo y consejero de Willis Iberia.</p> <p>Otras Actividades: Vicepresidente de Deusto Business School; Patrono de las fundaciones Novia Salcedo, Plan España y FAD (Fundación de ayuda contra la Drogadicción).</p>

Nombre	Perfil
<p>D. Enrico Viale Mondovi (Italia), 1957.</p>	<p>Ocupación actual: Director de la Función de <i>Global Generation Enel</i> de ENEL, SpA.</p> <p>Formación: Politécnico di Torino - Facolta di Ingegneria, Turín, Italia (<i>Grado en Ingeniería Civil, especialidad de Hidráulica</i>).</p> <p>Experiencia: Enel - Moscú, Rusia: Responsable de país para Rusia y la CEI, Director general de Enel OGK-5 (2013 – 2014), Director de operaciones para Rusia y Director general de Enel OGK-5 (2010 – 2013), Director de operaciones para Rusia (2008 – 2010); Enel - Sofía, Bulgaria: Responsable de país para el Sudeste de Europa y Director general de Enel Maritza East 3 (2003 - 2008); ABB Structured Finance - Zúrich, Suiza: Vicepresidente <i>senior</i> (1998 – 2003); ABB Structured Finance - Milán, Italia: Consejero delegado (1995 – 1998); Mediocredito Centrale - Roma, Italia: Responsable de financiación de exportaciones (1995); Ansaldo Energia - Milán, Italia, Director financiero (1994 – 1995) y Responsable de financiación de proyectos (1989 – 1994); GIE - Milán, Italia (adquirida por Ansaldo), Responsable de administración de préstamos del Departamento de financiación de proyectos (1988 - 1989) y Ayudante del Responsable de financiación de exportaciones del Departamento de financiación de proyectos (1986 – 1988); Despacho de arquitectura e ingeniería civil Arq. Nunzio Carletto - Mondovi' (CN), Italia (1982 – 1984).</p> <p>Consejos de Administración: Enel Produzione (Italy), Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta (CESI), Res Holdings y Enel Rusia.</p>
<p>D. Livio Gallo Belgirate (Italia), 1950.</p>	<p>Ocupación actual: Director de la Función de <i>Global Infrastructure and Networks Enel SpA</i>.</p> <p>Formación: Licenciado en Ingeniería Electrónica por la Universidad Politécnica de Milán.</p> <p>Experiencia: Responsable de la División de red e infraestructura de Enel S.p.A., Director general de Enel Distribuzione y Presidente de Enel Sole (2005 – 2014), Presidente y miembro fundador de la Asociación Europea de Operadores de Sistemas de Distribución de Red Inteligente (2010 – 2013), Presidente de Enel Rete Gas, que gestiona la distribución de gas natural a 4 millones de clientes (2006 – 2013), Director general de Deval, que gestiona la distribución eléctrica en la zona del Valle D'Aosta (2005 – 2011), Miembro de la Plataforma Tecnológica Europea de Red Inteligente, (2004 – 2010), Responsable del Departamento comercial de Enel Distribuzione, que cuenta con 30 millones de clientes particulares e industriales (2002 – 2004), Responsable de mercado en Eurogen, Elettrogen e Interpower (1999 – 2001), Vicepresidente de área para Europa occidental y África y miembro del Comité Ejecutivo de Elsag Bailey Process Automation, cotizada en NYSE, perteneciente al Grupo Finmeccanica (1995 – 1999), Director general de Elsag Bailey Process Automation, Grupo Finmeccanica, primero en Alemania, después en los Países Bajos y por último en Austria (1992 - 1997). Con anterioridad a 1991, ocupó distintos puestos en el Grupo Finmeccanica así como en el Grupo Mannesmann, en Italia.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero de Chilectra (Chile).</p> <p>Otras actividades: Vicepresidente de la Asociación Europea de Operadores de Sistemas de Distribución de Red Inteligente y Miembro del Comité Ejecutivo del Consejo Electrotécnico Italiano.</p>

Nombre	Perfil
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio Rosario (Argentina), 1947.	<p>Ocupación actual: Presidenta de Prosegur Compañía de Seguridad, S.A. desde 2004. Presidenta de la Fundación Prosegur, entidad que canaliza la acción social y cultural de la compañía.</p> <p>Formación: Licenciada en Administración y Dirección de Empresas por la Universidad Católica de Buenos Aires y Programa de Alta Dirección de Empresas (PADE) por el IESE.</p> <p>Experiencia: Consejera de Mediaset España Comunicación desde 2009; Consejera de Banco Popular Español, S.A. desde 2007; Presidenta de Euroforum desde 2004; y Consejera de Prosegur Compañía de Seguridad, S.A. desde 1997 y presidenta desde 2004; Presidenta de la Fundación Prosegur desde 1997.</p> <p>Consejos de Administración: Consejera de RomerCapital SICAV, S.A., Proactinmo, S.L., Gubel, S.L., Prorevosa, S.L., Hispaninver, S.L., Agrocinegética San Huberto, S.L., Euroforum Escorial, S.A.; Consejera dominical y presidenta de Prosegur Compañía de Seguridad, S.A.; Consejera independiente de Banco Popular Español, S.A.; y Consejera Independiente de Mediaset España Comunicación, S.A.</p> <p>Otras actividades: Colabora con: Fundación Isaac Albeniz; Real Asociación de Amigos del Museo Nacional Centro de Arte Reina Sofía; Fundación Amigos del Museo del Prado y Teatro Real de Madrid. Reconocimientos: Premio Juan Lladó; Medalla de Oro del Fórum de Alta Dirección y Trofeo Ramón Borredá.</p>

Miembros del Comité Ejecutivo de Dirección

Nombre	Perfil
D. José Damián Bogas Gálvez Madrid (España), 1955.	Véase Perfil de los Administradores.
D. Ricardo Pérez Blanco Sevilla (España), 1959.	<p>Ocupación actual: Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos.</p> <p>Formación: Licenciado en Derecho por la Universidad de Sevilla.</p> <p>Experiencia: Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos de Endesa, S.A. desde el año 2006. Ingresó en Endesa en el año 1985 como Asesor Legal, pasando a ser Responsable de Asesoría Jurídica en Sevillana de Electricidad y, posteriormente, Secretario del Consejo de Administración. Tras la absorción por Endesa, S.A. ocupó el cargo de Director de Asesoría Jurídica de Distribución. Simultaneó esta actividad con las Secretarías de Consejo de Andaluza de Aguas y Tratamientos, S.A., Instituto de la Calidad, S.A. y Elcogas, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: Elcogas, S.A. y Endesa Generacion Nuclear.</p> <p>Otras actividades: Profesor en distintos cursos de postgrado patrocinados por entidades de prestigio, tanto públicas, como la Fundación Carolina, como privadas, en el sector financiero El Monte (hoy la Caixa) y energético, como el Club Español de la Energía. Asimismo, ha publicado distintos trabajos sobre materias de especial interés en el sector eléctrico.</p>

Nombre	Perfil
<p>D. Enrique Durand Baquerizo Córdoba (España), 1959.</p>	<p>Ocupación actual: Director General de Auditoría.</p> <p>Formación: Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales. Auditor de cuentas del R.O.A.C. Master en Gestión de empresas (EOI). PDA (IESE).</p> <p>Experiencia: ENCE: Administración y Control. COOPERS & LYBRAND: Auditoría y Consultoría. Auditoría General de ENDESA: Auditor y Jefe de Equipo. Director Financiero PEGOP. Operaciones Financieras Internaciones (D.F. ENDESA). Director de Auditoría Interna (DGA ENDESA).</p>
<p>D. Paolo Bondi Ravenna (Italia), 1966.</p>	<p>Ocupación Actual: Director General de Administración, Finanzas y Control de ENDESA.</p> <p>Formación: Licenciado en Administración de Empresas por la Universidad de Bocconi (Milán). Master en General Management, INSEAD, Fontainebleau, France.</p> <p>Experiencia: Director General Adjunto Económico Financiero de ENDESA (2007-2009); en el Grupo ENEL ha desempeñado los cargos de Director Financiero de la División Internacional (2004), Responsable del Control de las operaciones TLC (2003) y Director de Estrategia y Análisis Financiero (2002). Trabajó en la empresa Eridania Béghin-Say Group en Neuilly sur Seine (1994-2002) en diferentes puestos: Director Financiero, Director de Plan y Estrategia y Director de Mercados de Capitales; y en Ferruzzi-Montedison Group (1990-1994) en las áreas de Tesorería y Finanzas y como analista financiero en Montedison USA.</p> <p>Consejos de Administración: consejero de Endesa Latinoamérica., S.A.U. y administrador mancomunado de Endesa Financiación Filiales.</p>
<p>D. José Luis Puche Castillejo Jaén (España), 1961.</p>	<p>Ocupación actual: Director General de Medios.</p> <p>Formación: Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales (ICADE); Master en Economía por el Colegio de Europa de Brujas (Bélgica).</p> <p>Experiencia: Director General de Recursos Humanos y Organización de ENDESA (2009-2014). Director General de Auditoría de ENDESA (1998-2009); en el Grupo Telecinco fue Subdirector General (1997-1998) y Director Económico Financiero (1993-1996); en el Grupo UCB fue Director- Gerente de España (1991-1993) y Jefe de Tesorería Internacional de la sede central de Bruselas (1989-1990); en el Grupo PSA -Peugeot- Talbot-Citroen- fue Jefe de Tesorería y Supervisor de Cartera de las Sociedades de servicios financieros (1988-1989); en BERGÉ Y CÍA fue Auditor Interno en sus oficinas centrales en Madrid (1986-1987) y Adjunto al Director de la Oficina de Santa Cruz de Tenerife (1985). Fue colaborador del Instituto de Estudios de Administración Local de Madrid (1988).</p>
<p>D. Andrea Lo Faso Modena (Italia), 1965.</p>	<p>Ocupación Actual: Director General de Recursos Humanos y Organización.</p> <p>Formación: Licenciado en Derecho por la Universidad de Parma (Italia)</p> <p>Experiencia: Director General de Recursos Humanos y Organización de España y Portugal de ENDESA (2012-2014). En el grupo ENEL ha desempeñado los cargos de Director General de Recursos Humanos y Organización ENEL Servizi (2005-2011); Responsable de Recursos Humanos y Organización de Sistemas y Telecomunicaciones (2003-2005); Director de joint venture entre ENEL y Formez (2002-2003); Recursos Humanos y Organización de ENEL Hidro (2001). Trabajó en la empresa Magneti Marelli (Grupo Fiat) con diferentes responsabilidades en el ámbito de Recursos Humanos (1995-2001). Oficial del Cuerpo de Carabineros (1984-1995).</p>

Nombre	Perfil
<p>D. José Casas Marín Melilla (España), 1965.</p>	<p>Ocupación Actual: Director General de Relaciones Institucionales y Regulación</p> <p>Formación: Ingeniero Superior Industrial con la especialidad de Electrotecnia por la Universidad Pontificia Comillas ICAI (1989) y Programa de Dirección General (PDG) por el IESE (2005).</p> <p>Experiencia: Director General de Relaciones Institucionales y Regulación desde 2014. En el año 2004 fue nombrado Subdirector General de Estrategia, Regulación, Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible de España y Portugal, y en 2010 ocupó el cargo de Director General de Regulación y Medio Ambiente (2010-2014). Nombrado en el año 2000 Subdirector de Tarifas, Peajes y Función Comercial en el área de Distribución de Endesa, S.A.. Poco tiempo después asume de manera simultánea las Direcciones de Liquidaciones y Reglamentación, de Endesa Red, y de Regulación, de Endesa (dentro de la Dirección General de Gestión de la Energía). Con anterioridad a su incorporación a Endesa, en el año 1990 se incorporó a Arthur Andersen donde llegó a ser Gerente de auditorías responsable de las Áreas de Energía, Telecomunicaciones y Sector Industrial. Su carrera profesional se inició en 1989-1990, a través del ejercicio libre de la profesión como Ingeniero de Proyectos y Dirección de Obras de Instalaciones eléctricas de Media y Baja Tensión.</p>
<p>D. Fernando Ferrando Vitales Huesca (España), 1957.</p>	<p>Ocupación actual: Director General de Sostenibilidad.</p> <p>Formación: Ingeniero Superior Industrial por la Universidad ICAI (1979), Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad Complutense (1988)</p> <p>Experiencia: En Endesa ha desempeñado el cargo de Director de Eficiencia Energética (2012-2014); y Director General de Energías Renovables de Endesa S.A. (2007-2012) desempeñando también las funciones de Coordinador del Área de Servicios y la de Administrador de Gamesa Solar y Administrador Wind to Market. Previo a su incorporación a Endesa fue director General de Gamesa Energía (2001-2006); Director General de Sinae Energía y Medioambiente (1998-2001); Consejero Delegado de Itsemap Ambiental (1995 hasta incorporación en Sinae), Director de Estudios y Sistemas del Instituto de Energías Renovables (1984-1988), y fue responsable del área de Energías Renovables en el Instituto Tecnológico para Postgraduado (1980-1984).</p>
<p>D. Pablo Azcoitia Lorente Madrid (España), 1967.</p>	<p>Ocupación Actual: Director de Iberia Procurement</p> <p>Formación: Licenciado en Empresariales, Universidad Complutense de Madrid. PDG por el IESE.</p> <p>Experiencia: Director Iberia Procurement desde Febrero 2012. Entre los años 2008 y 2012 Director de Estrategia, Sinergias y procesos de Compras; 2007-2008 Director de Compras de servicios en Endesa ; 2004-2007 Director de Administración, Finanzas y Control en Endesa Italia; 2002-2004 Director de Compras para Servicios Corporativos; 2001-2002 Director General Adjunto de Endesa MarketPlace.</p> <p>Experiencia fuera de Endesa: 1999-2000 Director de Nuevos Negocios en Ecuality, S. A.; 1997-1999 Director Financiero en Group Friendware; 1993-1995, Responsable de Rentabilidad de Clientes, departamento financiero en CHEP Group; 1991-1993 Gestor de Cuentas en Banesto Hipotecario.</p>

Nombre	Perfil
D. Alberto Fernández Torres Madrid (España), 1955.	<p>Ocupación actual: Director General de Comunicación.</p> <p>Formación: Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid.</p> <p>Experiencia: Inició sus actividades profesionales como periodista, realizando colaboraciones habituales en diversas publicaciones sobre temas económicos y culturales (Cinco Días, El Europeo, Cambio 16, Ediciones Zeta, etc.). En 1981 se incorporó al Departamento de Información y Comunicación Social de la Asociación Empresarial de la Industria Eléctrica (UNESA), en la que fue ocupando diversas posiciones hasta asumir finalmente la responsabilidad del área de Comunicación y Relaciones Internacionales a principios de 1998. A finales de ese mismo año, se incorporó a la Dirección General de Comunicación de ENDESA, en la que ha sido sucesivamente subdirector de Estudios e Investigación, director de Estrategia de la Información y, desde el año 2004, director de Estrategia y Comunicación Interna. Ha compatibilizado sus actividades en la empresa con colaboraciones en diversos medios de comunicación sobre temas económicos y culturales, la participación en congresos y seminarios, y el desarrollo, desde principios de los años 90, de una sostenida actividad docente. En la actualidad, es profesor sobre temas de economía y comunicación en varios cursos y posgrados de las Universidades Complutense y Carlos III de Madrid.</p>
D. Manuel Marín Guzmán Córdoba (España), 1964.	<p>Ocupación actual: Director General de ICT.</p> <p>Formación: Ingeniero Agrónomo por la Universidad de Córdoba, Master en Economía y Dirección de Empresas por el Instituto Internacional San Telmo y PDG por el IESE</p> <p>Experiencia: Durante los dos últimos años ha sido el Responsable de Infraestructuras y Operaciones en el equipo Global de ICT, con centro de trabajo en Roma, cargo que había desempeñado en Endesa desde al año 2007, después de dirigir la Subdirección de Operaciones de Sistemas de Información. Entre los años 200 y 2006 se hizo cargo de la Subdirección de Desarrollo de compras corporativas, la de Procesos operativos y control de compras y la de Planificación y Gestión de Recursos de Sistemas y Telecomunicaciones. Entre los años 1999 y 2002 fue Director General Adjunto de Synapsis en Chile. En el año 1997 se incorporó a Endesa como Subdirector de Sistemas de Información de Generación y minería.</p> <p>De su experiencia anterior a su ingreso a Endesa destacar: 1992-1997 ENECO, S.A. (sociedad del Grupo ENDESA) Jefe de Organización y Sistemas; 1991-1992 Universidad de Córdoba. Responsable de los Sistemas Económicos.; 1989-1991. Arthur Andersen y Andersen Consulting. Consultor de Sistemas Comerciales.</p>

Nombre	Perfil
<p>D. Javier Uriarte Monereo Santander (España), 1958.</p>	<p>Ocupación actual: Director General de Comercialización.</p> <p>Formación: Licenciado en Derecho por la Universidad Complutense de Madrid y MBA por el IESE.</p> <p>Experiencia: Se inició profesionalmente en SC Johnson's Wax como Assistant Product Manager y posteriormente Product Manager. Se incorporó, como Director de Marketing, a Tempo España (1988-1990). Finalizada esta etapa, se unió a McKinsey&Company hasta ocupar el cargo de <i>Senior Engagement Manager</i> y desde 1994 hasta su incorporación al Grupo Endesa, ocupó el cargo de Director General Adjunto de Banesto. Ha sido igualmente profesor de Dirección Comercial en el Instituto de Empresa desde 1985 a 1990 y Director del Área Académica de Marketing. Desde 1998 hasta la actualidad es el responsable de la Dirección General de Comercialización.</p> <p>Consejos de Administración: Endesa Energía, Endesa Generación Portugal, S.A. y ENEL France</p>
<p>D. Manuel Morán Casero Valladolid (España), 1954.</p>	<p>Ocupación actual: Director General de Generación.</p> <p>Formación: Ingeniero Aeronáutico por la Universidad Politécnica de Madrid y Master en Business Administration por el IESE.</p> <p>Experiencia: En 1988 se incorpora al Instituto Nacional de Industria (INI) como Jefe de Gabinete de la Dirección General hasta 1990, año en el que asume la Dirección de Transporte Aéreo y Sector Eléctrico en TENE0. En 1993 acepta el cargo de Director General de Iberia para filiales en Latinoamérica y Miembro del Comité de Dirección del Grupo Iberia. Ese mismo año es nombrado Presidente Ejecutivo de Aerolíneas Argentinas, Presidente Ejecutivo de Austral Líneas Aéreas y Miembro del Executive Committee de IATA. Desde 1998 es Director General de Endesa Generación, S.A.U.</p> <p>Consejos de Administración: Endesa Generación, S.A.U., Energie Electricque de Tahaddart, Gesa-Gas y Electricidad Generación, S.A. (Islas Baleares), Endesa Generación Portugal, S.A., Unelco- Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A. (Islas Canarias), GASCAN (Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.) y Saltos del Navia, C.B.</p>
<p>D. Álvaro L. Quiralte Abelló Madrid (España), 1961.</p>	<p>Ocupación actual: Director General de Gestión de la Energía.</p> <p>Formación: Ingeniero Industrial, Especialidad Organización Industrial, por la Universidad Politécnica de Madrid. Máster en Finanzas por la Universidad Comercial de Deusto.</p> <p>Experiencia: En 1993 entra en el sector eléctrico en Elcogas, S.A. como Jefe de la Unidad del marco Legal Estable y miembro del Comité Financiero. Se incorpora en 1997 al Grupo Endesa como Subdirector de Relaciones Institucionales, llegando a ser nombrado Director del Gabinete del Consejo Delegado en 1999. Es nombrado Consejero Delegado de Endesa Italia en el año 2004. Asume en el año 2006 la Dirección General de Gestión de la Energía con responsabilidad en mercados mayoristas de electricidad, gas, CO2, carbón y resto de combustibles de Endesa, así como la planificación energética y gestión de riesgos del Negocio Eléctrico de España y Portugal.</p>

Nombre	Perfil
<p>D. Francesco Amadei Roma (Italia), 1963.</p>	<p>Ocupación actual: Director General de Infraestructura y Redes.</p> <p>Formación: Ingeniero Eléctrico por la Universidad de Roma, Programa Ejecutivo en el Massachusetts Institute of Technology y Programa Ejecutivo Internacional por el Insead</p> <p>Experiencia: Desde 2013 Responsable de Ingeniería y Standarización en la División de Infraestructura y Redes; 2008-2013 Responsable de Regulación y Desarrollo de la Red; 2004-2008 Responsable de Soporte Operacional; 1998-2004 Responsable de Planificación Estratégica de Enel Distribuzione; en el año 1989 ingresó en el Grupo Enel en el área de Planificación y Control.</p>
<p>D. José María Grávalos Lausén Zaragoza (España), 1951.</p>	<p>Ocupación actual: Director General de Nucleares.</p> <p>Formación: Licenciado en Ciencias Físicas por la Universidad de Zaragoza, en la especialidad de Física Nuclear. Diplomado en Administración de Empresas por el IESE. PDG-II.</p> <p>Experiencia: Inició su andadura profesional como Ingeniero de Proyecto en el Departamento Nuclear del SENER (1974-1976) y posteriormente en la División de Energía de INTECSA (1975-1985), llegando a ser Jefe de la División. En 1985 se incorporó a ENRESA como jefe del Departamento de Ingeniería hasta 1996 cuando fue nombrado Director de Operaciones, puesto que desempeñó durante 10 años hasta su incorporación a Endesa como Subdirector de combustible nuclear y residuos radiactivos. Durante el periodo 2008-2012 fue Director General de ANAV, antes de pasar a ocupar su cargo actual.</p> <p>Consejos de Administración: Tecnatom, Nuclenor, CNAT (Centrales Nucleares Almaraz-Trillo), NEIL (Nuclear Electric Insurance Limited) y ANAV (Associació Nuclear Ascó-Vandellós III).</p>

Auditor Interno

Nombre	Perfil
<p>D. Enrique Durand Baquerizo Córdoba (España), 1959.</p>	<p>Véase el perfil de los miembros del Comité Ejecutivo de Dirección.</p>

- **Nombres de todas las empresas y asociaciones de las que esa persona haya sido, en cualquier momento de los cinco años anteriores, miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión, o socio, indicando si esa persona sigue siendo miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión, o si es socio. No es necesario enumerar todas las filiales de un emisor del cual la persona sea también miembro del órgano de administración, de gestión o de supervisión**

Se detalla a continuación el nombre de las empresas y asociaciones en las que los consejeros o altos directivos son actualmente miembros de sus órganos administrativos, de gestión o supervisión, o socios:

Nombre del consejero	Razón Social objeto	Cargos
D. Borja Prado Eulate	Enel Energy Europe, S.L.U.	Consejero
	Enersis, S.A.	Vicepresidente
	Mediobanca, Sucursal en España	Presidente
	Mediaset España Comunicación, S.A.	Consejero
D. Alberto de Paoli	Enersis, S.A.	Consejero
D. Francesco Starace	Enel, S.p.A.	Consejero Delegado y Director General
	Enel Energy Europe, S.L.U.	Presidente
D. Miquel Roca Junyent	Despacho Roca Junyent	Socio-Presidente
	ACS	Consejero
D. Alejandro Echevarría Busquet	Mediaset España Comunicación, S.A.	Presidente
	Consulnor	Consejero
	CVNE	Consejero
	Sociedad Vascongada de Publicaciones	Consejero
	Editorial Cantabria, S.A.	Consejero
	Diario El Correo	Consejero
D. José Damián Bogas Galvez	Willis Iberia	Consejero
	Elcogas, S.A.	Presidente
	Compañía Operadora del Mercado Español de la Electricidad	Consejero
	Endesa Generación Portugal, S.A.	Consejero
	Endesa Generación II	Consejero
D. Paolo Bondi	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	Administrador mancomunado
	Enel Green Power España	Consejero
	Endesa Latinoamérica, S.A. U.	Consejero
	Endesa Financiación Filiales	Administrador mancomunado
D. Enrico Viale	Enel Produzione (Italy)	Presidente
	Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta (CESI)	Consejero
	RES Holdings	Consejero
	Enel Russia	Director General
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	Prosegur Compañía de Seguridad, S.A.	Presidenta
	Banco Popular Español, S.A.	Consejera
	Euroforum	Presidenta
	Fundación Prosegur	Presidenta
	Mediaset España Comunicación, S.A.	Consejera
	Romercapital SICAV, S.A.	Consejera
	Proactinmo, S.L.	Consejera
	Gubel, S.L.	Consejera
Prorevosa, S.L.	Consejera	
Hispaninver, S.L.	Consejera	

Nombre del consejero	Razón Social objeto	Cargos
	Agrocinegética san Huberto, S.L.	Consejera
	Euroforum Escorial, S.A.	Consejera
	Fundación Príncipe de Asturias	Miembro Patronato
	Escuela Superior de Música Reina Sofía	Miembro Patronato
D. Ricardo Pérez Blanco	Elcogas, S.A.	Consejero
	Endesa Generación Nuclear	Consejero
D. Javier Uriarte Monereo	Endesa Energía	Consejero
	Endesa Generación Portugal, S.A.	Consejero
	ENEL France	Consejero
D. Manuel Morán Casero	Endesa Generación, S.A.U.	Presidente
	Énergie Électrique De Tahaddart	Presidente
	GESA - Gas y Electricidad Generación, S.A.	Consejero
	UNELCO - Unión Eléctrica de Canarias Generación S.A.	Consejero
	Endesa Generación Portugal, S.A.	Consejero
	Gascan (Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.)	Consejero
	Saltos del Navia, C.B. (Empresa conjunta con EdP)	Presidente
D. José María Gárvalos Lasuen	Tecnatom	Consejero
	Nuclenor	Consejero
	CNAT (Centrales Nucleares Almaraz-Trillo)	Consejero
	NEIL (Nuclear Electric Insurance Limited)	Consejero
	ANAV (Associació Nuclear Ascó-Vandellós III)	Consejero

Asimismo, se detalla a continuación el nombre de las empresas u otras entidades o asociaciones de las que los consejeros o altos directivos hayan sido miembros de sus órganos administrativos de gestión o supervisión, en los últimos cinco años, y ya no tengan dicha condición.

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargos
D. Borja Prado Eulate	Willis Iberia Correduría de Seguros y Reaseguros, S.A.	Consejero
	Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (Endesa Chile)	Consejero
D. Francesco Starace	Enel Green Power	Consejero Delegado
D. Alberto de Paoli	Enel Green Power Partecipazioni Speciali	Consejero
	Enel.Si, S.r.l.	Consejero
	Enel Green Power España, S.L.	Consejero
	Enel Unión Fenosa Renovables, S.A.	Consejero
	Enel Green Power Romania, S.R.L.	Consejero
	Enel Green Power Hellas, S.A.	Consejero
	Enel Green Power, Sas	Consejero
	Enel Green Power North America, Inc.	Consejero
	Enel Green Power International, B.V.	Consejero
	Enel Latin Amercia, B.V.	Consejero

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargos
D. Alejandro Echevarría Busquet	Acciona, S.A.	Consejero
	Tubacex, S.A.	Consejero
D. Enrique Durand Baquerizo	Comisión de Principios Contables de AECA	Miembro
	Comité Directivo del Instituto de Auditores Internos	Vicepresidente
D. Paolo Bondi	Enel Latam America, Enel North América, Enel	Consejero
	Romania, Enel	Consejero
	Banat, Enel Debrogea	Consejero
	Maritza	Consejero
	Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (Endesa Chile)	Vicepresidente
	Erelis	Consejero
D. Enrico Viale	Artic Russia (Netherlands)	Consejero
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	Instituto de la Empresa Familiar	Miembro Junta Directiva
D. Manuel Morán Casero	Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (Endesa Chile)	Consejero

- **Cualquier condena en relación con delitos de fraude por lo menos en los cinco años anteriores**

Se hace constar que ninguno de los miembros del Consejo de Administración ni de la alta dirección de la Sociedad ha sido condenado por delitos de fraude en los cinco años anteriores a la fecha de registro del presente Folleto.

- **Datos de cualquier quiebra, suspensión de pagos o liquidación con las que una persona descrita en a) y d) del primer párrafo, que actuara ejerciendo uno de los cargos contemplados en a) y d) estuviera relacionada por lo menos durante los cinco años anteriores**

Se hace constar que ninguno de los miembros del Consejo de Administración ni de la alta dirección de la Sociedad está relacionado, en su calidad de miembro del Consejo de Administración o de la alta dirección de la Sociedad, con quiebra, suspensión de pagos, concurso de acreedores o liquidación alguna de una sociedad mercantil en los cinco años anteriores a la fecha de registro del presente Folleto.

- **Detalles de cualquier incriminación pública oficial y/o sanciones de esa persona por autoridades estatutarias o reguladoras (incluidos los organismos profesionales designados) y si esa persona ha sido descalificada alguna vez por un tribunal por su actuación como miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión de un emisor o por su actuación en la gestión de los asuntos de un emisor durante por lo menos los cinco años anteriores**

Se hace constar que ninguno de los miembros del Consejo de Administración ni de la alta dirección de la Sociedad ha sido penalmente condenado ni administrativamente sancionado por las autoridades estatutarias o reguladoras o descalificado por tribunal alguno por su actuación como miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión de un

emisor o por su actuación en la gestión de los asuntos de un emisor durante los cinco años anteriores a la fecha de registro del presente Folleto.

14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos

14.2.1 Posibles conflictos de intereses entre los deberes de las personas mencionadas en el apartado 14.1 con el Emisor y sus intereses privados y/u otros deberes

En relación con lo dispuesto en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, durante el ejercicio 2013 y hasta la fecha de registro del presente Folleto, se han producido en los Administradores diversas situaciones de conflicto de interés. Los consejeros afectados por esta situación de conflicto se han ausentado de las correspondientes sesiones, garantizando que éstos no votan movidos por intereses contrarios al interés social de ENDESA.

Conflictos surgidos durante el ejercicio 2013 y los primeros nueve meses de 2014

- En sesión de 25 de febrero de 2013, el Consejo de Administración, sin la intervención de D. Miguel Roca Junyent, aprobó el contrato entre Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y el Despacho de Abogados Roca Junyent, para el asesoramiento jurídico de un asunto en particular.

El Consejo de Administración de ENDESA entendió que D. Miquel Roca Junyent, desempeñó sus funciones en calidad de consejero independiente de ENDESA sin perjuicio de la relación contractual entre Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y el Despacho Roca Junyent, al que se le encargó el asesoramiento jurídico de un asunto, atendiendo a lo siguiente:
 - la contratación se aprobó con la intervención del Comité de Auditoría y Cumplimiento y del Consejo de Administración;
 - la falta de relevancia de los honorarios;
 - la prestación del servicio se produce en condiciones de mercado y después de un proceso de contratación en el que se solicitó oferta a diferentes despachos;
 - la contratación afectó al Despacho Roca Junyent y no individualmente al consejero; y
 - D. Miguel Roca Junyent no participó en la toma de decisión y negociación de este contrato, ni por parte del Despacho Roca Junyent, ni por parte de ENDESA.
- En sesión de 27 de mayo de 2013, el Consejo de Administración, con la única participación en la votación de los consejeros independientes, adoptó el acuerdo consistente en autorizar a Endesa Financiación Filiales, S.A.U. (“EFIFI”) la renovación, por un año adicional y en condiciones de mercado, del contrato de colocación de excedentes de tesorería en EEE.
- En sesión del Consejo de Administración de 24 de febrero de 2014, sin la intervención de los consejeros ejecutivos ni de los consejeros dominicales de ENEL, se acordó la adjudicación del contrato EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), para la adecuación de la Central Térmica de Litoral, a Enel Ingegneria e Ricerca S.p.A. (“Enel Ingegneria”).

- En sesión del Consejo de Administración de 28 de abril de 2014, sin la intervención de los consejeros ejecutivos ni de los consejeros dominicales de ENEL, se acordó la autorización de la cesión del volumen contratado de GNL por ENDESA con Corpus Christi Liquefaction LLC (1 bcm al año) a Enel Trade, S.p.A.
- En sesión del Consejo de Administración de 28 de abril de 2014, sin la intervención de los consejeros ejecutivos ni de los consejeros dominicales de ENEL, se acordó la aprobación de la firma de un “*Mandate of Insurance Broker Engagement and of Insurance and Risk Coverage and related consultancy services*” entre ENEL y ENDESA.
- En sesión del Consejo de Administración de 28 de abril de 2014, sin la intervención de los consejeros ejecutivos ni de los consejeros dominicales de ENEL, se acordó la aprobación del plan de telemando en Latinoamérica para el periodo 2014-2018, adjudicando una parte del proyecto a una sociedad del Grupo ENEL.
- En sesión del Consejo de Administración de 28 de julio de 2014, sin la intervención de los consejeros ejecutivos ni de los consejeros dominicales de ENEL, se autorizó la renovación por un año adicional y en condiciones de mercado del contrato de colocación de excedentes entre EFIFI y EEE.
- En relación con la Desinversión en Latinoamérica y el reparto del dividendo extraordinario en efectivo por importe equivalente a la contraprestación recibida por ENDESA, dado el volumen y la relevancia de la operación para la Compañía, que ha supuesto un hito importante, se adoptaron las siguientes medidas con el fin de garantizar la transparencia y publicidad del procedimiento:
 - Se constituyó en el seno del Consejo de Administración, una comisión *ad hoc* integrada exclusivamente por consejeros independientes de ENDESA a la que se encomendó el análisis y la gestión de la operación, de acuerdo con protocolos generalizados en materia de gobierno corporativo.
 - Se designó y contrató, a propuesta de la referida Comisión de Independientes, a expertos cualificados e independientes para asesorar a la Sociedad desde el punto de vista financiero, estratégico y jurídico en la referida Operación.
 - Con el fin de evitar cualquier potencial conflicto de interés, el Consejo de Administración delegó en la Comisión de Independientes la adopción de las decisiones en relación con el análisis de la Operación, adoptando cuantos acuerdos o decisiones han sido necesarios o convenientes para llevar a cabo las decisiones de la citada Comisión. En este sentido, el Consejo de Administración de ENDESA no deliberó sobre la propuesta de oferta recibida sino que asumió como propias las decisiones adoptadas por la Comisión *ad hoc* de Independientes constituida a tal efecto.
 - Se sometió la aprobación de la operación, y en particular la Desinversión en Latinoamérica, al refrendo de la Junta General de Accionistas de ENDESA, a pesar de que el Reglamento interno del Consejo de Administración de ENDESA vigente, en su art. 6.3.D), atribuye al Consejo de Administración “la

competencia para aprobar las enajenaciones de activos sustanciales y participaciones en el capital de sociedades”.

- Se puso a disposición de los accionistas, con la convocatoria de la Junta General de Accionistas a la que se sometió la operación, los informes de opinión o *fairness opinions* en relación con la contraprestación recibida por la Desinversión en Latinoamérica, desde un punto de vista financiero, emitidos por los asesores financieros que fueron requeridos por la Comisión de Independientes a los efectos de proceder al análisis y valoración de la Operación.

En el apartado 19 (*Operaciones de partes vinculadas*) del presente Documento de Registro se describen las operaciones más relevantes con partes vinculadas realizadas por la Sociedad. Tal y como se indica en dicho apartado, de conformidad con lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración (artículo 14) y en el Reglamento de Operaciones Vinculadas con Consejeros y Accionistas Significativos (ambos disponibles en la página web de la Sociedad – www.endesa.com- y el Reglamento del Consejo de Administración también disponible en la página web de la CNMV –www.cnmv.es-) el Comité de Auditoría y cumplimiento informará al Consejo de Administración, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los asuntos relacionados con operaciones vinculadas, en los términos fijados en el Reglamento de Operaciones Vinculadas con Consejeros y Accionistas Significativos.

14.2.2 Acuerdos o entendimientos con accionistas importantes, clientes, proveedores u otros, en virtud de los cuales cualquier persona mencionada en el Capítulo 14.1 hubiera sido designada miembro del órgano de administración o alto directivo

ENDESA no tiene constancia de ningún tipo de acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores u otros en virtud de los cuales cualquier persona mencionada en el apartado 14.1 anterior hubiera sido designada miembro del Consejo de Administración o alto directivo, todo ello sin perjuicio de la relación con accionistas significativos existente en el caso de los consejeros dominicales y el consejero ejecutivo que se indican el apartado 14.1 anterior.

14.2.3 Datos de toda restricción acordada por las personas mencionadas en el Capítulo 14.1 sobre la disposición en determinado periodo de tiempo de su participación en los valores del emisor

De conformidad con el acuerdo del Consejo de Administración de ENEL adoptado el 22 de marzo de 2006, durante un periodo de un mes anterior a la formulación por el Consejo de Administración de ENEL de las cuentas anuales y de los estados financieros intermedios de ENEL, los consejeros y altos directivos de ENDESA que sean a su vez altos directivos de ENEL no pueden realizar operaciones de compra o venta de acciones u operaciones con instrumentos financieros de ENDESA.

15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS

Todos los datos incluidos en este apartado están referidos al ejercicio 2013.

15.1 Importe de la remuneración pagada (incluidos los honorarios contingentes o atrasados) y prestaciones en especie concedidas a esas personas por el emisor y

sus filiales por servicios de todo tipo prestados por cualquier persona al emisor y sus filiales

15.1.1 Retribución del Consejo de Administración

El artículo 41º de los Estatutos Sociales establece que *“la remuneración de los administradores se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual y participación en beneficios. La remuneración, global y anual, para todo el Consejo y por los conceptos anteriores, será el uno por mil de los beneficios del Grupo consolidado, aprobados por la Junta General, si bien el Consejo de Administración podrá reducir este porcentaje en los ejercicios en que lo estime conveniente. Todo ello sin perjuicio de lo establecido en el párrafo tercero de este artículo con relación a las dietas.*

Corresponderá al propio Consejo la distribución del importe citado entre los conceptos anteriores y entre los administradores en la forma, momento y proporción que libremente determine.

Los miembros del Consejo de Administración percibirán también dietas por asistencia a cada sesión de los órganos de administración de la Sociedad y sus comités. La cuantía de dicha dieta 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 los apartados precedentes, derivadas de la pertenencia al Consejo de Administración, serán compatibles con las demás percepciones 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.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 218 de la Ley de Sociedades de Capital, la remuneración por el concepto participación en beneficios, solo podrán percibirla los administradores después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y de la estatutaria y de haberse reconocido a los accionistas un dividendo mínimo del 4%.”

El límite al importe de la remuneración, global y anual, para el Consejo (esto es, uno por mil de los beneficios del grupo) que establece el artículo 41º de los Estatutos Sociales hace referencia a los conceptos retributivos recibidos por los miembros del consejo en su condición de administradores de la Sociedad, y no como altos directivos, y el mismo no ha sido superado en el ejercicio 2013.

Los miembros del Consejo de Administración de ENDESA han percibido retribuciones en su condición de consejeros de la Sociedad, y por su pertenencia, en algunos casos, a Consejos de Administración de sociedades filiales, y los miembros del Consejo de Administración que ejercen además funciones ejecutivas han percibido sus retribuciones por este concepto.

Durante el ejercicio 2013, la asignación fija mensual para cada consejero ha sido de 20.856,75 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 2.003,37 euros brutos en cada caso.

Los miembros del Consejo de Administración, que tienen la calificación de 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:

- (a) Retribución Fija Anual (o sueldo): compensación en metálico de carácter mensual ligada a la complejidad y responsabilidad de las funciones encomendadas.
- (b) 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 Compañía.

ENDESA tiene establecida una herramienta a nivel global basada en el reconocimiento de la contribución de cada persona a los resultados de la Compañía, en función de la asignación de objetivos y de la consiguiente medición de los resultados obtenidos según las directrices del Grupo y en alineación con los comportamientos definidos en el modelo de liderazgo. Dicha herramienta consigue garantizar la gestión diferenciada de las personas en función de los méritos y el liderazgo, tener puntos de referencia y procesos de toma de decisiones homogéneos y transparentes en relación con las personas y, por último, identificar a aquellas que contribuyen de forma decisiva al crecimiento del Grupo con el fin de promover su desarrollo, formación, compromiso y satisfacción. Los objetivos citados se vinculan a resultados recurrentes de Grupo y a la evolución del negocio en cada ámbito geográfico a medio y largo plazo. Las principales magnitudes que se utilizan son: (i) magnitudes económico-financieras, tales como EBITDA, OPEX, deuda neta, déficit de tarifa y CAPEX neto, estableciendo, como nivel de entrada a cada objetivo, alcanzar un valor igual al presupuestado; y (ii) magnitudes industriales, como la seguridad, la implantación de proyecto global de seguridad y la reducción de los índices de accidentalidad.

- (c) Retribución Variable a Largo Plazo: retribución en efectivo no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos plurianuales.

La retribución variable a medio-largo plazo en 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, a partir del 1 de enero de 2010. A la fecha de registro de este Folleto, se encuentran en funcionamiento los programas correspondientes al periodo 2011-2013, 2012-2014 y 2013-2015. El 31 de diciembre de 2013, finalizó el devengo del programa 2011-2013, cuya liquidación definitiva tuvo lugar durante el primer semestre de 2014. Los programas consisten en el derecho a la percepción de un incentivo a largo plazo, en función del grado de cumplimiento de objetivos de carácter económico, de entre los que destacan los siguientes:

- EBITDA: se establece como objetivo superar el umbral de cumplimiento definido en Presupuesto Anual acumulado durante el periodo del programa, de modo que, si no se alcanza dicho umbral, no se remunera el programa. Se trata, así, de una condición ON/OFF.

- Beneficio neto acumulado y ROACE (*Return on Average Capital Employed* o Retorno del Capital Medio Empleado) acumulado: se fija la consecución de hasta un 120% del objetivo, de modo que umbrales de cumplimiento por debajo de los objetivos supone la no consecución de los mismos.
- EBITDA y Beneficio Neto de ENDESA y ENEL.

En el programa correspondiente al periodo 2013-2015, la Compañía ha incorporado a los contratos de adhesión al plan una cláusula *claw-back*, que obliga al directivo a la restitución de la retribución variable percibida en caso de que los datos que sirvieron de base para su abono, se demostraran con posterioridad a la liquidación del incentivo manifiestamente erróneos.

- 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.



ENDESA declara que todas las retribuciones percibidas por los miembros del Consejo de Administración referidas en este apartado han sido aprobadas por el Comité de Nombramientos y Retribuciones. La política de remuneraciones de los consejeros se recoge en el Informe de Remuneraciones de los Consejeros, que se encuentra disponible en la página *web* de la CNMV (www.cnmv.es).

El detalle de las retribuciones de los miembros del Consejo de Administración en el ejercicio 2013 es el siguiente:

	Euros							
Nombre	Sueldo ⁽¹⁾	Remuneración Fija ⁽²⁾⁽³⁾	Dietas	Retribución variable a corto plazo	Retribución variable a largo plazo	Otros conceptos ⁽⁴⁾	Retribución devengada en otras sociedades	Total ejercicio 2013
D. Borja Prado Eulate	812.000	250.281	44.074	495.872	649.600	37.894	79.835	2.369.556
D. Andrea Brentan	710.500	-	-	236.838	568.400	194.615	-	1.710.353
D. Fulvio Conti	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Luigi Ferraris	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Massimo Cioffi	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Gianluca Comin	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Alejandro Echevarría Busquet	-	250.281	62.104	-	-	-	-	312.385
D. Miguel Roca Junyent	-	250.281	62.104	-	-	-	-	312.385
D. Salvador Montejo Velilla	557.836	-	-	290.074	334.701	32.798	-	1.215.409
TOTAL	2.080.336	750.843	168.282	1.022.784	1.552.701	265.307	79.835	5.920.088

⁽¹⁾ Sueldo: retribución fija percibida en condición de directivo.

⁽²⁾ Remuneración fija: retribución fija percibida en condición de consejero.

⁽³⁾ Solo perciben remuneración por su pertenencia al Consejo (asignación fija y dietas) el Presidente y los dos consejeros independientes. El resto de consejeros ha renunciado a cualquier percepción en concepto de retribución como miembros del Consejo.

⁽⁴⁾ Incluye conceptos, tales como cuota de póliza salud, *renting* de vehículos y fluido eléctrico, ayuda de estudios.

Anticipos y préstamos
Euros

	2012	2013
D. Salvador Montejo Velilla	168.283	168.283
Total	168.283	168.283

⁽¹⁾ Forma parte del Consejo de Administración desde el 26 de junio de 2012.

Fondos y planes de pensiones: aportaciones
Euros

	2012	2013
D. Borja Prado Eulate	212.218	208.434
D. Andrea Brentan	193.978	190.437
D. Salvador Montejo Velilla ⁽¹⁾	116.015	195.412
Total	522.211	594.283

⁽¹⁾ Forma parte del Consejo de Administración desde el 26 de junio de 2012. Las cantidades del ejercicio 2012 detalladas se corresponden con la parte proporcional de la aportación realizada al tiempo que D. Salvador Montejo Velilla ha sido Consejero.

Primas de seguros de vida
Euros

	2012	2013
D. Borja Prado Eulate	112.513	102.761
D. Andrea Brentan	109.386	111.844
D. Salvador Montejo Velilla ⁽¹⁾	18.087	50.461
Total	239.986	265.066

⁽¹⁾ Forma parte del Consejo de Administración desde el 26 de junio de 2012. Las cantidades del ejercicio 2012 detalladas se corresponden con la parte proporcional de la aportación realizada al tiempo que D. Salvador Montejo Velilla ha sido Consejero.

15.1.2 Remuneraciones pagadas a los altos directivos

Miembros de la alta dirección ⁽¹⁾ 2013	
Nombre	Cargo
D. Francisco Borja Acha Besga	Director General Asesoría Jurídica y Secretaría General
D. José Damián Bogas Gálvez	Director General España y Portugal
D. Paolo Bondi	Director General Económico-Financiero
D. Francesco Buresti	Director General Compras
D. Enrique Durand Baquerizo	Director General de Auditoría
D. Rafael López Rueda	Director General de Sistemas y Telecomunicaciones
D. Alfonso López Sánchez ⁽²⁾	Director General de Comunicación
D. Héctor López Vilaseco	Director General de Estrategia y Desarrollo
D. José Luis Puche Castillejo	Director General de Recursos Humanos y Organización
D. Alberto Fernández Torres ⁽³⁾	Director General de Comunicación
D. Federico Fea ⁽³⁾	Director General de Innovación
D. Ignacio Antoñanzas Alvear	Director General de Latinoamérica

⁽¹⁾ El listado de personas incluidas en este cuadro atiende a la definición de alta dirección establecida en la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

⁽²⁾ Causó baja en el ejercicio 2013.

⁽³⁾ Causó alta en el ejercicio 2013.

A continuación se detalla la retribución correspondiente a los miembros de la alta dirección:

Euros

Remuneración de la alta dirección 2013		
	En la Sociedad	Por pertenencia a Consejos de Administración de sociedades del Grupo ENDESA
Retribución fija	5.023.099	-
Retribución variable	4.343.803	-
Dietas	0	-
Atenciones estatutarias	0	-
Opciones sobre acciones y otros instrumentos financieros	0	-
Otros ⁽¹⁾	1.477.706	-
TOTAL	10.844.608	-

⁽¹⁾ Incluye conceptos, tales como cuota de póliza salud, *renting* de vehículos y fluido eléctrico, ayuda de estudios, indemnizaciones, complementos expatriación.

Se hace constar que los miembros de la alta dirección de ENDESA no percibieron retribución alguna por su pertenencia, en su caso, a Consejos de Administración de sociedades del Grupo ENDESA.

15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares

Los consejeros ejecutivos (Presidente y Consejero Delegado) y los altos directivos son beneficiarios de un sistema de Previsión Social Complementario para cubrir las contingencias de jubilación, incapacidad y fallecimiento. Dicho sistema se instrumenta mediante: (i)

aportaciones al “Plan de Pensiones de los empleados del Grupo ENDESA” del que es partícipe el directivo, en función de fecha de su incorporación y de la empresa, cuyo importe total en el ejercicio 2013 ascendió a 23.751,48 euros; y (ii) aportaciones complementarias realizadas a una póliza de seguro o instrumento similar destinado al efecto, cuyo importe total en el ejercicio 2013 ascendió a 570.532,11 euros. Asimismo, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los altos directivos que tienen derecho a ello por importe de 7.159.131 euros en 2013 para atender los devengos futuros, en materia retributiva, al igual que para el resto del personal en el mismo supuesto de edad y antigüedad, es decir, derecho a la prejubilación.

A 31 de diciembre de 2013, el importe de los fondos acumulados para prestaciones de pensión, jubilación o similares de los consejeros ascendía a 4.414.440 euros y en el caso de la alta dirección ascendía a 16.840.623 euros.

Se hace constar que los miembros de la alta dirección de ENDESA no disponen de importes acumulados para prestaciones de pensión, jubilación o similares por su pertenencia, en su caso, a Consejos de Administración de sociedades del Grupo ENDESA.

16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN

16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y periodo durante el cual la persona ha desempeñado servicios en ese cargo

Los consejeros de la Sociedad desempeñan sus cargos por el periodo que se detalla a continuación:

Consejero	Fecha de nombramiento inicial	Fecha de finalización de su mandato
D. Borja Prado Eulate	20/06/2007	Junta General de Accionistas 2015
D. Francesco Starace	16/06/2014	Junta General de Accionistas 2018
D. José Damián Bogas Gálvez	07/10/2014	Junta General de Accionistas 2018
D. Alberto de Paoli	04/11/2014	Consejo de Administración Noviembre 2014
D. Miquel Roca Junyent	25/06/2009	Junta General de Accionistas 2017
D. Alejandro Echevarría Busquet	25/06/2009	Junta General de Accionistas 2017
D. Livio Gallo	21/10/2014	Junta General de Accionistas 2018
D. Enrico Viale	21/10/2014	Junta General de Accionistas 2018
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	04/11/2014	Consejo de Administración Noviembre 2014

De conformidad con el artículo 39 de los vigentes Estatutos Sociales de ENDESA, aprobados por la Junta General de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 9 de mayo de 2011, los consejeros ejercerán su cargo por el plazo de cuatro años, al término de los cuales podrán ser reelegidos una o más veces por periodos de igual duración.

16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa

(A) Contratos suscritos con los consejeros y miembros de la alta dirección

Los contratos suscritos con los miembros del Consejo de Administración que son consejeros ejecutivos y con ciertos miembros de la alta dirección (ocho personas) incluyen cláusulas de garantía para casos de despido o cambio de control. Este tipo de cláusulas 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. El régimen de estas cláusulas es el siguiente:

(a) Cláusulas de extinción de la relación laboral:

- (i) Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente, según los casos, de una a cuatro veces la retribución anual.
- (ii) 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 un vaciamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1382/1985, en cuyo caso aplicaría la misma indemnización que en el apartado (i) anterior.
- (iii) Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero.
- (iv) Por despido procedente: indemnización igual a la del apartado (i) anterior con una reducción del 30%, salvo en el caso previsto en el punto siguiente.
- (v) 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, únicamente en el caso en que el despido sea declarado procedente.

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.

(b) Cláusulas de no competencia postcontractual

En el caso de consejeros y miembros de la alta dirección, en la gran mayoría de los contratos, se exige al consejero o alto directivo cesante que no ejerza una actividad en competencia con ENDESA, durante un periodo de dos años, en contraprestación, el consejero o directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad máxima equivalente a 1,25 veces su retribución anual.

(B) Contratos suscritos con el personal directivo

Si bien los contratos del personal directivo no suelen incluir cláusulas de extinción, en los casos en los que las hay (32 contratos), estas se agrupan de acuerdo con los siguientes modelos:

- (i) Régimen similar al descrito para los consejeros ejecutivos y alta dirección, con excepción en algunos supuestos específicos de indemnización de los altos directivos.

- (ii) Cláusulas que establecen el derecho de cobro de hasta una anualidad de retribución total en caso de baja en la empresa por causa no imputable al directivo.
- (iii) Cláusulas que establecen el derecho de cobro de una mensualidad y media de retribución por año de servicio, para determinados supuestos de desvinculación de la empresa.

16.3 Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento interno

Los Estatutos Sociales prevén que el Consejo de Administración constituirá en su seno un Comité de Auditoría y Cumplimiento y un Comité de Nombramientos y Retribuciones, estableciendo su régimen básico. A su vez, el Reglamento del Consejo de Administración completa y desarrolla la regulación estatutaria de estos comités.

A continuación, se incluye una descripción de la estructura y de las funciones asignadas a cada uno de los citados comités, de acuerdo con lo dispuesto en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración.

16.3.1 Comité de Auditoría y Cumplimiento

Las reglas de organización y funcionamiento del Comité de Auditoría y Cumplimiento, que se describen a continuación, están recogidas en el artículo 52 de los Estatutos Sociales de ENDESA y en el artículo 14 del Reglamento del Consejo de Administración.

(A) Organización

El Comité de Auditoría y Cumplimiento estará integrado por un mínimo de cuatro miembros y un máximo de seis miembros, designados con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. En su composición deberán ser mayoría los consejeros no ejecutivos.

El Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento será designado por el Consejo de Administración, de entre los consejeros no ejecutivos, con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. El Presidente deberá ser sustituido cada cuatro años, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido un plazo de un año desde su cese.

El Secretario del Comité de Auditoría y Cumplimiento será el del Consejo de Administración y levantará actas de los acuerdos adoptados, de los que se dará cuenta al Consejo de Administración.

A la fecha de registro de este Folleto, la composición del Comité de Auditoría y Cumplimiento es la siguiente:

Comité de Auditoría y Cumplimiento		
Nombre	Cargo	Naturaleza
D. Miquel Roca Junyent	Presidente	Independiente
D. Alejandro Echevarría Busquet	Vocal	Independiente
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	Vocal	Independiente
D. Alberto de Paoli	Vocal	Dominical
D. Borja Prado Eulate	Vocal	Ejecutivo

D. Salvador Montejo Velilla es asimismo secretario no miembro del Comité de Auditoría y Cumplimiento.

(B) Funcionamiento

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 52 de los Estatutos Sociales de ENDESA y 14 del Reglamento del Consejo de Administración, las reglas de funcionamiento del Comité de Auditoría y Cumplimiento pueden resumirse de la siguiente forma:

- (a) El Comité de Auditoría y Cumplimiento se reunirá cuantas veces lo convoque su Presidente, cuando así lo decidan la mayoría de sus miembros o a solicitud del Consejo de Administración. Las sesiones del Comité de Auditoría y Cumplimiento tendrán lugar en el domicilio social o en cualquier otro que determine el Presidente y que se señale en la convocatoria.
- (b) El Comité de Auditoría y Cumplimiento quedará válidamente constituido cuando concurren la mayoría de sus miembros.
- (c) El Secretario del Comité de Auditoría y Cumplimiento levantará acta de los acuerdos adoptados, de los que se dará cuenta al Consejo de Administración.

(C) Funciones

La función principal de este Comité será velar por el buen gobierno corporativo y la transparencia en todas las actuaciones de la Sociedad en los ámbitos económico-financiero y de auditoría externa y cumplimiento y auditoría interna, y en todo caso, tendrá encomendadas las siguientes funciones:

- (a) Informar en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.
- (b) Proponer al Consejo de Administración para su sometimiento a la Junta General de Accionistas el nombramiento de los auditores de cuentas externos, de conformidad con el artículo 58 de los Estatutos Sociales.
- (c) Supervisar la eficacia del Sistema de Control Interno de la Sociedad, los servicios de auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, así como discutir con los auditores de cuentas o sociedades de auditoría las debilidades significativas del sistema de control interno detectadas en el desarrollo de la auditoría.
- (d) Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada.
- (e) Relacionarse con los auditores de cuentas o sociedades de auditoría para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de estos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas técnicas de auditoría. En todo caso, el Comité de Auditoría y Cumplimiento deberá recibir anualmente de los auditores de cuentas o sociedades de auditoría la confirmación escrita de su independencia frente a la Sociedad y/o entidades vinculadas a esta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados.

- (f) Emitir anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia de los auditores de cuentas o sociedades de auditoría. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales a que se hace referencia en el apartado anterior.
- (g) Examinar las operaciones vinculadas, resolviendo con carácter vinculante respecto a aquellas operaciones vinculadas de cuantía inferior a 25 millones de euros y emitiendo un informe para el Consejo de Administración en relación con las que superen dicho importe.

Estas funciones se entenderán con carácter enunciativo y sin perjuicio de aquellas otras que el Consejo de Administración pudiera encomendarle.

16.3.2 Comité de Nombramientos y Retribuciones

Las reglas de organización y funcionamiento del Comité de Nombramientos y Retribuciones, que se describen a continuación, están recogidas en el artículo 53 de los Estatutos Sociales de ENDESA y en el artículo 15 del Reglamento del Consejo de Administración.

(A) Organización

El Comité de Nombramientos y Retribuciones estará integrado por un mínimo de cuatro y un máximo de seis miembros del Consejo de Administración, designados con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo de Administración. En su composición deberán ser mayoría los consejeros no ejecutivos.

El Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones será designado por el Consejo de Administración, de entre los consejeros no ejecutivos, con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo de Administración. El Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones deberá ser sustituido cada cuatro años, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido un plazo de un año desde su cese.

El Secretario del Comité de Nombramientos y Retribuciones será el del Consejo de Administración y levantará actas de los acuerdos adoptados, de los que se dará cuenta al Consejo de Administración.

A la fecha de este Folleto, la composición del Comité de Nombramientos y Retribuciones es la siguiente:

Comité de Nombramientos y Retribuciones		
Nombre	Cargo	Naturaleza
D. Alejandro Echevarría Busquet	Presidente	Independiente
D. Alberto de Paoli	Vocal	Dominical
D. Miquel Roca Junyent	Vocal	Independiente
D ^a . Helena Revoredo Delveccio	Vocal	Independiente

D. Salvador Montejo Velilla es asimismo secretario no miembro del Comité de Nombramientos y Retribuciones.

(B) Funcionamiento

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 53 de los Estatutos Sociales y 15 del Reglamento

del Consejo de Administración, las reglas de funcionamiento del Comité de Nombramientos y Retribuciones pueden resumirse de la siguiente forma:

- (a) El Comité de Nombramientos y Retribuciones se reunirá cuantas veces lo convoque su Presidente, cuando así lo decidan la mayoría de sus miembros o a solicitud del Consejo de Administración. Las sesiones del Comité de Nombramientos y Retribuciones tendrán lugar en el domicilio social o en cualquier otro que determine el Presidente y que se señale en la convocatoria.
- (b) El Comité de Nombramientos y Retribuciones quedará válidamente constituido cuando concurren la mayoría de sus miembros.
- (c) El Secretario del Comité de Nombramientos y Retribuciones levantará acta de los acuerdos adoptados, de los que se dará cuenta al Consejo de Administración.

(C) Funciones

El Comité de Nombramientos y Retribuciones tendrá encomendadas, entre otras, las funciones de informar y proponer el nombramiento de los miembros del Consejo de Administración, ya sea por el método de cooptación como para su propuesta a la Junta General, garantizando que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeros. Asimismo, informará acerca de sus retribuciones.

Además, el Comité de Nombramientos y Retribuciones tendrá encomendadas las siguientes funciones:

- (a) Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.
- (b) Proponer al Consejo de Administración los miembros que deban formar la Comisión Ejecutiva y cada uno de los Comités.
- (c) Informar al Consejo de Administración sobre los nombramientos y ceses relativos a la alta dirección de ENDESA.
- (d) Aprobar las retribuciones de los miembros de la alta dirección en los términos definidos en el apartado anterior.
- (e) Decidir la adopción de esquemas de retribución para la alta dirección que tengan en cuenta los resultados de las empresas. Igualmente, deberá conocer y valorar la política de directivos de la empresa, en especial las áreas de formación, promoción y selección.
- (f) Determinar los regímenes particulares de vinculación del Presidente y del Consejero Delegado con la Sociedad.
- (g) Elaborar, modificar y aprobar el Estatuto de la alta dirección.
- (h) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la Sociedad.

Estas funciones se entenderán con carácter enunciativo y sin perjuicio de aquéllas otras que el Consejo de Administración pudiera encomendarle.

16.4 Declaración de si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución. En caso de que el emisor no cumpla ese régimen, debe incluirse una declaración a ese efecto, así como una explicación del motivo por el cual el emisor no cumple ese régimen

(A) Principios que rigen el buen gobierno de la Sociedad

Los principios que rigen el gobierno de la Sociedad se establecen, además de en el Código Unificado de Buen Gobierno (“CUBG”), en los siguientes documentos:

- (a) Los Estatutos Sociales, cuya última modificación fue aprobada por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 9 de mayo de 2011.
- (b) El Reglamento de la Junta General de Accionistas, cuya última modificación fue aprobada en la Junta General Ordinaria de Accionistas de 9 de mayo de 2011.
- (c) El Reglamento del Consejo de Administración, cuya última modificación fue aprobada por el Consejo de Administración de fecha 19 de diciembre de 2011.
- (d) El Reglamento Interno de Conducta en los Mercados de Valores, cuya última modificación fue aprobada por el Consejo de Administración de fecha 19 de diciembre de 2011.

Los Estatutos Sociales de la Compañía contienen en sus preceptos, junto a disposiciones legales de obligado cumplimiento, los principios que rigen el gobierno de la Sociedad y los órganos que conforman el mismo: Junta General de Accionistas, Consejo de Administración y Comisión Ejecutiva.

Entre los principios, cabe destacar el de transparencia, el respeto a los derechos del accionista, el deber de diligencia y lealtad de los consejeros y el establecimiento de un régimen de funcionamiento de los órganos sociales que, con respeto a la legalidad, promueva la participación de los accionistas en la toma de decisiones.

El Reglamento de la Junta General tiene como objetivo potenciar la participación de los accionistas en la Junta General, mediante la adecuada ordenación de los mecanismos que faciliten su información y estimulen su contribución a la formación de la voluntad social a través del ejercicio de los derechos de intervención en las deliberaciones y de voto.

El Reglamento del Consejo de Administración regula su organización y funcionamiento, de conformidad con el artículo 37 de los Estatutos Sociales. Se ha elaborado teniendo en cuenta las normas relativas al buen gobierno corporativo, todo ello en un contexto de compromiso de la Sociedad con la transparencia en la gestión.

El Reglamento Interno de Conducta en los Mercados de Valores determina los criterios de comportamiento que deben seguir sus destinatarios en las operaciones que en ellos se efectúen, con el fin de contribuir a su transparencia y a la protección de los inversores y se inspira en los principios de imparcialidad, buena fe, anteposición de los intereses generales a los propios y cuidado y diligencia en el uso de la información y en la actuación en los mercados.

Todos estos documentos se encuentran disponibles en la página *web* de la Sociedad (www.endesa.com). Asimismo, dichos documentos, salvo los Estatutos Sociales, se encuentran disponibles en la página *web* de la CNMV (www.cnmv.es).

ENDESA ha elaborado conforme a la Circular de la Comisión Nacional del Mercado de Valores 5/2013, de 12 de junio, su Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio 2013, que ha sido informado por el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad, y aprobado por unanimidad por el Consejo de Administración, en su sesión de 24 de febrero de 2014.

Finalmente, con fecha 26 de febrero de 2014, ENDESA remitió dicho Informe como hecho relevante a la CNMV, habiendo sido incorporado a la página *web* de la Compañía (www.endesa.com) y a la página *web* de la CNMV (www.cnmv.es).

(B) Recomendaciones del Código Unificado de Buen Gobierno

ENDESA declara que cumple, en lo sustancial, el régimen de gobierno corporativo, de acuerdo con la normativa aplicable y con el CUBG. En particular, a la fecha de registro del presente Folleto, las únicas salvedades en cuanto al seguimiento de las recomendaciones del CUBG por parte de ENDESA son las siguientes:

- Respecto a la posibilidad de que cada consejero pueda proponer otros puntos del orden día inicialmente no previstos para las reuniones del Consejo de Administración, establece el artículo 47 de los Estatutos Sociales que el Consejo de Administración deliberará sobre el orden del día y también sobre cuestiones que proponga el Presidente o la mayoría de los vocales presentes o representados. El artículo 10 del Reglamento del Consejo de Administración, establece que un tercio de sus miembros podrá pedir, con antelación a la celebración de la reunión, la inclusión de aquellos puntos que, a su juicio, sea conveniente tratar.
- Respecto a la recomendación del CUBG de que se limite el número de consejos de los que los consejeros puedan formar parte, ENDESA no considera necesario establecer formalmente reglas en este sentido, ya que los consejeros de ENDESA conocen y cumplen los deberes de los administradores impuestos por la Ley de Sociedades de Capital y por los propios Estatutos Sociales, deberes de diligencia y lealtad, en referencia a la dedicación y desempeño del cargo, entre otros.
- De acuerdo con las recomendaciones del CUBG, el Consejo tiene siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la Comisión Delegada. Aunque los miembros del Consejo no reciben copia de las actas de las sesiones de la Comisión Delegada, el Presidente de la Comisión informa verbalmente de todos los acuerdos alcanzados en cada una de las sesiones de dicha Comisión.
- Por lo que respecta al Comité de Auditoría y Cumplimiento, hay que señalar que:
 - (i) aunque el código recomienda que todos los miembros sean externos, forma parte del mismo un Consejero Ejecutivo, D. Borja Prado Eulate, puesto que se consideró oportuno que este Consejero Ejecutivo formara parte del Comité por su experiencia y conocimientos en este ámbito; y
 - (ii) en todas las reuniones se levanta acta, pero no se remite copia a todos los miembros del Consejo, tal y como recomienda el CUBG, ya que, por un lado, todos los miembros de los Comités son a su vez miembros del Consejo de Administración y, por otro lado, los Presidentes de ambos Comités informan verbalmente de todos los acuerdos alcanzados en cada una de las sesiones de

dichos Comités a todos los miembros del Consejo de Administración, al inicio de las sesiones de este.

- Por lo que respecta al Comité de Nombramientos y Retribuciones hay que señalar que, en cuanto a sus funciones, aunque la normativa interna prevé un mecanismo de sustitución transitorio para Presidente, Vicepresidente y Consejero Delegado, no existe formalmente un protocolo o procedimiento interno para la sucesión en dichos casos. No obstante, en el caso que nos ocupa es necesario atender a la estructura de capital de ENDESA, ya que en la actualidad ENDESA tiene un accionista controlador, propietario del 92,063% y es por ello que parece razonable que sea este quien tenga una intervención directa en la planificación y organización de la sucesión de dichos cargos.

A fecha de registro de este Folleto, la Sociedad cumple con 42 de de las 53 recomendaciones del CUBG (cumple parcialmente con cuatro, seis de ellas no resultan de aplicación y explica las razones por las que no cumple una de ellas).

(C) Otra normativa

ENDESA ha elaborado un manual para el cumplimiento de la normativa en materia de competencia con el fin de asegurar su cumplimiento. Dicho manual, que forma parte íntegra del Programa de Cumplimiento, recoge las siguientes materias:

- Asesoramiento del riesgo de competencia.
- Presentaciones a los distintos departamentos de la Compañía.
- Análisis de los contratos y de las prácticas comerciales llevadas a cabo por el equipo de competencia y, en su caso, por despachos de abogados externos, cursos internos de formación (también *on line*), seminarios y “días de competencia”.

Asimismo, ENDESA dispone de un canal ético, que es accesible a través de su página *web*, para que todos sus grupos de interés (incluidos los empleados) puedan comunicar, de forma segura y anónima, las conductas irregulares, no éticas o ilegales que, a su juicio, se producen en el desarrollo de las actividades de ENDESA.

17. EMPLEADOS

17.1 Número de empleados al final del periodo o la media para cada ejercicio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica hasta la fecha del documento de registro (y las variaciones de ese número, si son importantes) y, si es posible y reviste importancia, un desglose de las personas empleadas por categoría principal de actividad y situación geográfica. Si el emisor emplea un número significativo de empleados eventuales, incluir datos sobre el número de empleados eventuales por término medio durante el ejercicio más reciente

A continuación se incluye un cuadro comparativo del número final y medio de empleados del Grupo ENDESA correspondiente a los ejercicios 2011, 2012 y 2013, desglosado por áreas geográficas de negocio y categorías profesionales:

	Número de Empleados											
	Plantilla Final											
	31 de Diciembre de 2011			31 de Diciembre de 2012			31 de Diciembre de 2013			30 de Septiembre de 2014		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Negocio en España y Portugal	9.349	2.436	11.785	9.076	2.430	11.506	8.780	2.365	11.145	8.372	2.327	10.699
Negocio en Latinoamérica	8.778	2.314	11.092	8.896	2.405	11.301	9.355	2.495	11.850	9.679	2.524	12.203
TOTAL	18.127	4.750	22.877	17.972	4.835	22.807	18.135	4.860	22.995	18.051	4.851	22.902

	Número de Empleados											
	Plantilla Final											
	31 de Diciembre de 2011			31 de Diciembre de 2012			31 de Diciembre de 2013			30 de Septiembre de 2014		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	527	79	606	492	67	559	468	71	539	459	75	534
Titulados	5.457	2.040	7.497	5.680	2.134	7.814	5.778	2.203	7.981	5.724	2.266	7.990
Mandos Intermedios	10.773	2.179	12.952	10.447	2.236	12.683	10.624	2.222	12.846	10.924	2.184	13.108
Operarios	1.370	452	1.822	1.353	398	1.751	1.265	364	1.629	944	326	1.270
TOTAL	18.127	4.750	22.877	17.972	4.835	22.807	18.135	4.860	22.995	18.051	4.851	22.902

	Número de Empleados											
	Plantilla Media											
	31 de Diciembre de 2011			31 de Diciembre de 2012			31 de Diciembre de 2013			30 de Septiembre de 2014		

	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Negocio Eléctrico en España y Portugal	9.674	2.451	12.125	9.292	2.462	11.754	8.920	2.395	11.315	8.491	2.331	10.822
Negocio Eléctrico en Latinoamérica	8.509	2.731	11.240	8.846	2.395	11.241	9.129	2.445	11.574	9.403	2.469	11.872
TOTAL	18.183	5.182	23.365	18.138	4.857	22.995	18.049	4.840	22.889	17.894	4.800	22.694

Número de Empleados

	Plantilla Media											
	31 de Diciembre de 2011			31 de Diciembre de 2012			31 de Diciembre de 2013			30 de Septiembre de 2014		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	537	83	620	491	68	559	477	70	547	467	74	541
Titulados	5.302	2.268	7.570	5.701	2.139	7.840	5.726	2.157	7.883	5.674	2.198	7.872
Mandos Intermedios	10.854	2.358	13.212	10.567	2.246	12.813	10.518	2.231	12.749	10.740	2.188	12.928
Operarios	1.490	473	1.963	1.379	404	1.783	1.328	382	1.710	1.013	340	1.353
TOTAL	18.183	5.182	23.365	18.138	4.857	22.995	18.049	4.840	22.889	17.894	4.800	22.694

A 31 de diciembre de 2013 el epígrafe de provisiones no corrientes y corrientes del negocio en España y Portugal recoge 802 millones de euros correspondientes a provisiones para pensiones y obligaciones similares y 578 millones de euros correspondientes a provisiones para planes de reestructuración de plantilla (878 millones de euros y 451 millones de euros, respectivamente, a 30 de septiembre de 2014).

A 31 de diciembre de 2013, ENDESA tenía un total de 564 empleados eventuales (670 a 31 de diciembre de 2012 y 368 a 31 de diciembre de 2011).

Cabe destacar los siguientes acuerdos aplicables a los empleados de ENDESA:

(a) Convenio Colectivo Marco de ENDESA

Las Representaciones Sindicales, por unanimidad, y la Sociedad acordaron un Convenio Colectivo Marco (el “**Convenio**”) con una vigencia de cinco años (desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2017) que fue refrendado por los trabajadores de ENDESA.

El nuevo marco laboral se sustenta en tres ejes fundamentales: flexibilidad, productividad y competitividad, para asegurar el cumplimiento de los exigentes retos empresariales y el respeto de las condiciones laborales de los trabajadores de la compañía, objetivos que son necesarios para salvaguardar el empleo.

Se aplica una nueva regulación en movilidad funcional, que dota de mayor agilidad y flexibilidad la relación laboral, lo que permitirá mejoras en la productividad, la eficiencia organizativa y la empleabilidad. Además, se regula de manera homogénea la movilidad geográfica, simplificando los procesos existentes.

Los incrementos económicos se realizarán con criterios de eficiencia, ajustados al contexto económico y parcialmente vinculados a la productividad. Estos aumentos salariales se desvinculan de la inflación.

Se han definido nuevos importes en las tablas salariales para las nuevas incorporaciones, de acuerdo al entorno actual.

Se establecen también tres sistemas de promoción, basados en la meritocracia, y quedan eliminados los procesos de mejora automática.

Por último, respecto de la competitividad, el Convenio vincula también las políticas salariales descritas a los resultados empresariales, a fin de adaptar las compensaciones a las expectativas y necesidades de los empleados con criterios más eficientes y racionales.

Por otra parte, se amplía y mejora el Plan de Igualdad existente en la compañía, y se define el compromiso para realizar 250 contrataciones indefinidas hasta el 31 de diciembre de 2017, fecha de vigencia del Convenio.

(b) Acuerdo Marco de Garantías para ENDESA y sus filiales eléctricas domiciliadas en España

El actual Acuerdo de Garantías extiende su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018 y es de aplicación a todo el personal que preste servicio en alguna de las empresas incluidas en el ámbito funcional del Convenio a la fecha de su extensión.

La prórroga del acuerdo marco de garantías implica:

- (i) El mantenimiento del empleo y de la ocupación efectiva.
- (ii) Las garantías de los derechos económicos, de seguridad social y de previsión social complementaria para los trabajadores.
- (iii) La creación de un mecanismo por el que la empresa, para garantizar la aplicación del Convenio y el Acuerdo de Garantías, podrá ofertar bajas voluntarias indemnizadas o suspensiones del contrato de trabajo a los empleados que se encuentren sin ocupación efectiva. La aplicación de esta herramienta queda sujeta a la existencia de un acuerdo previo entre la empresa y el trabajador, y estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2018.

Además de lo anterior, durante los años 2011, 2012 y 2013, ENDESA ha continuado gestionando el Plan Voluntario de Salidas del Grupo ENDESA, a través del cual los empleados podrían causar baja en la empresa a través de (i) bajas incentivadas, para aquellos trabajadores que no hubieran alcanzado la edad de los 50 años durante el periodo 2000–2005 y contaran con una antigüedad mínima en la empresa de 10 años; o (ii) prejubilaciones, para aquellos trabajadores que cumplieron 50 o más años durante el periodo 2000–2005 y que no estuvieran afectados por otro expediente de regulación de empleo. En concreto, se han acogido a estas medidas 1.284 personas (667 personas en 2011, 317 en 2012 y 300 en 2013).

17.2 Opciones de compra de acciones

A la fecha de registro del presente Folleto, los miembros del Consejo de Administración y altos directivos de la Sociedad no son titulares o poseen el control sobre ningún porcentaje del capital social de ENDESA, salvo los indicados en la siguiente tabla. Asimismo la Sociedad no tiene previsto a día de hoy aprobar un plan de remuneración para consejeros o altos directivos referenciado a las acciones de ENDESA, ni de opciones sobre acciones de ENDESA.

Miembros del Consejo de Administración y Altos Directivos	nº Acciones Directas	nº Acciones Indirectas	Total	% participación
D. Borja Prado Eulate	4.889	-	4.889	0,00
D. José Damián Bogas Gálvez	10	-	10	0,00
D. Alberto de Paoli	10	-	10	0,00
D. Francesco Starace	10	-	10	0,00
D. Miquel Roca Junyent	363	-	363	0,00
D. Alejandro Echevarría Busquet	200	-	200	0,00
D. Livio Gallo	-	-	-	-
D. Enrico Viale	-	-	-	-
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	332	-	332	0,00
D. Ricardo Pérez Blanco	-	-	-	-
D. Paolo Bondi	-	-	-	-
D. Andrea Lo Faso	-	-	-	-
D. Alberto Fernández Torres	-	-	-	-
D. José Casas Marín	-	-	-	-
D. Fernando Ferrando Vitales	-	-	-	-
D. José Luis Puche Castillejo	-	-	-	-
D. Manuel Marín Guzmán	-	-	-	-

Miembros del Consejo de Administración y Altos Directivos	nº Acciones Directas	nº Acciones Indirectas	Total	% participación
D. Javier Uriarte Monereo	-	-	-	-
D. Enrique Durand Baquerizo	-	-	-	-
D. Manuel Morán Casero	-	-	-	-
D. Álvaro L. Quiralte Abelló	-	-	-	-
D. Francesco Amadei	-	-	-	-
D. José María Grávalos Lasuen	-	-	-	-
D. Pablo Azcoitia Lorente	-	-	-	-

Tal y como se indica en la nota 8.5 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2013 (*Otra información*), determinados miembros de la alta dirección de ENDESA que proceden de ENEL son beneficiarios de algunos de los planes de remuneración de ENEL basados en el precio de la acción de ENEL. El coste de estos planes es asumido por Enel.

17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor

A la fecha de registro del presente Folleto, no existen acuerdos de participación de los empleados en el capital social de ENDESA.

18. ACCIONISTAS PRINCIPALES

18.1 En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, el nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos de administración, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés declarable, según el derecho nacional del emisor, en el capital o en los derechos de voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas o, en caso de no haber tales personas, la correspondiente declaración negativa

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 23.1 del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en el siguiente cuadro se detallan las personas que poseen participaciones significativas directas e indirectas en el capital social de ENDESA a la fecha de registro de este Folleto:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirecto	% sobre el total de derechos de voto
Enel Energy Europe, S.L.U.	974.717.763	-	92,063
Enel, S.p.A.	-	974.717.763	92,063

Por otra parte, tras la realización de la OPV de las acciones de la Sociedad titularidad de EEE, la distribución del capital social sería la siguiente:

Después de la oferta pública de venta (en caso de Oferta Máxima y ejercicio del <i>green-shoe</i>)		
Nombre o denominación social del accionista significativo	Número de acciones	Porcentaje
Enel Energy Europe, S.L.U.	742.647.763	70,143%
Capital flotante (<i>free float</i>)	316.104.354	29,857%
TOTAL	1.058.752.117	100%

Después de la oferta pública de venta (en caso de Oferta Mínima y sin ejercicio del <i>green-shoe</i>)		
Nombre o denominación social del accionista significativo	Número de acciones	Porcentaje
Enel Energy Europe, S.L.U.	818.206.582	77,280%
Capital flotante (<i>free float</i>)	240.545.535	22,720%
TOTAL	1.058.752.117	100%

18.2 Si los accionistas principales del emisor tienen distintos derechos de voto, o la correspondiente declaración negativa

Todas las acciones representativas del capital social de ENDESA son acciones ordinarias representadas mediante anotaciones en cuenta, de la misma clase y serie y otorgan a sus titulares los mismos derechos políticos y económicos.

Cada acción da derecho a un voto, no existiendo acciones privilegiadas.

18.3 En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, declarar si el emisor es directa o indirectamente propiedad o está bajo control y quién lo ejerce, y describir el carácter de ese control y las medidas adoptadas para garantizar que no se abusa de ese control

Como se señala en los apartados anteriores, atendiendo a la estructura accionarial de la Sociedad, ENEL (a través de su filial participada al 100%, EEE) es el accionista mayoritario y de control de ENDESA con una participación del 92,063% del capital social del Emisor. En consecuencia, EEE, de manera directa, y ENEL, de manera indirecta, al poseer más del 50% de los derechos de voto en ENDESA ejercen el control sobre la Sociedad de conformidad con lo establecido en el artículo 42 del Código de Comercio al que se remite el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores.

Con respecto a las medidas adoptadas para garantizar que no se abusa del control, cabe destacar lo siguiente:

(a) Consejo de Administración: composición y votaciones

Aunque ENEL tiene una participación del 92,063% en el capital social de ENDESA, está representada en el Consejo de Administración por cuatro consejeros dominicales de un total de nueve, es decir, el 44,44% del Consejo de Administración.

Por otro lado, el resto del capital o *free-float*, titular en su conjunto de un 7,94% del capital (entre el 22,7% y el 29,857% después de la Oferta), está representado en el Consejo por tres consejeros independientes de un total de nueve, lo que supone una representación del 33,33% de los consejeros independientes.

Los restantes miembros del Consejo de Administración, dos consejeros (22,22% del total de miembros del Consejo de Administración), son ejecutivos.

Asimismo, tal y como se recoge en los apartados 14.2 (*Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión y altos directivos*) y 19.1.II.(A) (*Ley de Sociedades de Capital y Normativa de Gobierno Corporativo*) del presente Documento de Registro, el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital regula las situaciones de conflicto de intereses en el marco de la adopción de acuerdos en el órgano de administración de la Sociedad, instando al consejero afectado a abstenerse de intervenir en los acuerdos o decisiones relativos a la operación a que el conflicto se refiera.

(b) Operaciones vinculadas

Todas las operaciones vinculadas se realizan en condiciones de mercado. Ni ENDESA ni ENEL, ni las sociedades de sus respectivos grupos, gozan, en el marco de la realización de las correspondientes operaciones vinculadas, de unas condiciones económicas o de otro tipo más favorables de las que se reconocerían a un tercero en condiciones sustancialmente equivalentes o que puedan suponer un trato de favor a la sociedad del Grupo ENEL o del Grupo ENDESA por razón de su condición de sociedad vinculada.

En la realización de las Operaciones Vinculadas, ENDESA, ENEL y las sociedades de sus respectivos grupos, usarán toda la habilidad, cuidado y diligencia que se espera de una sociedad dedicada a la ejecución, venta y prestación en condiciones de mercado de obras, bienes y servicios similares a las Operaciones Vinculadas de que se trate.

En ENDESA, las operaciones vinculadas son procesadas de conformidad con las disposiciones vigentes, el Código Unificado de Buen Gobierno y el Reglamento interno de operaciones vinculadas con consejeros y accionistas significativos, aprobado por el Consejo de Administración en su sesión de 15 de noviembre de 2010 y cuyo contenido se detalla en el apartado 19 de este Documento de Registro - Operaciones vinculadas-.

(c) Transparencia informativa

ENDESA informa al mercado sobre las transacciones realizadas con EEE y con ENEL, o con las sociedades de sus respectivos grupos, tanto en su información pública anual, como en su información pública semestral, en los términos previstos en la normativa aplicable.

Por otro lado, tal y como establece el Reglamento del Consejo de Administración, todos los consejeros y, en particular, los consejeros independientes, “(...) cuando así lo exija el desempeño de sus funciones, tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar la información y asesoramiento que necesiten sobre cualquier aspecto. El derecho de información se extiende a las sociedades participadas (...)”.

El Reglamento del Consejo de Administración establece asimismo que los consejeros deberán comunicar al Consejo de Administración cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad. En caso de

conflicto, el consejero afectado se abstendrá de intervenir en la operación a que el conflicto se refiera.

(d) Participación de los accionistas en la Junta General

Finalmente, ENDESA incentiva la participación de sus accionistas en la Junta General, facilitando que estos puedan ejercer su derecho de voto a través del voto electrónico y retransmitiendo vía *web* la misma, entre otros. Asimismo, ENDESA, en la modificación de sus Estatutos de 14 de diciembre de 2009, suprimió cualquier restricción a la asistencia de los accionistas a la Junta (hasta dicha modificación, solo podían asistir a la Junta accionistas con más de 50 acciones).

18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor

A la fecha de registro del presente Folleto, ENDESA no tiene conocimiento de la existencia de ningún acuerdo cuya aplicación pueda dar lugar en una fecha ulterior a un cambio en la posición de control de la Sociedad.

19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS

19.1 Operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones de la Sociedad o entidades de su Grupo, y los Accionistas Significativos de la Sociedad

I. Introducción

A efectos de la información incluida en este apartado se han considerado accionistas significativos de la Sociedad, en los ejercicios 2011, 2012, 2013 y en los nueve primeros meses del ejercicio 2014, a todas las empresas que componen el Grupo ENEL y que no se integran en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA.

Las operaciones más relevantes de ENDESA con accionistas significativos de la Sociedad consisten esencialmente en:

- (a) operaciones relacionadas con el negocio del Grupo ENDESA: esencialmente de compras de bienes (materias primas, energía y contadores) y de coberturas;
- (b) transacciones relacionadas con actividades de apoyo al negocio: prestación de distintos servicios intragrupo; y
- (c) operaciones de financiación intragrupo.

Millones de Euros

Tipo de operación	2011	2012	2013	30 de Septiembre de 2014
Operaciones relacionadas con el negocio del Grupo				
Aprovisionamiento de materias primas				
Compras	16	31	73	23
Ventas	(16)	(12)	(30)	(27)
Operaciones de intermediación y cobertura:				
Compras	890	289	245	234
Ventas	(809)	(131)	(110)	(170)
Adquisición de contadores	44	90	47	31
Contratos de construcción - EPC	0	0	0	15
Operaciones relacionadas con actividades de apoyo al negocio				
Servicios corporativos				
Recibidos	59	57	49	22
Prestados	(14)	(26)	(27)	(15)
Servicios de I+D+i	1	4	4	3
Informática, Comunicación y Tecnología	159	248	227	149
Operaciones de financiación intragrupo				
Gasto	4	40	38	17
Ingreso	(1)	(2)	(2)	-
Otras operaciones				
Compras	2	-	-	-
Ventas	(189)	(19)	(29)	(14)

Desde el punto de vista de los estados financieros de ENDESA, las operaciones entre la Sociedad y sus sociedades dependientes y de control conjunto, que son partes vinculadas, forman parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones y son eliminadas en el proceso de consolidación.

II. Procedimiento

Las operaciones que el Grupo ENDESA realiza con partes vinculadas están sujetas a un triple procedimiento de supervisión: (i) la Ley de Sociedades de Capital y la normativa de gobierno corporativo; (ii) el Reglamento de Operaciones Vinculadas con consejeros o Accionistas Significativos; y (iii) el Texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades.

(A) Ley de Sociedades de Capital y Normativa de Gobierno Corporativo

Como se recoge en el apartado 14.2 del presente Documento de Registro (*Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión y altos directivos*), el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital regula las situaciones de conflicto de intereses en el marco de la adopción de acuerdos en el órgano de administración de la Sociedad, instando al consejero afectado a abstenerse de intervenir en los acuerdos o decisiones relativos a la operación a que el conflicto se refiera.

Adicionalmente, la Orden EHA/3050/2004, de 15 de septiembre, establece que “*las sociedades emisoras de valores admitidos a negociación en algún mercado secundario oficial deberán incluir necesariamente en las informaciones semestrales a que se refiere el párrafo segundo del artículo 35 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores,*

información cuantificada de todas las operaciones realizadas por la sociedad con partes vinculadas”.

A su vez, la Orden ECC/461/2013, de 20 de marzo, establece que el informe de gobierno corporativo debe incluir información sobre las operaciones vinculadas y operaciones intragrupo, con indicación del órgano competente y el procedimiento establecido para su aprobación y, en su caso, si se ha procedido a la delegación de esa competencia. La información sobre operaciones con partes vinculadas y, en su caso, intragrupo, se presentará desglosada en:

- (a) Operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia, realizadas con los accionistas significativos de la Sociedad.
- (b) Operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia, realizadas con administradores y directivos de la Sociedad y del Grupo, identificando las partes vinculadas y su vínculo, junto con la naturaleza de la operación.
- (c) Operaciones significativas realizadas con otras sociedades, personas o entidades pertenecientes al mismo grupo siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.
- (d) Operaciones realizadas con otras partes vinculadas.

(B) Reglamento de Operaciones Vinculadas con Consejeros y Accionistas Significativos

El Consejo de Administración de ENDESA, en su sesión de 15 de noviembre de 2010 adoptó el Reglamento de Operaciones Vinculadas con Consejeros y Accionistas Significativos, vigente a esta fecha, que tiene por objeto regular el procedimiento aplicable a aquellas transacciones que ENDESA o cualquiera de las sociedades de su Grupo realicen con consejeros, accionistas significativos o representados en el Consejo, o personas a ellos vinculadas.

Dicho Reglamento, cuya copia puede encontrarse en la página *web* de la Sociedad resulta de aplicación a cualquier transacción que suponga una transferencia de recursos, servicios u obligaciones, que realice:

- (a) ENDESA, o cualquiera de las sociedades de su Grupo, con
- (b) consejeros, accionistas significativos o representados en el Consejo, o personas a ellos vinculadas.

El Reglamento de Operaciones Vinculadas con Consejeros y Accionistas Significativos contiene los siguientes elementos protectores del interés social

- (a) Se obliga a que el Comité de Auditoría y Cumplimiento examine todas las operaciones vinculadas, a excepción de las siguientes:
 - (i) las operaciones típicas, concepto que se refiere a aquellas que, por su objeto o naturaleza, se enmarquen dentro de las actividades principales de ENDESA y de las sociedades que esta directa o indirectamente controle y no comprendan

aspectos particulares críticos relacionados con sus características, sus riesgos sobre la naturaleza de la otra parte, o el momento de su realización; y

- (ii) aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:
- que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;
 - que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate; y
 - que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

En el supuesto de operaciones de cuantía inferior a 25 millones de euros, el Comité de Auditoría y Cumplimiento resolverá, con carácter vinculante, sobre la pertenencia de las mismas. Si las operaciones son de importe igual o superior a 25 millones de euros, el Comité de Auditoría y Cumplimiento emitirá un informe y serán elevadas al Consejo de Administración, que resolverá sobre las mismas.

- (b) Los consejeros deberán solicitar autorización al Consejo de Administración sobre aquellas operaciones vinculadas que, en nombre propio, quieran llevar a término con ENDESA o con cualquiera de las sociedades de su Grupo.
- (c) Los Directores Generales de Línea de Negocio de ENDESA deberán informar a la Secretaría General de las operaciones vinculadas que deban ser sometidas al Comité de Auditoría y Cumplimiento y al Consejo de Administración.

(C) Texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades

El Texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades (en adelante, “TRLIS”) recoge en su artículo 16 la normativa de operaciones vinculadas, por lo que, en su cumplimiento, y en aplicación de las Directrices de Precios de Transferencia para Empresas Multinacionales y Administraciones Fiscales (“**Directrices de la OCDE**”) publicadas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (“**OCDE**”) en 1995 y complementados en 1996 (con actualizaciones periódicas), ENDESA lleva a cabo un procedimiento interno de valoración de las operaciones con partes vinculadas con objeto de establecer si los resultados de tales operaciones son similares a los que se hubieran obtenido de haberse realizado entre entidades independientes bajo circunstancias similares o comparables.

En aplicación del principio del valor de mercado recogido en las Directrices de la OCDE que expresan el estándar internacional para determinar los precios de transferencias por motivos fiscales, si las condiciones que se aceptan o imponen entre dos empresas en sus relaciones comerciales o financieras difieren de las que serían acordadas por empresas independientes, los beneficios que habrían sido obtenidos por una de las empresas de no existir estas condiciones, y que de hecho no se han producido a causa de las mismas, pueden ser incluidos en los beneficios de esta empresa y sometidos a imposición en consecuencia.

La aplicación del principio de valor de mercado se basa generalmente en una equiparación de las condiciones referentes a una transacción vinculada con las condiciones relativas a la transacción pero realizada entre empresas independientes. Para que tales comparaciones sean

útiles, las características económicamente relevantes de las operaciones deben reunir los requisitos de comparabilidad internacionalmente aceptados.

III. Descripción

A continuación se detallan las principales transacciones significativas del Grupo ENDESA, en los ejercicios 2011, 2012, 2013 y en los nueve primeros meses del ejercicio 2014 con las empresas que componen el Grupo ENEL y que no se integran en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA.

No obstante, como consecuencia del desarrollo y ejecución del modelo de organización adoptado por el Consejo de Administración de ENEL el pasado 30 de julio de 2014, es probable que las sociedades del Grupo ENDESA contraten servicios adicionales de coordinación técnica en la gestión de los negocios de generación y distribución de electricidad (y también de otras actividades de coordinación y de servicios globales) o modifiquen materialmente algunos de los que están en vigor a esta fecha, todo ello con el objetivo de alcanzar, compartiendo las mejores prácticas presentes en el Grupo ENEL, el más alto nivel de eficiencia técnica y económica. Tales contratos y modificaciones se realizarán siguiendo los procedimientos previstos en la ley y en la normativa interna que se han descrito en apartados anteriores de este apartado.

(A) Operaciones de compra de bienes: aprovisionamiento de materias primas, operaciones de cobertura y compra de contadores

Aprovisionamiento de materias primas

El aprovisionamiento de materias primas de Grupo ENDESA se lleva a cabo principalmente por las siguientes sociedades del Grupo:

- Endesa Generación, sociedad filial al 100% de ENDESA que concentra los activos de generación y minería de ENDESA (tal y como se indica en el apartado 7.1 (a)), ha adquirido carbón a través de Enel Trade durante los ejercicios 2011, 2012, 2013 y en los nueve primeros meses del ejercicio 2014 por un importe de 16, 19, 3 y 3 millones de euros, respectivamente, y ha vendido carbón a Enel Trade durante los ejercicios 2011, 2012, 2013 y en los nueve primeros meses del ejercicio 2014 por un importe de 16, 12, 17 y 16 millones de euros, respectivamente.
- Endesa Energía, S.A.U. (“**Endesa Energía**”), sociedad filial al 100% de ENDESA, ha realizado diversas adquisiciones de gas a Enel Trade en virtud de un contrato marco, durante los ejercicios 2012, 2013 y en los nueve primeros meses del ejercicio 2014, por un importe de 12, 67 y 20 millones de euros, respectivamente, y ha vendido a Enel Trade gas en 2013 y en los nueve primeros meses del ejercicio 2014 por importe de 13 y 11 millones de euros, respectivamente. Entre las funciones de Enel Trade previstas en dicho contrato se encuentran: (i) la centralización de las compras y ventas de gas para Endesa Energía, formalizando contratos a largo plazo con proveedores internacionales en mercados organizados; y (ii) el desarrollo de estudios de mercado para la adquisición del gas en las mejores condiciones posibles, en la forma y tiempo requeridos por el comprador.

- ENDESA ha adquirido de Corpus Christi Liquefaction LLC, por un periodo de 20 años, un volumen de 1 bcm al año de gas procedente de yacimientos de gas de Estados Unidos. El volumen total de gas adquirido por ENDESA, cuyo suministro comenzará previsiblemente a partir de 2019, ha sido cedido a Enel Trade en los mismos términos y condiciones contratados con el suministrador.

Operaciones de intermediación y cobertura

ENDESA ha contratado operaciones de intermediación e instrumentos de cobertura con el Grupo ENEL, con objeto de reducir el riesgo derivado de oscilaciones en el precio de determinados productos críticos para el negocio de la compañía, como electricidad, gas, carbón y derechos de emisión de dióxido de carbono. Mediante estas operaciones se han realizado compras por importe de 890, 289, 245 y 234 millones de euros y ventas por importe de 809, 131, 110 y 170 millones de euros en los ejercicios 2011, 2012, 2013 y en los nueve primeros meses del ejercicio 2014, respectivamente.

Las funciones asumidas por ENDESA como parte contratante de las operaciones de intermediación y de cobertura, son las siguientes:

- contratación de la cobertura con la contraparte;
- pago de un precio fijo por el producto subyacente objeto de la cobertura, que deriva del mercado en el momento de cierre de la cobertura;
- comunicación de las órdenes de compra y venta a la contraparte; y
- operaciones de intermediación en los mercados de electricidad y gas.

Las funciones asumidas por Enel Trade como *trader* en estas operaciones, asumiendo el riesgo derivado de variaciones en los precios de los subyacentes, son las descritas a continuación:

- contratación de instrumentos de cobertura en el mercado, para paliar su propio riesgo;
- seguimiento del precio de mercado diario establecido en los mercados de referencia, así como estudio y conocimiento de la normativa y del funcionamiento de este operador;
- labor de intermediación entre las compañías extractoras, fabricantes o productoras y las compañías comercializadoras de energía; y
- ejecución de las órdenes de compra y venta que le sean transmitidas por la contraparte, pagando por el subyacente el precio que resulte del mercado en esa fecha.

Suministro de contadores telegestionables (Telegestión)

Con el fin de cumplir con los plazos establecidos por la ley española relativos a la implantación de contadores inteligentes, se inició el proyecto de inversión en telegestión descrito en el apartado 5.2.2 de este Documento de Registro, que busca definir, desarrollar e implantar un sistema de control y gestión del suministro eléctrico a clientes domésticos de forma automática y a distancia. Para ello, se propone transformar progresivamente el parque de contadores que, en la actualidad, se

compone de 11,7 millones de equipos. Sin embargo, teniendo en cuenta el crecimiento vegetativo, es necesaria la instalación de 13 millones de contadores de telegestión en suministros con hasta 15 kW de potencia contratada, así como de 140.000 concentradores para su gestión (equipos de gestión de contadores que cuelgan de un transformador en un centro de distribución).

Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. (“**Endesa Distribución**”), ha contratado a Enel Distribuzione, S.p.A. (“**Enel Distribuzione**”) para el desarrollo y fabricación de 13 millones de contadores de telegestión en suministros con hasta 15 kW de potencia contratada, así como de 140.000 concentradores para su gestión, y del sistema informático de telegestión necesario para la instalación de los mismos, todo ello necesario para el desarrollo del proyecto de inversión en Telegestión descrito en el apartado 5.2.2 del Folleto. El importe total del contrato asciende a 603 millones de euros.

Las compras de contadores realizadas por Endesa Distribución a Enel Distribuzione en los ejercicios 2011, 2012, 2013 y los nueve primeros meses del ejercicio 2014 han ascendido a 44, , 90, 47 y 31 millones de euros, respectivamente.

Contratos de Construcción – EPC

El 15 de abril de 2014, Endesa Generación firmó un contrato de suministro y construcción de tipo EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), con Enel Ingegneria & Ricerca S.p.A., en relación con la inversión del Proyecto DEI Litoral descrito en el apartado 5.2.2 de este Documento de Registro. Dicho contrato incluye el suministro de ingeniería, fabricación, montaje y puesta en marcha de la instalación de sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR) para la reducción de emisiones de NOx (desnitrificación) y la ampliación de los equipos de desulfuración. El precio acordado por las partes para este contrato EPC asciende a 178 millones de euros.

El importe registrado en los nueve primeros meses del ejercicio 2014 asciende a 15 millones de euros.

(B) Actividades de apoyo al negocio

B.1. Servicios corporativos

ENEL presta a ENDESA, y a las distintas filiales del negocio eléctrico, servicios corporativos de asistencia y gestión. Con la prestación de estos servicios el Grupo pretende optimizar recursos por medio de la centralización de funciones y políticas, logrando así una estructura más operativa y eficiente en términos de costes.

Los servicios corporativos engloban todas aquellas actividades que dan soporte centralizado a la gestión de las diferentes unidades de negocio y entidades del Grupo ENDESA, entre los que cabe destacar:

- **Control de Gestión:** asistencia y apoyo para garantizar la eficiencia de los procesos de negocio del Grupo ENDESA.
- **Administración, Finanzas y Control:** asistencia y apoyo en los procesos de optimización de los sistemas de control de costes, flujos de caja y análisis de la

eficiencia de la inversión; así como de otros modelos de control. Incluye también la gestión eficiente de las finanzas.

- **Asistencia Jurídica y Fiscal:** asistencia y asesoramiento en la planificación fiscal y en todos los asuntos relativos a normativa nacional, europea e internacional.
- **Tecnologías de la Información y la Comunicación:** asistencia en la optimización de sistemas de comunicación del Grupo ENDESA.
- **Relaciones Exteriores:** ejecución de programas y planes internos y externos para promocionar la imagen del Grupo ENDESA en nuevos mercados, y mejorar su reconocimiento en los mercados en que ya está presente.
- **Compras y Servicios:** asistencia y apoyo en la celebración de acuerdos con proveedores y otras transacciones relacionadas, para el ahorro de los costes asociados a esta operación.
- **Recursos Humanos:** asistencia en los procesos de recursos humanos para la reorganización de estructuras, así como acceso a programas de formación internacional de Enel.
- **Gestión del riesgo:** asistencia y apoyo en la gestión del riesgo, para identificar los instrumentos de cobertura.

La prestación de estos servicios se realiza mediante contratos de prestación de servicios de asistencia y apoyo, que han supuesto un gasto global para el Grupo ENDESA de por un importe de 59, 57, 49 y 22 millones de euros durante los ejercicios 2011, 2012, 2013 y en los nueve primeros meses del ejercicio 2014, respectivamente

Adicionalmente, los servicios prestados por las sociedades que componen el Grupo ENDESA a las sociedades consideradas accionistas significativos han supuesto unos ingresos por importe de 14, 26, 27 y 15 millones de euros, respectivamente.

B.2. Innovación

Enel Ingegneria presta una serie de servicios relacionados con investigación, desarrollo e innovación a diversas entidades del Grupo ENDESA. Enel Ingegneria ha recibido del Grupo ENDESA ingresos por estos servicios por un importe de 1, 4, 4 y 3 millones de euros en los ejercicios 2011, 2012, 2013 y en los nueve primeros meses del ejercicio 2014, respectivamente.

Los servicios prestados se han relacionado principalmente con las siguientes áreas:

- Desarrollo de nuevas tecnologías nucleares.
- Flexibilidad operacional, diagnóstico y avances en automatización.
- Almacenamiento energético y herramientas de gestión de recursos variables.
- Control de polución y ciclo de los residuos.
- Accidentes “Zero” y ciberseguridad.

- Desarrollo de nuevas utilizaciones de la electricidad.

Con el fin de homogeneizar, optimizar recursos y tener un control más efectivo y eficiente de la actividad innovadora dentro del Grupo, desde el ejercicio fiscal 2012, Enel Ingeniería lleva a cabo las siguientes funciones:

- Desarrollo de los servicios: Enel Ingeniería desarrolla los servicios de investigación, desarrollo e innovación relativos a los proyectos de las áreas mencionadas en los que se vea involucrado el Grupo. En el desempeño de sus funciones Enel Ingeniería debe desarrollar los mismos con la mayor diligencia posible, así como intentar cumplir con los plazos establecidos para cada proyecto.
- Deber de información: Enel Ingeniería debe de guardar documentación soporte (libros contables, informes de los avances de los proyectos, etc.) y debe de informar periódicamente a los receptores de los servicios o participantes en los proyectos del desarrollo de los mismos. Adicionalmente, Enel Ingeniería debe presentar un resumen ejecutivo trimestral del estado del proyecto.
- Dirección del proyecto: Enel Ingeniería es el encargado de dirigir los proyectos en los que se ve involucrado, tomando las decisiones oportunas en cada fase de desarrollo del proyecto. Del mismo modo, las entidades receptoras de dichos servicios, serán las encargadas de verificar, controlar y dar su visto bueno a los informes que reciban, así como aprobar los costes directos e indirectos en los que se haya incurrido y al resultado final de los proyectos desarrollados.

B.3. Otros servicios de informática, comunicación y tecnología prestados por EEE

EEE presta a distintas compañías del Grupo ENDESA servicios de informática, comunicación y tecnología (“ICT”). La prestación de estos servicios se relaciona con el interés del Grupo ENDESA de optimizar recursos a través de una estructura más operativa y eficiente en términos de costes, por medio de la centralización de estos servicios de informática, comunicación y tecnología tales como servicios de seguridad informática y arquitectura tecnológica, mantenimiento de sistemas, etc. EEE ha recibido del Grupo ENDESA ingresos por estos servicios por un importe de 159, 248, 227 y 149 millones de euros en los ejercicios 2011, 2012, 2013 y en los nueve primeros meses del ejercicio 2014, respectivamente.

(C) Operaciones de financiación

Entre las distintas operaciones o servicios financieros intragrupo, se engloban todas aquellas actividades cuyo objetivo es la financiación de las actividades y la cobertura de liquidez de las diferentes unidades de negocio y entidades del Grupo ENDESA, entre las que cabe destacar servicios de tesorería (créditos en cuenta corriente), depósitos, operaciones de garantía, avales, líneas de crédito de corto y largo plazo, préstamos participativos y préstamos ordinarios a corto y largo plazo.

Al 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013 las sociedades del grupo ENDESA tenían colocados fondos por importe de 10, 2 y 1.000 millones de euros, respectivamente y tenían financiación del Grupo ENEL por importe de 46. 550 y 61 millones de euros, respectivamente. A 30 de

septiembre de 2014 la financiación del Grupo ENEL al Grupo ENDESA ascendía a 62 millones euros.

Cuentas corrientes de EFIFI con EEE

En 2011, después de la incorporación de una parte de la actividad de Endesa Servicios a EEE, Endesa Financiación Filiales y EEE formalizaron un contrato de cuenta corriente. Mediante esta transacción se pretende aprovechar la plataforma de cobros y pagos de ENDESA para facilitar la gestión por parte de EEE, permitiéndole liquidar al final de mes, en una sola transacción, todas las operaciones corrientes diarias. El límite de la cuenta corriente es de 150 millones de euros para cobros y pagos operativos y sin límite para liquidaciones de impuestos.

El vencimiento de la línea es el 16 de agosto de 2016, prorrogable automáticamente por periodos adicionales de cinco años salvo denuncia de una de las partes.

El tipo de interés de esta operación se calcula por ENDESA semestralmente. El devengo de los intereses es diario, pero la contabilización del interés se produce mes a mes y la facturación y el pago son semestrales.

Esta cuenta corriente puede tener saldo positivo o negativo y, en función de su saldo medio semestral, se calcula la remuneración de la misma.

Así mismo, la sociedad Endesa Financiación Filiales tiene formalizado un contrato de cuenta corriente con la sociedad Compostilla R.E. El límite de esta línea es ilimitado y su vencimiento será el 22 de mayo de 2016, prorrogable automáticamente por periodos adicionales de cinco años salvo denuncia de una de las partes.

El tipo de interés de esta operación se calcula por ENDESA semestralmente. El devengo de los intereses es diario, pero la contabilización del interés se produce mes a mes y la facturación y el pago son semestrales.

Esta cuenta corriente puede tener saldo positivo o negativo y, en función de su saldo medio semestral, se calcula la remuneración de la misma.

Préstamos y créditos relevantes por importe

A la fecha del presente Folleto se encuentran vigentes diversos préstamos y créditos a largo y corto plazo concedidos por Enel Finance International a ENDESA, en el marco del esquema general de financiación del Grupo.

En este esquema general de financiación, Enel Finance International es la compañía del Grupo encargada de la captación de financiación en el mercado de capitales, ocupándose posteriormente de la canalización de esta financiación a las demás entidades del Grupo. De este modo, ENDESA cuenta con las siguientes operaciones de financiación provenientes de Enel Finance International:

- (a) Un préstamo de largo plazo por un importe total de 4.500 millones de euros, formalizado en 2014, con vencimiento en 2024. A la fecha de publicación del Folleto, la operación se encuentra dispuesta en su totalidad.
- (b) Una línea de crédito de largo plazo por un importe total de 1.000 millones de euros, formalizada en 2011, con vencimiento en 2016. A la fecha de

publicación del Folleto, no se ha dispuesto de ningún importe de esta línea de crédito.

- (c) Una línea de crédito de corto plazo por un importe total de 1.000 millones de euros, formalizada en 2014, con vencimiento en 2015. A la fecha de publicación del Folleto, el importe de la línea de crédito se encuentra íntegramente dispuesto.

(D) Otras operaciones

Desinversión en Latinoamérica

Ver sección (A) del apartado 3.0 (*Desinversión en Latinoamérica y distribución de los Dividendos*) del presente Documento de Registro.

Cuenta corriente de EFIFI con Endesa Latam

Para dar continuidad al actual esquema de cobros y pagos a través de los sistemas corporativos de ENDESA, se requiere mantener en vigor de modo transitorio una cuenta corriente con Endesa Latam, de la misma forma que se hace con la matriz EEE.

El tipo de interés de esta operación se calcula por ENDESA semestralmente. El devengo de los intereses es diario, pero la contabilización del interés se produce mes a mes y la facturación y el pago son semestrales.

Esta cuenta corriente puede tener saldo positivo o negativo y, en función de su saldo medio semestral, se calcula la remuneración de la misma.

Gestión de tesorería de las filiales españolas de ENEL

Como parte de la gestión operativa de la tesorería integrada de las filiales españolas de ENEL, ENDESA tiene contratadas operaciones de cobertura de tipo de cambio de corto plazo con entidades financiadoras, por un importe total de 18 millones de euros, cuyos términos y condiciones han sido repercutidos mediante operaciones intercompañías espejo a la filiales poseedoras del riesgo.

Transmisión a Enel Energy Europe de la actividad de Sistemas y Telecomunicaciones

En el año 2011, Endesa Servicios, S.L. formalizó un contrato con Enel Energy Europe, S.L. para la cesión a éste último de la rama de actividades de Sistemas y Telecomunicaciones por un precio de 250 millones de euros. El resultado bruto generado por esta operación en el Grupo ENDESA ascendió a 176 millones de euros.

Acuerdo de Integración de Activos Renovables

El 18 de marzo de 2010, Endesa Generación y EGP suscribieron un acuerdo de socios que regulaba las bases para la constitución de EGPE, compañía dedicada a la generación y promoción de energías renovables en España y Portugal (el “**Acuerdo de Integración de Activos Renovables**”).

EGPE está participada en un 60% por EGP y en un 40% por Endesa Generación, y fue constituida como vehículo tenedor de los activos correspondientes al negocio de energías renovables de ENDESA y Grupo ENEL en España y Portugal. EGPE integra, durante la vigencia del Acuerdo de Integración de Activos Renovables, todas las

explotaciones, proyectos y compromisos de naturaleza renovable desarrollados en España y Portugal. En este sentido, EGPE fue constituida como vehículo exclusivo de actuación del Grupo ENEL en el negocio de energías renovables en dichos territorios.

En el Acuerdo de Integración de Activos Renovables se regulan tanto las reglas de control y gestión de EGPE como las líneas estratégicas del negocio de energías renovables en España y Portugal y queda establecido que ENDESA y EGP reconocen que EGPE será el único vehículo tenedor de los activos correspondientes a la explotación de fuentes de energía renovables y cogeneraciones en España y Portugal sujetos al régimen especial de la normativa española durante la vigencia del acuerdo.

19.2 Operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la Sociedad o entidades de su Grupo, y los Administradores o Directivos de la Sociedad

Los miembros del Consejo de Administración y demás personas que asumen la gestión de ENDESA al nivel más elevado, así como los accionistas representados en el Consejo de Administración o las personas físicas o jurídicas a las que representan, no han participado durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013 en transacciones inhabituales y/o relevantes de la Sociedad.

19.3 Operaciones relevantes realizadas por la Sociedad con otras Sociedades pertenecientes al mismo Grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a objeto y condiciones

No existen operaciones significativas realizadas entre sociedades del Grupo que no se eliminen en el proceso de elaboración de la consolidación de las cuentas anuales y que no formen parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS

20.1 Información financiera histórica

La información utilizada como punto de partida para presentar la posición financiera del Emisor, así como la evolución de sus negocios, ha sido la siguiente:

- Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y sus sociedades dependientes, auditadas, correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013.
- Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios de ENDESA y sus sociedades dependientes correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 con informe de revisión limitada de Ernst & Young, S.L. e Informe de Gestión Consolidado Intermedio referido al mismo periodo.

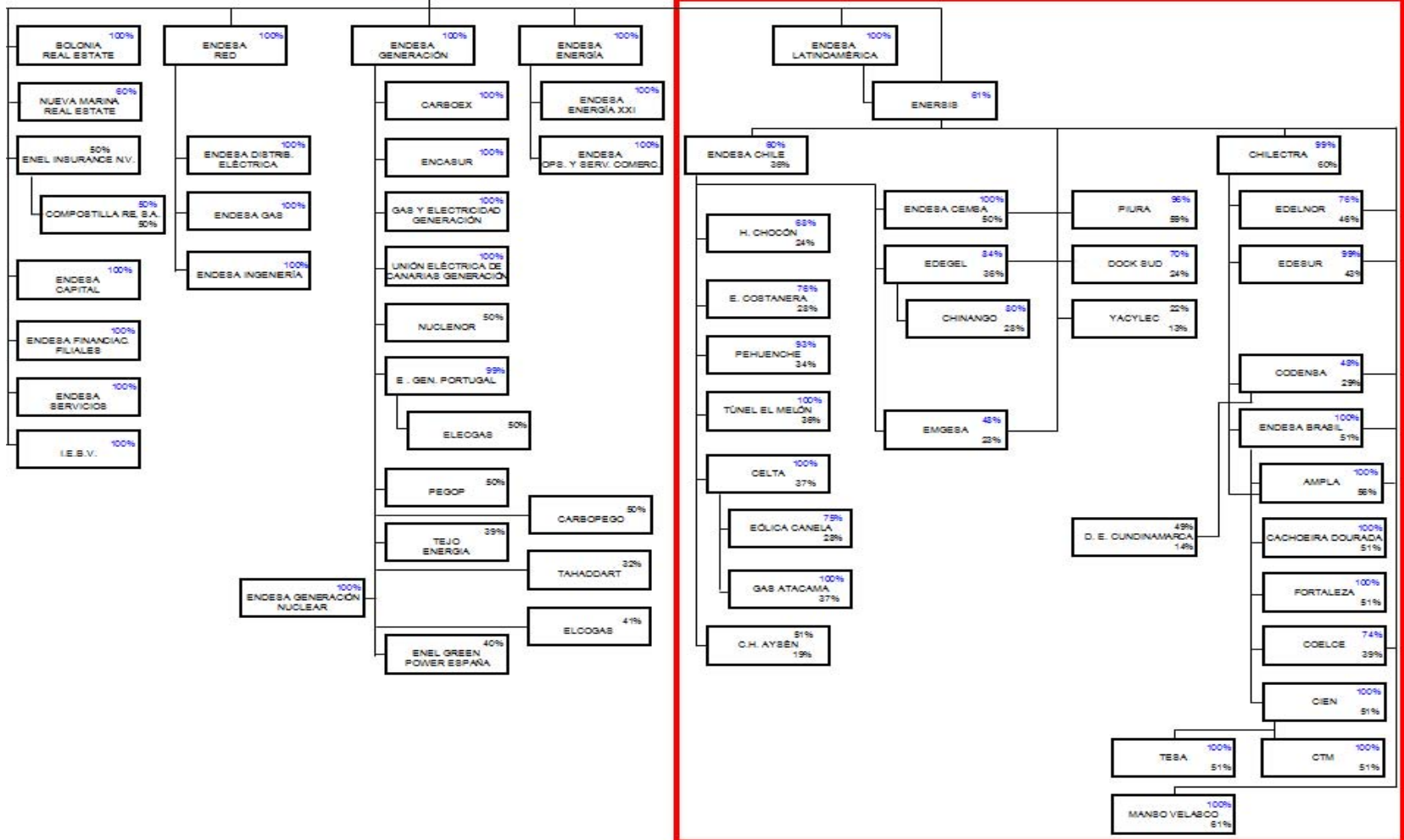
Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA de los ejercicios 2011, 2012 y 2013 han sido formuladas por los Administradores de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), según han sido adoptadas por la Unión Europea a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

La preparación de los Estados Financieros Consolidados exige efectuar ciertas estimaciones, consideraciones y asunciones, que son razonables de conformidad con la información exigida por las mencionadas Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Estas estimaciones, consideraciones y asunciones tienen un impacto en las cantidades de activos y pasivos contabilizadas a la fecha de preparación de la información financiera y en las cantidades de ingresos y gastos contabilizadas durante el periodo presentado.

Las principales normas de registro y valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas se detallan en el epígrafe 3 (*Normas de Registro y Valoración*) de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Tal y como se detalla en el apartado 20.2 (*Información financiera pro-forma*) del Documento de Registro, con fecha 23 de octubre de 2014, ENDESA llevó a cabo la Desinversión en Latinoamérica, mediante la transmisión de su negocio en Latinoamérica en virtud de la venta de (i) el 100% de las acciones de ENDESA Latam (sociedad que es, a su vez, propietaria de un 40,32% del capital social de Enersis, S.A.) y (ii) el 20,3% de las acciones de Enersis, S.A. titularidad directa de ENDESA, por un importe de 8.252,9 millones de euros.

A continuación, se ofrece un cuadro que, de manera simplificada, muestra la estructura organizativa de las filiales y participadas principales de ENDESA, a 30 de septiembre de 2014, indicando las filiales y participadas que han sido vendidas con anterioridad a dicha fecha con ocasión de la Desinversión en Latinoamérica, con carácter previo a la Oferta.



Tal y como se expone en el apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro, la información financiera consolidada histórica no refleja el perímetro actual del negocio de ENDESA tras la Desinversión en Latinoamérica, por lo que los comentarios expuestos a continuación reflejarán y analizarán únicamente los resultados de la actividad del segmento de España y Portugal.

Por ello, es importante señalar que estos datos financieros deben ser interpretados teniendo en cuenta la Desinversión en Latinoamérica y el pago de los Dividendos, de manera conjunta, con la información financiera *pro-forma* que se incluye en el Capítulo 20.2 del presente Folleto.

Asimismo, cabe señalar que, 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, han pasado a consolidarse en 2014 mediante el método de participación. Por ello, las magnitudes correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013, que se presentan a efectos comparativos en los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, han sido re-expresadas respecto de las aprobadas en su momento para incluir la valoración de las participaciones en las que ENDESA mantiene control conjunto mediante el método de participación. ENDESA considera que la adopción de NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*) que se recoge en los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios no ha tenido un impacto significativo sobre la información financiera consolidada ni sobre la del segmento en España y Portugal correspondiente al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 o sobre los resultados de las operaciones del periodo mencionado.

Asimismo, de acuerdo con la norma NIIF 5 (*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*), como resultado del proceso de Desinversión en Latinoamérica, los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 incluyen las cifras correspondientes al segmento de Latinoamérica como actividades discontinuadas. Por este motivo, la información correspondiente al Estado del Resultado Consolidado correspondiente al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2013, que se presenta a efectos comparativos, ha sido re-expresada para presentar los resultados de dicho negocio como actividades discontinuadas.

Como consecuencia de ello, las magnitudes correspondientes a 2013, que se presentan a efectos comparativos, han sido re-expresadas respecto de las publicadas en su momento, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*) y en la NIIF 5 (*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*) anteriormente mencionadas.

20.1.1 Estados de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013

Millones de Euros

Estados de Situación Financiera Consolidado ⁽¹⁾	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE	43.169	44.487	42.851
Inmovilizado Material	32.904	34.106	32.053
Inversiones Inmobiliarias	74	88	77
Activo Intangible	3.013	2.772	2.290
Fondo de Comercio	2.617	2.676	2.313
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	897	896	903
Activos Financieros no Corrientes	1.821	1.965	3.303
Activos por Impuesto Diferido	1.843	1.984	1.912
ACTIVO CORRIENTE	15.552	14.291	13.606
Existencias	1.253	1.306	1.126
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	5.470	5.474	5.031
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	5.062	4.997	4.609
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	408	477	422
Activos Financieros Corrientes	5.652	5.437	3.110
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	2.788	1.986	4.335
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	389	88	4
TOTAL ACTIVO	58.721	58.778	56.457

⁽¹⁾ *La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.*

Estados de Situación Financiera Consolidado ⁽¹⁾	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	24.679	26.369	26.769
De la Sociedad Dominante	19.291	20.653	20.521
De los Intereses Minoritarios	5.388	5.716	6.248
PASIVO NO CORRIENTE	23.735	21.644	18.474
Ingresos Diferidos	4.129	4.446	4.582
Provisiones no Corrientes	4.168	4.381	3.627
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	1.040	1.144	1.141
Otras Provisiones no Corrientes	3.128	3.237	2.486
Deuda Financiera no Corriente	12.791	9.886	7.551
Otros Pasivos no Corrientes	654	577	601
Pasivos por Impuesto Diferido	1.993	2.354	2.113
PASIVO CORRIENTE	10.307	10.765	11.214
Deuda Financiera Corriente	1.070	974	1.152
Provisiones Corrientes	935	902	723
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	0	0	0
Otras Provisiones Corrientes	935	902	723
Acreeedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	8.219	8.889	9.339
Proveedores y otros Acreeedores	7.754	8.426	8.708
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	465	463	631
Pasivos asociados a Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	83	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	58.721	58.778	56.457

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

20.1.2 Estados del Resultado Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013

Millones de Euros

Estados del Resultado Consolidados ⁽¹⁾	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
INGRESOS	32.686	33.933	31.203
Ventas	30.827	32.284	29.677
Otros Ingresos de Explotación	1.859	1.649	1.526
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(21.682)	(23.105)	(20.789)
Compras de Energía	(8.926)	(8.812)	(8.063)
Consumo de Combustibles	(3.961)	(4.481)	(3.491)
Gastos de Transporte	(6.251)	(7.289)	(6.711)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(2.544)	(2.523)	(2.524)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	11.004	10.828	10.414
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	204	190	197
Gastos de Personal	(1.625)	(1.763)	(1.770)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(2.318)	(2.250)	(2.121)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	7.265	7.005	6.720
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(2.612)	(2.587)	(2.418)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT)	4.653	4.418	4.302
RESULTADO FINANCIERO	(622)	(641)	(350)
Ingreso Financiero	717	697	552
Gasto Financiero	(1.357)	(1.296)	(896)
Diferencias de Cambio Netas	18	(42)	(6)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	30	59	29
Resultado de otras Inversiones	6	3	13
Resultado en Ventas de Activos	113	(15)	24
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	4.180	3.824	4.018
Impuesto sobre Sociedades	(1.159)	(1.053)	(1.075)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	3.021	2.771	2.943
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	-	-	-
RESULTADO DEL EJERCICIO	3.021	2.771	2.943
Sociedad Dominante	2.212	2.034	1.879
Intereses Minoritarios	809	737	1.064
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO <i>(en Euros)</i>	2,09	1,92	1,77
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO <i>(en Euros)</i>	2,09	1,92	1,77

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica



20.1.3 Estados de otro Resultado Global Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013

Millones de Euros

Estados de otro Resultado Global Consolidados ⁽¹⁾

	31 de Diciembre de 2011			31 de Diciembre de 2012			31 de Diciembre de 2013		
	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	2.212	809	3.021	2.034	737	2.771	1.879	1.064	2.943
OTRO RESULTADO GLOBAL:									
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(185)	(225)	(410)	(136)	106	(30)	(1.044)	(1.099)	(2.143)
Por Revalorización/(Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Por Valoración de Instrumentos Financieros:	-	-	-	67	-	67	(3)	-	(3)
Activos Financieros Disponibles para la Venta	-	-	-	67	-	67	(3)	-	(3)
Otros Ingresos/(Gastos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Por Cobertura de Flujos de Efectivo	(199)	(74)	(273)	(157)	66	(91)	(172)	(73)	(245)
Diferencias de Conversión	(242)	(130)	(372)	29	72	101	(886)	(1.048)	(1.934)
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes	278	(38)	240	(135)	(19)	(154)	(31)	(1)	(32)
Entidades Valoradas por el Método de Participación	(5)	(7)	(12)	(9)	1	(8)	9	8	17
Resto de Ingresos y Gastos imputados directamente al Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efecto Impositivo	(17)	24	7	69	(14)	55	39	15	54
TRANSFERENCIAS AL ESTADO DEL RESULTADO Y/O INVERSIONES	63	(8)	55	103	(7)	96	83	(6)	77
Por Valoración de Instrumentos Financieros:	-	-	-	-	-	-	(64)	-	(64)
Activos Financieros Disponibles para la Venta	-	-	-	-	-	-	(64)	-	(64)
Otros Ingresos/(Gastos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Por Cobertura de Flujos de Efectivo	105	(4)	101	156	(5)	151	195	(4)	191
Diferencias de Conversión	(8)	(5)	(13)	1	-	1	0	-	-
Entidades Valoradas por el Método de Participación	(2)	0	(2)	(4)	-	(4)	1	-	1
Resto de Ingresos y Gastos imputados directamente al Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	0	-	-
Efecto Impositivo	(32)	1	(31)	(50)	(2)	(52)	(49)	(2)	(51)
RESULTADO GLOBAL TOTAL	2.090	576	2.666	2.001	836	2.837	918	(41)	877

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

20.1.4 Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013

Millones de Euros

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto 2011 ⁽¹⁾

	Patrimonio Neto atribuido a la Sociedad Dominante						Intereses Minoritarios	Total Patrimonio Neto
	Fondos Propios					Ajustes por Cambios de Valor		
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias	Resultado del Ejercicio	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto			
Saldo Inicial a 1 de Enero de 2011	1.271	11.475	-	4.129	-	901	5.388	23.164
Ajuste por Cambio de Criterio Contable	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por Errores	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Ajustado	1.271	11.475	-	4.129	-	901	5.388	23.164
Resultado Global Total	-	219	-	2.212	-	(341)	576	2.666
Operaciones con Socios o Propietarios	-	501	-	(1.076)	-	-	(576)	(1.151)
Aumentos/(Reducciones) de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de Dividendos	-	529	-	(1.076)	-	-	(508)	(1.055)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos/(Reducciones) por Combinaciones de Negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	-	(28)	-	-	-	-	(68)	(96)
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	-	3.053	-	(3.053)	-	-	-	-
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre Partidas de Patrimonio Neto	-	3.053	-	(3.053)	-	-	-	-
Otras Variaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Final a 31 de Diciembre de 2011	1.271	15.248	-	2.212	-	560	5.388	24.679

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto 2012 ⁽¹⁾

	Patrimonio Neto atribuido a la Sociedad Dominante							Total Patrimonio Neto
	Fondos Propios					Ajustes por Cambios de Valor	Intereses Minoritarios	
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias	Resultado del Ejercicio	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto			
Saldo Inicial a 1 de Enero de 2012	1.271	15.248	-	2.212	-	560	5.388	24.679
Ajuste por Cambio de Criterio Contable	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por Errores	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Ajustado	1.271	15.248	-	2.212	-	560	5.388	24.679
Resultado Global Total	-	(102)	-	2.034	-	69	836	2.837
Operaciones con Socios o Propietarios	-	(639)	-	-	-	-	(508)	(1.147)
Aumentos/(Reducciones) de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de Dividendos	-	(642)	-	-	-	-	(499)	(1.141)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos/(Reducciones) por Combinaciones de Negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	-	3	-	-	-	-	(9)	(6)
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	-	2.212	-	(2.212)	-	-	-	-
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre Partidas de Patrim Neto	-	2.212	-	(2.212)	-	-	-	-
Otras Variaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Final a 31 de Diciembre de 2012	1.271	16.719	-	2.034	-	629	5.716	26.369

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto 2013 ⁽¹⁾

	Patrimonio Neto atribuido a la Sociedad Dominante							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 Cambios de Valor	Intereses Minoritarios	
Saldo Inicial a 1 de Enero de 2013	1.271	16.719	-	2.034	-	629	5.716	26.369
Ajuste por Cambio de Criterio Contable	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por Errores	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Ajustado	1.271	16.719	-	2.034	-	629	5.716	26.369
Resultado Global Total	-	(38)	-	1.879	-	(923)	(41)	877
Operaciones con Socios o Propietarios	-	(1.050)	-	-	-	-	573	(477)
Aumentos/(Reducciones) de Capital	-	0	-	-	-	-	-	-
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	-	0	-	-	-	-	-	-
Distribución de Dividendos	-	(1.588)	-	-	-	-	(630)	(2.218)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos/(Reducciones) por Combinaciones de Negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	-	538	-	-	-	-	1.203	1.741
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	-	2.034	-	(2.034)	-	-	-	-
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre Partidas de Patrimonio Neto	-	2.034	-	(2.034)	-	-	-	-
Otras Variaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Final a 31 de Diciembre de 2013	1.271	17.665	-	1.879	-	(294)	6.248	26.769

⁽¹⁾ *La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.*

20.1.5 Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013

Millones de Euros

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados ⁽¹⁾	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
Resultado Bruto Antes de Impuestos e Intereses Minoritarios	4.180	3.824	4.018
Ajustes del Resultado:	2.627	3.116	2.892
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	2.612	2.587	2.418
Otros Ajustes del Resultado (Neto)	15	529	474
Cambios en el Capital Corriente	704	232	(511)
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:	(1.673)	(1.925)	(1.848)
Cobro de Intereses	644	494	385
Cobro de Dividendos	4	13	18
Pagos de Intereses	(960)	(917)	(724)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades	(805)	(930)	(846)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación	(556)	(585)	(681)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	5.838	5.247	4.551
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	(2.814)	(2.247)	(2.399)
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	281	45	50
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo	(102)	(2)	0
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo	72	276	214
Adquisiciones de otras Inversiones	(2.225)	(2.462)	(5.094)
Enajenaciones de otras Inversiones	4.879	2.234	5.435
Flujos de Efectivo por Variación de Perímetro	(7)	(1)	0
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos	212	195	170
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	296	(1.962)	(1.624)
Flujos de Efectivo por Instrumentos de Patrimonio	-	-	1.747
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	1.254	2.797	1.086
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	(2.658)	(835)	(1.219)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente	(2.024)	(4.861)	(1.348)
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	(1.076)	(642)	-
Pagos a Intereses Minoritarios	(617)	(589)	(539)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(5.121)	(4.130)	(273)
FLUJOS NETOS TOTALES	1.013	(845)	2.654
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y Otros Medios Líquidos	(68)	43	(305)
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS	945	(802)	2.349
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS INICIALES	1.843	2.788	1.986
Efectivo en Caja y Bancos	528	1.053	1.025
Otros Equivalentes de Efectivo	1.315	1.735	961
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS FINALES	2.788	1.986	4.335
Efectivo en Caja y Bancos	1.053	1.025	1.062
Otros Equivalentes de Efectivo	1.735	961	3.273

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

20.1.6 Estados de Situación Financiera del Segmento en España y Portugal a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013

	Millones de Euros		
	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE	25.848	25.647	26.401
Inmovilizado Material	21.978	22.457	21.520
Inversiones Inmobiliarias	17	14	15
Activo Intangible	829	863	669
Fondo de Comercio	14	-	-
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	881	880	881
Activos Financieros no Corrientes	884	269	2.191
Activos por Impuesto Diferido	1.245	1.164	1.125
ACTIVO CORRIENTE	11.629	10.416	8.069
Existencias	1.136	1.171	1.008
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	3.678	3.652	3.168
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	3.477	3.430	2.926
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	201	222	242
Activos Financieros Corrientes	5.519	4.931	1.853
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	907	574	2.036
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	389	88	4
TOTAL ACTIVO	37.477	36.063	34.470
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	14.431	15.635	15.669
De la Sociedad Dominante	14.416	15.642	15.669
De los Intereses Minoritarios	15	(7)	-
PASIVO NO CORRIENTE	16.699	14.784	12.569
Ingresos Diferidos	4.121	4.440	4.557
Provisiones no Corrientes	3.424	3.659	3.008
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	631	726	803
Otras Provisiones no Corrientes	2.793	2.933	2.205
Deuda Financiera no Corriente	7.629	5.194	3.505
Otros Pasivos no Corrientes	481	442	501
Pasivos por Impuesto Diferido	1.044	1.049	998
PASIVO CORRIENTE	6.347	5.644	6.232
Deuda Financiera Corriente	172	3	14
Provisiones Corrientes	783	787	594
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	783	787	594
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	5.309	4.854	5.624
Proveedores y otros Acreedores	5.025	4.527	5.215
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	284	327	409
Pasivos asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	83	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	37.477	36.063	34.470

20.1.7 Estados del Resultado del Segmento en España y Portugal correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
INGRESOS	22.650	23.146	21.512
Ventas	21.234	22.028	20.494
Otros Ingresos de Explotación	1.416	1.118	1.018
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(16.192)	(16.933)	(15.951)
Compras de Energía	(6.321)	(5.848)	(5.274)
Consumo de Combustibles	(2.647)	(3.052)	(2.817)
Gastos de Transporte	(5.659)	(6.530)	(6.106)
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	(1.565)	(1.503)	(1.754)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	6.458	6.213	5.561
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	129	111	102
Gastos de Personal	(1.050)	(1.078)	(1.043)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.513)	(1.450)	(1.343)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	4.024	3.796	3.277
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1.780)	(1.798)	(1.626)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT)	2.244	1.998	1.651
RESULTADO FINANCIERO	(295)	(261)	(100)
Ingreso Financiero	297	250	143
Gasto Financiero	(584)	(506)	(271)
Diferencias de Cambio Netas	(8)	(5)	28
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	17	43	15
Resultado de otras Inversiones	4	1	11
Resultado en Ventas de Activos	93	(38)	(4)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	2.063	1.743	1.573
Impuestos sobre Sociedades	(470)	(348)	(397)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	1.593	1.395	1.176
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	-	-	-
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.593	1.395	1.176
Sociedad Dominante	1.593	1.410	1.176
Intereses Minoritarios	-	(15)	-

(A) Explicación sobre las partidas del Estado de Situación Financiera de España y Portugal

Inmovilizado material

Los movimientos del inmovilizado material en los ejercicios 2012 y 2013 son consecuencia del efecto neto de las inversiones realizadas durante el ejercicio (1.262 millones de euros en 2012 y 779 millones de euros en 2013) y las dotaciones a amortización y provisiones por deterioro que han ascendido a 1.470 millones de euros en 2012 y a 1.318 millones de euros en 2013.

Las inversiones de generación de los ejercicios 2012 y 2013 se corresponden en su mayor parte con inversiones realizadas sobre centrales que ya estaban en funcionamiento. Por lo que respecta a 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.

A 31 de diciembre de 2013, el inmovilizado material recoge 539 millones de euros correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (565 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 582 millones de euros a 31 de diciembre de 2011) y que corresponden fundamentalmente a un contrato de “tolling” durante 25 años, del que restan 22 años, con Elecgas, S.A. (sociedad participada en un 50% por la propia ENDESA Generación, S.A.U. y consolidada por integración proporcional) 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%.

Como resultado de los test de deterioro realizado se revirtieron provisiones en el ejercicio 2013 por importe de 20 millones de euros (mientras que en 2012 se dotaron 80 millones de euros). En 2012, las principales provisiones por este concepto fueron las correspondientes a la Central Nuclear Santa María de Garoña por importe de 60 millones de euros como consecuencia de la decisión tomada por el Consejo de Administración de Nuclenor, S.A. el 28 de diciembre de 2012 de cesar la actividad de dicha central ante el incremento de costes que supone la entrada en vigor de los impuestos recogidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y a los activos de la actividad de minería en España por importe de 66 millones de euros debido al aumento en los costes futuros sobre los previstos anteriormente por las reducciones de las ayudas del Gobierno para los planes de reestructuración de la minería.

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, está cubierta la pérdida de beneficios en los negocios regulados que podría ocurrir como consecuencia de una paralización de las instalaciones.

Activo intangible

El movimiento del Activo Intangible recoge principalmente la incorporación de derechos de emisión de CO₂ *Certified Emission Reductions (CERs)* y *Emission Reductions Unit (ERUs)*, realizadas durante los ejercicios 2012 y 2013 y la baja por la entrega de dichos derechos para redimir las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

A 31 de diciembre de 2013, el importe registrado por derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), *Certified Emission Reductions (CERs)* y *Emission Reductions Unit (ERUs)* ascendía a 201 millones de euros (397 millones de euros y 369 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2012 dicho importe incluía 157 millones de euros (217 millones de euros a 31 de diciembre de 2011) correspondientes a los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) asignados de forma gratuita dentro de los Planes Nacionales de Asignación (PNAs). Estos derechos fueron entregados en su totalidad durante el ejercicio 2013 para redimir emisiones de CO₂ realizadas durante 2012, por lo que el Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2013 no incluye derechos de emisión de CO₂ asignados de forma gratuita.

La Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, fue modificada por la Ley 13/2010, de 5 de julio, al efecto de transponer al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, con el fin de revisar en profundidad el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) y regularlo para periodos posteriores al 31 de diciembre de 2012. Con la nueva Ley 13/2010, de 5 de julio, a partir del año 2013 han desaparecido los Planes Nacionales de Asignación (PNAs) adoptándose un enfoque comunitario tanto en la determinación del volumen total de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), como en la metodología para asignar dichos derechos. En el caso concreto del sector eléctrico, la asignación de derechos de emisión ya no será gratuita sino que se realizará mediante la modalidad de subasta, que se llevará a cabo de acuerdo a lo establecido en la normativa comunitaria.

El resto de activos incluidos en este epígrafe corresponden fundamentalmente a programas informáticos, que se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y se amortizan en su vida útil, que, en la mayor parte de los casos, se estima en cinco años.

Inversiones contabilizadas por el método de participación

Este epígrafe recoge las principales sociedades participadas por ENDESA contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013.

A 31 de diciembre de 2013, el importe más significativo corresponde a la participación del 40% en Enel Green Power España, S.L. por importe de 825 millones de euros (793 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 782 millones de euros a 31 de diciembre de 2011).

En 2013, se ha producido la venta de la participación del 20% mantenida por ENDESA Gas, S.A.U. sobre el capital social de ENDESA Gas T&D, S.L. a Augusta Global

Coöperative U.A y Zaragoza International Coöperative U.A., fondos de infraestructuras gestionados por Goldman Sachs. La venta de esta participación ha llevado consigo la cesión al comprador de los préstamos participativos que la Sociedad tenía concedidos frente a ENDESA Gas T&D, S.L. por importe total de 90 millones de euros (72 millones de euros de principal y 18 millones de euros de intereses devengados y no cobrados). El precio de venta de esta transacción ha ascendido a 130 millones de euros y ha generado una plusvalía bruta de 12 millones de euros.

Activos financieros no corrientes

La principal partida incluida en este epígrafe a 31 de diciembre de 2013 corresponde a la financiación realizada hasta dicha fecha en relación con el déficit del ejercicio 2013 (correspondiendo a ENDESA un 44,16%), conforme a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico que reconoce la existencia de un déficit de tarifa para dicho ejercicio por un importe máximo de 3.600 millones de euros (sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse), y que generará el derecho a su recuperación en los próximos 15 años, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado, y que podrá ser objeto de cesión conforme al procedimiento que se establezca reglamentariamente. Este epígrafe recoge el saldo de dicha financiación que será recuperada a largo plazo por importe de 1.498 millones de euros.

Igualmente, este epígrafe 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 ya que han sido depositados en las Administraciones Públicas competentes de acuerdo con la normativa vigente en España. A 31 de diciembre de 2013 dicho importe asciende a 417 millones de euros (413 millones de euros y 412 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente).

Existencias

A 31 de diciembre de 2013 este epígrafe incluye principalmente materias energéticas por importe de 888 millones de euros (1.063 millones de euros y 915 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente).

ENDESA tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos las existencias, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidas.

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

A 31 de diciembre de 2013 este epígrafe con importe 3.168 millones de euros incluye fundamentalmente clientes por ventas y prestaciones de servicios (3.652 millones de euros y 3.678 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente). El período medio para el cobro a clientes es de 28 días en 2013 en el Negocio en España y Portugal (27 días en 2012 y 26 días en 2011).

Durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013 se han realizado operaciones de “factoring” cuyos importes no vencidos a 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013 ascienden a 374, 603 y 609 millones de euros, respectivamente.



No existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de ENDESA.

Activos financieros corrientes

A 31 de diciembre de 2013, y conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, este epígrafe recoge el saldo del déficit generado en el ejercicio 2013 que será recuperado a corto plazo por importe de 487 millones de euros (2.958 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 3.281 millones de euros a 31 de diciembre de 2011).

En los ejercicios 2011, 2012 y 2013 se han realizado cesiones de derechos de crédito de déficit de tarifa de ENDESA al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) por un importe de 5.115, 2.674 y 3.541 millones de euros, respectivamente.

Igualmente, este epígrafe recoge el derecho de cobro que tiene ENDESA por las compensaciones a la generación extrapeninsular por importe de 2.099 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, 1.881 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 1.161 millones de euros a 31 de diciembre de 2013.

Finalmente, a 31 de diciembre de 2013, como consecuencia del Auto del Tribunal Supremo de fecha 13 de noviembre de 2013 que hace extensible a ENDESA y al resto de empresas generadoras en régimen ordinario la Sentencia dictada por dicho Tribunal con fecha 7 de febrero de 2012 declarando la nulidad de la asunción del coste del Bono Social por las sociedades generadoras de electricidad, este epígrafe incluye también el derecho de cobro por importe de 102 millones de euros derivado de los costes incurridos de manera indebida en relación con el Bono Social relativos al período 2009-2011, así como los intereses explícitos devengados en base a la demora producida en el pago por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por importe de 11 millones de euros, importe que ha sido recuperado en el ejercicio 2014.

Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Este epígrafe incluye 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 de su valor.

A 31 de diciembre de 2013, recogía 1.000 millones de euros colocados en ENEL Energy Europe, S.L.U. que fueron cancelados con fecha 2 de enero de 2014 con motivo del abono de los Dividendos por parte de ENDESA.

Provisiones no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2013 este epígrafe recoge provisiones no corrientes por importe de 3.008 millones de euros (3.659 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 3.424 millones de euros a 31 de diciembre de 2011) que corresponden a obligaciones de las que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización cuyo importe y momento de cancelación son inciertos. De dicho importe, 802 millones de euros corresponden a provisiones para pensiones y obligaciones similares (725 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 632 millones de euros a 31 de diciembre de 2011), 578 millones de euros a provisiones para planes de reestructuración de plantilla (849 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 1.035 millones de euros a 31 de diciembre de 2011), y 1.628 millones de euros (2.085 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 1.757 millones de euros a 31 de diciembre de 2011) a otras

provisiones por litigios, indemnizaciones y similares pendientes de resolución, así como por el importe estimado para hacer frente a costes de cierre de instalaciones.

El epígrafe provisiones corrientes incluye la provisión por derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) a entregar para cubrir dichas emisiones por importe de 239 millones de euros, 223 millones de euros y 137 millones de euros a 31 de diciembre 2011, 2012 y 2013, respectivamente, y correspondiente a 35,7, 38,4 y 29,8 millones de toneladas.

Deuda financiera no corriente y corriente

Véase apartado 10 de este Documento de Registro.

Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes

A 31 de diciembre de 2013 este epígrafe con importe de 5.624 millones de euros incluye principalmente proveedores y otros acreedores (4.854 millones de euros y 5.309 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente). El período medio para el pago a proveedores es de 33 días en 2013 en el negocio en España y Portugal.

No existe ningún proveedor que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de ENDESA.

A 31 de diciembre de 2013 este epígrafe incluye también dividendos a pagar por importe de 1.588 millones de euros que corresponde al dividendo a cuenta del ejercicio 2013 aprobado por el Consejo de Administración de ENDESA de fecha 17 de diciembre de 2013.

(B) Explicación sobre las partidas del Estado del Resultado

Ingresos por ventas

Los ingresos de ENDESA proceden, principalmente, de la venta de energía, de ingresos regulados procedentes de la distribución de electricidad, de la actividad de suministro de gas y de otras ventas y prestaciones de servicios, tal y como se describen a continuación:

Comercialización de Electricidad

La venta de energía incluye distintos tipos de comercialización de electricidad:

- ventas al mercado liberalizado en España, que consisten en la venta a consumidores finales de acuerdo con términos y condiciones acordados entre las partes;
- ventas “PVPC” en España (Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor, conocido como Tarifa de Último Recurso hasta finales del 2013), que consisten en la venta a consumidores al precio determinado por el regulador;
- ventas de electricidad al mercado mayorista, que consisten en ventas en el mercado intradiario, mercado secundario, servicios auxiliares y mercados de futuros (*forward*);
- ventas a clientes en mercados liberalizados fuera de España, que principalmente consisten en ventas a consumidores finales en Portugal y, en menor medida, ventas a clientes industriales en otros países;

- compensación de la generación en los territorios no peninsulares de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, que corresponde a los ingresos adicionales sobre el precio de mercado peninsular percibidos por la generación eléctrica en estos territorios, de conformidad con la retribución fija y variable reconocida por la normativa;
- *trading* de electricidad, que consiste en ingresos procedentes de ventas en los mercados de futuros (*forward*) para actividades de este tipo; y
- otras ventas, incluyendo, hasta el 1 de enero de 2014, las ventas efectuadas desde el negocio de generación portugués de ENDESA y a través de Energie Electrique de Tahaddart, S.A. fruto de la re-expresión por la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*).

Ingresos regulados procedentes de la distribución de electricidad

Los ingresos regulados procedentes de la distribución de electricidad surgen como consecuencia de ingresos reconocidos por el regulador para cubrir los costes de la amortización, explotación y mantenimiento y otros costes de las instalaciones de distribución de energía.

Comercialización de gas

Los ingresos procedentes de la actividad de comercialización de gas se generan como consecuencia de las ventas a clientes liberalizados (industriales y residenciales), en España y Portugal, así como a los consumidores en España acogidos a las tarifas reguladas establecidas por el regulador.

Otras ventas y prestaciones de servicios

Además, ENDESA ofrece otro tipo de ventas y servicios, de los cuales obtiene ingresos, principalmente procedentes de operaciones de intermediación, alquiler de equipos de medida de electricidad y otros servicios de valor añadido para el cliente.

Otros ingresos de explotación

Dentro de la partida “Otros ingresos de explotación” se incluyen ingresos procedentes de variaciones en la valoración de derivados de electricidad y derivados sobre existencias de combustible, ingresos derivados de mejoras en infraestructuras, ingresos obtenidos en relación con los derechos de emisión de CO₂ que fueron asignados gratuitamente a ENDESA antes de 2013 en el marco del PNA, prestaciones de servicios en instalaciones, imputación de subvenciones a resultados y otros ingresos.

Aprovisionamientos y servicios

Los componentes de la partida “Otros Aprovisionamientos variables y servicios” incluyen la compra de energía, el coste del consumo de combustibles, gastos de transporte y otros aprovisionamientos variables y servicios, que recogen, a su vez, cánones e impuestos medioambientales, tasas de venta, tasas de ocupación en vía pública y alumbrado, tratamiento de residuos radioactivos, derechos de emisión de CO₂ y otros costes variables.

Amortizaciones y pérdidas por deterioro

Esta partida incluye fundamentalmente la dotación por amortización del inmovilizado material y del activo intangible, así como las provisiones dotadas por deterioro del valor de los activos.

(C) Comparación de los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2013 y el 31 de diciembre de 2012

Ingresos por ventas

La producción eléctrica de ENDESA en España y Portugal fue de 70.542 GWh en el ejercicio 2013, lo que supuso una reducción del 9,9% con respecto al ejercicio 2012, en que la electricidad generada alcanzó 78.316 GWh. Las ventas de electricidad alcanzaron 96.122 GWh, un 6,5% menos que en 2012, que se situaron en 102.766 GWh. Generalmente, ENDESA vende significativamente más electricidad de la que genera, y, para dichas ventas, adquiere electricidad en el mercado libre.

En 2013, ENDESA obtuvo ingresos por ventas de 20.494 millones de euros procedentes del negocio en España y Portugal, lo que supuso una reducción del 7,0% en comparación con los obtenidos en 2012, que alcanzaron 22.028 millones de euros. Esta reducción se debió a una contracción del 10,4% en las ventas de electricidad en España y Portugal por las razones que se detallarán más adelante.

El desglose de las ventas correspondientes al negocio en España y Portugal se muestra a continuación:

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	Diferencia	% variación
Ventas de electricidad	15.244	17.019	(1.775)	(10,4)
Ventas al mercado liberalizado:	7.761	7.881	(120)	(1,5)
Ventas comercializadora Último Recurso (TUR)	3.993	4.841	(848)	(17,5)
Ventas mercado mayorista	965	1.283	(318)	(24,8)
Comercialización a clientes en el mercado liberalizado fuera de España	895	822	73	8,9
Compensaciones no peninsulares	1.537	1.954	(417)	(21,3)
Trading de electricidad	13	76	(63)	(82,9)
Resto de ventas	80	162	(82)	(50,6)
Ingresos regulados de distribución de electricidad	2.001	2.025	(24)	(1,2)
Comercialización de gas	2.042	1.929	113	5,9
Otras ventas y prestación de servicios	1.207	1.055	152	14,4
Total	20.494	22.028	(1.534)	(7,0)

Ventas de electricidad

Las ventas de electricidad en el negocio de España y Portugal se redujeron un 10,4% hasta los 15.244 millones de euros en 2013, frente a la suma de 17.019 millones de euros que se alcanzó en 2012, debido principalmente a una reducción en la producción de electricidad, que fue, en España y Portugal, de 70.542 GWh en el ejercicio 2013, un 9,9% inferior respecto a los 78.316 GWh producidos en 2012. De esta cifra, 68.514

GWh corresponden a España (-9,9%), 1.176 GWh a Portugal (-13,5%) y 852 GWh a Tahaddart en Marruecos (-8,4%).

La producción eléctrica peninsular en el ejercicio 2013 fue de 56.179 GWh, un 10,3% inferior a los 62.631 GWh generados en 2012. Esta reducción de la producción se debió principalmente al fuerte descenso de la producción en las centrales de carbón (-26,7%) y en los ciclos combinados (-62,2%); así como a una reducción de la producción nuclear del 3,7%, como consecuencia del cese de explotación de la Central Nuclear de Santa María de Garoña.

La reducción en la producción eléctrica peninsular, tanto de las centrales de carbón como de las plantas de ciclo combinado, fue debida parcialmente a los anormales niveles de precipitaciones durante el año, que, al mismo tiempo, permitieron a ENDESA incrementar la producción hidroeléctrica en España (+77,8%). La demanda de electricidad en el territorio peninsular también se redujo un 2,2% en 2013, lo que afectó también de forma negativa a la producción. Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 63,2% del mix de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario, frente al 51,6% en el ejercicio 2012.

La producción de ENDESA en los territorios no peninsulares fue de 12.335 GWh en el año 2013, un 7,9% inferior a los 13.395 GWh generados en 2012. Este declive fue debido principalmente al efecto del funcionamiento durante el año 2013 de la interconexión entre las Islas Baleares y la Península Ibérica mediante un cable submarino, puesta en explotación a mediados de 2012, y que permite el suministro en las Islas Baleares de electricidad producida en el territorio peninsular. Esta interconexión ha reducido la demanda de electricidad producida por ENDESA en las Islas Baleares. Además, el descenso gradual en la producción eléctrica en los territorios no peninsulares se debió al descenso generalizado de la demanda de electricidad en el ejercicio 2013.

Ventas al mercado liberalizado

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado al término del ejercicio 2013 fue de 3.802.064 (un 33,9% superior al ejercicio 2012, que fue de 2.839.310 clientes), de los cuales 3.635.862 clientes (un 33,9% superior al ejercicio 2012, que fue de 2.716.302 clientes) corresponden al mercado peninsular español, y 166.202 clientes se encontraban en mercados liberalizados fuera de España (véase el apartado siguiente “*Comercialización a clientes en el mercado liberalizado fuera de España*”).

Las ventas de ENDESA a clientes en el mercado liberalizado en España ascendieron a 65.202 GWh en el ejercicio 2013, lo que supuso una disminución del 5,1% frente a los 68.685 GWh vendidos en 2012. Esta reducción se debió principalmente a un descenso en la demanda de electricidad y a un aumento de la competencia, que compensó el incremento en el número de clientes.

En términos económicos, las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 7.761 millones de euros, un 1,5% inferiores a los 7.881 millones de euros vendidos en 2012.

Ventas Comercializadora de Último Recurso

Durante el ejercicio 2013, ENDESA vendió 21.913 GWh a través del sistema de Tarifa de Último Recurso (sistema que, desde 2014, se denomina PVPC), lo que supuso un 14,5% menos que durante el ejercicio 2012, en que estas ventas representaron 25.644

GWh, debido, principalmente, a un descenso en el número de clientes acogidos a la TUR, así como a la contracción de la demanda. Estas ventas supusieron un ingreso de 3.993 millones de euros en el ejercicio 2013, un 17,5% menor que en el ejercicio 2012 (4.841 millones de euros) debido, fundamentalmente, al descenso en el número de clientes y, en menor medida, a los menores precios.

Ventas al mercado mayorista

Durante el ejercicio 2013, ENDESA vendió 20.885 GWh a través del mercado mayorista, un 16,4% menos que en el ejercicio 2012 (24.994 GWh). Estas ventas han supuesto un ingreso de 965 millones de euros en 2013, un 24,8% inferior al obtenido en 2012, que alcanzó 1.283 millones de euros. Esta disminución es debida, principalmente, al desmantelamiento de la Central Nuclear de Santa María de Garoña y a la reducción de los precios de venta. En 2013 el precio medio ponderado, incluyendo servicios adicionales, fue de 49,3 €/MWh, un 7,9% menor al de 2012.

Comercialización a clientes en el mercado liberalizado fuera de España

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado fuera de España al término del ejercicio 2013 fue de 166.202 clientes (un 35,1% superior al ejercicio 2012, que fue de 123.008 clientes), y proceden principalmente de Portugal, y, en menor medida, de Alemania, Francia y Holanda.

Las ventas a estos clientes ascendieron a 9.007 GWh en el ejercicio 2013, lo que supuso un aumento del 6,8% respecto a los 8.437 GWh registrados en 2012.

Las ventas en el mercado liberalizado fuera de España aumentaron un 8,9% durante el año 2013, pasando de 822 millones de euros en 2012 a 895 millones de euros en 2013, debido al aumento del 6,8% en el volumen de electricidad vendido.

Compensaciones no peninsulares

Durante el ejercicio 2013, la producción en los territorios no peninsulares ascendió a 12.335 GWh, un 7,9% menos que en 2012 (13.395 GWh), por la contracción de la demanda eléctrica y por el efecto de la operación durante un año completo de la interconexión eléctrica submarina que conecta las Islas Baleares y la Península Ibérica, puesta en explotación a mediados de 2012.

Los ingresos por las compensaciones en territorios no peninsulares ascendieron a 1.537 millones de euros en 2013, un 21,3% menos que en 2012 (1.954 millones de euros), debido, principalmente, al impacto de las medidas regulatorias introducidas por la Ley 15/2012 y por el Real Decreto-ley 20/2012.

Distribución de electricidad

ENDESA distribuyó 112.031 GWh en el mercado español durante el ejercicio 2013, un 2,9% menos que en 2012 (115.390 GWh). Los ingresos regulados de la actividad de distribución durante 2013 ascendieron a 2.001 millones de euros, lo que supuso una reducción del 1,2% respecto de los 2.025 millones de euros registrados en 2012. Esta variación se debió a que, si bien durante el primer semestre de 2013, los ingresos registrados por la actividad de distribución aumentaron un 6,6% respecto de los del mismo periodo de 2012, los ingresos correspondientes al segundo semestre de 2013 decrecieron un 14,2% debido a la reducción de la retribución de la actividad de distribución establecida mediante el RDL 9/2013 con efectos desde el 14 de julio de

2013, todo lo cual ha supuesto que los ingresos procedentes de la actividad de distribución para el ejercicio 2013 se hayan reducido, en su conjunto, un 1,2%. Además, hay que añadir que la base de comparación de los ingresos registrados en el ejercicio 2012 también incorporaba una reducción de la retribución del 9,6% conforme al Real Decreto-ley 13/2012.

Comercialización de gas

ENDESA vendió 57.334 GWh de gas natural a clientes en el mercado liberalizado de gas en el ejercicio 2013, lo que representó un aumento del 1,6% respecto del total de ventas de gas registrado durante el ejercicio 2012, que se situó en 56.432 GWh.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado aumentaron un 5,9%, alcanzando 2.042 millones de euros en 2013, frente a 1.929 millones de euros registrados en 2012, debido al aumento tanto en precios como en demanda.

Otros ingresos de explotación

Los “Otros Ingresos de Explotación” del ejercicio 2013 alcanzaron los 1.018 millones de euros, lo que supone un descenso del 8,9%.

La disminución de “Otros ingresos de explotación” en 2013 se ha debido principalmente al hecho de que esta partida incluía en 2012 157 millones de euros correspondientes a la imputación como ingreso de la parte de los derechos de emisión de CO₂ asignados a ENDESA en el marco del PNA por las emisiones realizadas a lo largo del ejercicio 2012. Con la Ley 13/2010, de 5 de julio, a partir del ejercicio 2013 desaparecieron los PNA, no recogándose, en consecuencia, ningún importe por este concepto en el ejercicio 2013.

Costes de explotación

Los costes de explotación disminuyeron en 1.296 millones de euros, un 6,1% menos que en el ejercicio 2012, pasando de 21.259 millones de euros en 2012 a 19.963 millones de euros en 2013, debido, principalmente, a un descenso en los gastos de aprovisionamientos y servicios. El detalle de estos gastos de explotación para España y Portugal en los ejercicios 2013 y 2012, es el siguiente:

	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	Diferencia	% variación
Aprovisionamiento y servicios	15.951	16.933	(982)	(5,8)
Compras de energías	5.274	5.848	(574)	(9,8)
Consumo de combustibles	2.817	3.052	(235)	(7,7)
Gastos de transporte y energía	6.106	6.530	(424)	(6,5)
Otros aprovisionamientos y servicios	1.754	1.503	251	16,7
Personal	1.043	1.078	(35)	(3,2)
Otros gastos de explotación	1.343	1.450	(107)	(7,4)
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	1.626	1.798	(172)	(9,6)
TOTAL	19.963	21.259	(1.296)	(6,1)

Aprovisionamiento y servicios

Los costes por aprovisionamientos y servicios del ejercicio 2013 ascendieron a 15.951 millones de euros, lo que representó una reducción del 5,8% respecto del ejercicio anterior, que alcanzaron los 16.933 millones de euros.

Este epígrafe incluye 664 millones de euros correspondientes al impacto negativo de algunas de las medidas aprobadas por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, cuya entrada en vigor ha tenido lugar en el ejercicio 2013 (Véase el apartado “*Marco legal en España*”).

A pesar del impacto negativo de la Ley 15/2012 mencionada en el párrafo anterior, los costes por aprovisionamientos y servicios disminuyeron como consecuencia, fundamentalmente, de los siguientes hechos:

- La reducción en un 9,8% de las compras de energía, que se situaron en 5.274 millones de euros en 2013 (5.848 millones de euros en 2012, debido al menor precio medio de compra. El precio medio de compra en el mercado mayorista de electricidad en 2013 se situó en 44,4€/ MWh, un 9,8% inferior al del ejercicio 2012, debido a las abundantes precipitaciones registradas durante ese año.
- La reducción en un 7,7% en el consumo de combustible, que se situó en 2.817 millones de euros en 2013 (3.052 millones de euros en 2012), debido a la menor producción de energía termoeléctrica del periodo como consecuencia de un mejor *mix* de generación energética por las abundantes precipitaciones. Todo ello generó un aumento significativo en la producción hidroeléctrica y una menor generación termoeléctrica convencional, reduciendo, además, los costes del combustible.
- La reducción de los costes de transporte de energía, que descendieron un 6,5% desde 6.530 millones de euros en 2012 hasta 6.106 millones de euros en 2013, debido a (i) la reducción en las ventas como consecuencia de la contracción en la demanda y (ii) la variación en los peajes de acceso establecidos por el regulador para cubrir los costes regulados.
- La partida “Otros aprovisionamientos y servicios” aumentó en el ejercicio 2013 un 16,7%, hasta alcanzar 1.754 millones de euros (1.503 millones de euros en 2012). Este aumento se debió al impacto de las nuevas tasas introducidas por la

Ley 15/2012 mencionada anteriormente. Esta variación fue parcialmente compensada por la reducción del coste de los derechos de emisión de CO₂ (137 millones de euros), como consecuencia del menor uso de tecnologías de generación eléctrica emisoras de CO₂, así como el precio de mercado de estos derechos de emisión. Esta reducción del coste se compensa con los 157 millones de euros de reducción del ingreso registrado por la imputación en 2012 de los derechos de emisión de CO₂ recibidos gratuitamente conforme al PNA.

- Por último, durante el ejercicio 2013, se ha registrado en este epígrafe un menor gasto por la retrocesión de un coste de 102 millones de euros, registrado entre los ejercicios 2009-2011, derivado del bono social, de acuerdo con el Auto del Tribunal Supremo (TS) de fecha 7 de febrero de 2012, que hace extensible a ENDESA y al resto de empresas generadoras en régimen ordinario la Sentencia dictada por dicho Tribunal declarando la nulidad de la asunción del coste derivado del bono social por las sociedades generadoras de electricidad.

Gastos de personal

Los “Gastos de personal” ascendieron a 1.043 millones de euros, lo que supuso una disminución del 3,2% en relación con el año 2012 (1.078 millones de euros). Esta reducción se debió principalmente a una reducción del 3,7% en el número medio de empleados en el negocio de España y Portugal, y un menor coste de 34 millones de euros por la actualización de las provisiones por expedientes de regulación de empleo, que fueron parcialmente compensados por un incremento en gastos de personal de carácter no recurrente por importe de 57 millones de euros correspondientes a indemnizaciones.

Otros gastos de explotación

La partida “Otros gastos de explotación” se ha reducido en 2013 en un 7,4%, pasando de 1.450 millones de euros en 2012 a 1.343 millones de euros en 2013, debido principalmente a los esfuerzos llevados a cabo para alcanzar mejoras operativas que permitan compensar algunos de los efectos adversos de las nuevas medidas regulatorias.

Resultado bruto de explotación (EBITDA)

Como consecuencia de lo anterior, el resultado bruto de explotación (EBITDA) ascendió a 3.277 millones de euros en 2013, lo que representó una reducción de 13,7% con respecto al ejercicio anterior (3.796 millones de euros).

Amortizaciones y pérdidas por deterioro

El epígrafe de “Amortizaciones y pérdidas por deterioro” se redujo un 9,6%, alcanzando 1.626 millones de euros durante el ejercicio 2013 (1.798 millones de euros en 2012). Las pérdidas por deterioro netas representaron 193 millones de euros y 366 millones de euros, en 2013 y 2012, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2013, este epígrafe incluía la dotación de pérdidas por deterioro por importe de 89 millones de euros correspondientes a derechos de emisión de CO₂ debido a los menores precios de mercado.

En el ejercicio 2012, este epígrafe incluía la dotación de 214 millones de euros por la pérdida de valor de los derechos de emisión de CO₂, los saneamientos realizados sobre los activos correspondientes a la Central Nuclear Santa María de Garoña y Empresa

Carbonífera del Sur, S.A., por importe de 60 y 66 millones de euros, respectivamente, así como la dotación por deterioro de los activos de Irlanda por importe de 67 millones de euros.

Resultado de explotación (EBIT)

Como consecuencia de lo anterior, el resultado de explotación (EBIT) se situó en 1.651 millones de euros en 2013, lo que supuso una reducción del 17,4% con respecto al resultado obtenido en 2012, que fue de 1.998 millones de euros.

La tabla que se expone a continuación resume los ingresos de ENDESA, el resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) en el negocio de España y Portugal y la variación anual para el periodo expuesto:

	Millones de Euros					
	Ingresos		EBITDA		EBIT	
	2013	% variación 2012	2013	% variación 2012	2013	% variación 2012
España y Portugal	21.512	(7,1)	3.277	(13,7)	1.651	(17,4)

Resultado financiero neto

Los ingresos financieros se contrajeron en 2013 un 42,8%, situándose en 143 millones de euros, desde 250 millones de euros en 2012, principalmente debido a la reducción en los intereses derivados de las partidas de cuentas por cobrar para 2013.

Los gastos financieros se redujeron en 2013 un 46,4%, situándose en 271 millones de euros, en comparación con 506 millones de euros en 2012, principalmente debido a la reducción de costes de financiación y de deuda a lo largo del periodo.

En 2013, la evolución de los tipos de interés a largo plazo ha supuesto una actualización en las provisiones para hacer frente a las obligaciones derivadas de los expedientes de regulación de empleo en vigor por importe de 11 millones de euros, positivos (76 millones de euros, negativos, en 2012).

Como consecuencia de ello, el resultado financiero neto correspondiente al ejercicio 2013 fue de 100 millones de euros, 161 millones de euros inferior a 2012, debido a lo anterior y a la reducción en 33 millones de euros en las diferencias de cambio netas, que pasaron de un gasto de 5 millones de euros en el ejercicio 2012 a un ingreso de 28 millones de euros en el ejercicio 2013.

Resultado antes de impuestos

Como consecuencia de lo expuesto en los apartados anteriores, el resultado antes de impuestos de ENDESA en España y Portugal se contrajo en un 9,8%, situándose en 1.573 millones en 2013, en comparación con 1.743 millones de euros del ejercicio 2012.

Impuesto sobre sociedades

El impuesto de sociedades en España y Portugal aumentó un 14,1% en 2013, situándose en 397 millones de euros, en relación con 2012, que se situó en 348 millones de euros. La tasa impositiva efectiva en España y Portugal aumentó hasta situarse en un 25,2% en 2013, en comparación con la tasa efectiva del 20% en el ejercicio 2012, debido principalmente a la dotación de provisiones no deducibles fiscalmente y a una disminución de los incentivos fiscales en Canarias.

Resultado del ejercicio

Como resultado de lo anteriormente expuesto, el resultado del ejercicio correspondiente al negocio de España y Portugal en 2013 atribuible a la sociedad dominante se contrajo en un 16,6%, situándose en 1.176 millones de euros, frente a 1.410 millones de euros en el ejercicio 2012.

Este descenso en el resultado neto se debió principalmente al impacto de las medidas regulatorias introducidas en España por (i) la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que fueron de aplicación a partir del 1 enero de 2013, (ii) el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero y (iii) el RDL 9/2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. El impacto de los referidos cambios regulatorios ascendió a 659 millones de euros.

(D) Comparación de los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011

Ingresos por ventas

En el ejercicio 2012, ENDESA registró ventas por importe de 22.028 millones de euros, lo que supuso un aumento del 3,7%, en relación con 2011 (21.234 millones de euros) debido, en su mayor parte, al aumento en las ventas de electricidad en el mercado liberalizado y al aumento en los ingresos procedentes de la comercialización de gas.

El detalle de las ventas en el negocio de España y Portugal correspondiente al ejercicio 2012, en relación con 2011, es el que se indica a continuación:

	Millones de Euros			
	Ejercicio terminado el 31 de Diciembre		Diferencia	% variación
	2012	2011		
Ventas de electricidad	17.019	16.666	353	2,1
Ventas al mercado liberalizado	7.881	7.172	709	9,9
Ventas Tarifa Último Recurso	4.841	4.973	(132)	(2,7)
Ventas mercado mayorista	1.283	1.333	(50)	(3,8)
Comercialización a clientes en el mercado liberalizado fuera de España	822	626	196	31,3
Compensaciones no peninsulares	1.954	1.762	192	10,9
Trading de electricidad	76	626	(550)	(87,9)
Resto de ventas	162	174	(12)	(6,9)
Ingresos regulados de distribución de electricidad	2.025	2.241	(216)	(9,6)
Comercialización de gas	1.929	1.525	404	26,5
Otras ventas y prestación de servicios	1.055	802	253	31,5
TOTAL	22.028	21.234	794	3,7

Ventas de electricidad

Las ventas de electricidad en el negocio de España y Portugal aumentaron un 2,1% durante el ejercicio 2012, situándose en 17.019 millones de euros (16.666 millones de euros en 2011). Este aumento se debió, principalmente, a un incremento de las ventas en el mercado liberalizado, que compensó parcialmente la contracción en las ventas TUR y en las ventas al mercado mayorista.

La producción eléctrica de ENDESA correspondiente al negocio en España y Portugal en el ejercicio 2012 fue de 78.316 GWh, un 3,1% superior a 2011 (75.947 GWh). De



esta cantidad, 76.026 GWh correspondieron a España (+2,4%), 1.360 GWh a Portugal (+54,0%) y 930 GWh al resto del segmento (+14,1%).

La producción de electricidad peninsular fue de 62.631 GWh en 2012, un 3,9% superior que la del ejercicio 2011 (60.287 GWh). Las principales causas de este crecimiento fueron el aumento de la producción de las centrales de carbón (+12,9%) y de las nucleares (+7,1%), que compensó el descenso en la producción de las plantas hidroeléctricas (-13,4%) y de los ciclos combinados (-27,3%), debido al empeoramiento en las condiciones hidráulicas y por un descenso del 1,3% en la demanda de electricidad peninsular.

Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 51,6% del *mix* de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario (52,0% en el ejercicio 2011), frente al 44,1% del resto del sector (45,3% en el ejercicio 2011).

La producción de ENDESA en los territorios no peninsulares fue de 13.395 GWh en el ejercicio 2012, con un descenso del 4,1% respecto de 2011 (13.962 GWh), debido al inicio de las operaciones relativas a la interconexión eléctrica mediante un cable submarino entre las Islas Baleares y la Península Ibérica.

Ventas al mercado liberalizado

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado al término del ejercicio 2012 fue de 2.839.310 (un 22,0% superior al ejercicio 2011, que fue de 2.326.865 clientes), de los cuales 2.716.302 clientes (un 20,5% superior al ejercicio 2011, que fue de 2.253.663 clientes) corresponden al mercado peninsular español, y 123.008 clientes a mercados liberalizados fuera de España (véase el apartado siguiente “Comercialización a clientes en el mercado liberalizado fuera de España”).

Las ventas de ENDESA a clientes en el mercado liberalizado en España ascendieron a 68.685 GWh en el ejercicio 2012, lo que supuso una disminución del 0,2% frente a los 68.817 GWh vendidos en 2011.

En términos económicos, las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 7.881 millones de euros, un 9,9% más que en 2011 (7.172 millones de euros), debido al aumento en los precios de venta de la electricidad y a las ventas a nuevos clientes que abandonaron la TUR.

Ventas Tarifa de Último Recurso

Durante el ejercicio 2012, ENDESA vendió 25.644 GWh a través de su sociedad Comercializadora de Último Recurso, lo que supuso un 11,0% menos que durante el ejercicio 2011 (28.819 GWh) debido, principalmente, a un descenso en el número de clientes acogidos a la TUR, dado que muchos de estos clientes optaron por cambiarse al mercado liberalizado.

Estas ventas han supuesto un ingreso de 4.841 millones de euros, un 2,7% menos que en el ejercicio 2011 (4.973 millones de euros). Este descenso fue significativamente inferior al descenso en GWh vendidos, debido a los mayores precios de electricidad.

Ventas al mercado mayorista

Durante el ejercicio 2012, ENDESA vendió 24.994 GWh a través del mercado mayorista, un 21,7% menos que en el ejercicio 2011 (31.931 GWh). Estas ventas han



supuesto un ingreso de 1.283 millones de euros en 2012, un 3,8% menos que en 2011 (1.333 millones de euros).

Comercialización a clientes en el mercado liberalizado fuera de España

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado fuera de España al término del ejercicio 2012 fue de 123.008 clientes (un 68% superior al ejercicio 2011, que fue de 73.202 clientes). Estos clientes se encontraban principalmente en Portugal, y, en menor medida, en Alemania, Francia y Holanda.

El suministro a clientes en el mercado liberalizado fuera de España ascendió a 8.437 GWh en el ejercicio 2012, lo que supuso un aumento del 10,9% frente a los 7.605 GWh registrados en 2011.

Las ventas en el mercado liberalizado fuera de España aumentaron un 31,3% durante el año 2012, pasando de 626 millones de euros en 2011 a 822 millones de euros en 2012, debido a un aumento del 34,5% en las ventas procedentes de Alemania, Francia y Holanda.

Compensaciones no peninsulares

Durante el ejercicio 2012, la producción en los territorios no peninsulares ascendió a 13.395 GWh, lo que supuso un descenso del 4,1% respecto de 2011 (13.962 GWh).

Los ingresos por compensaciones no peninsulares ascendieron a 1.954 millones de euros en el ejercicio 2012, un 10,9% más que en 2011 (1.762 millones de euros), debido principalmente a menores precios medios en el mercado mayorista, y, por consiguiente, el aumento en los ingresos por compensaciones para cubrir los costes reconocidos asociados a la actividad de generación no peninsular.

Distribución de electricidad

ENDESA distribuyó 115.390 GWh en el mercado español durante el ejercicio 2012, un 0,3% menos que en el ejercicio anterior (115.727 GWh). Los ingresos regulados de la actividad de distribución durante 2012 ascendieron a 2.025 millones de euros, lo que supuso una reducción del 9,6% respecto de los registrados en 2011 (2.241 millones de euros). Esta contracción se debió principalmente a la reducción de la retribución de la actividad de distribución establecida en Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, con efectos desde el 1 de enero de 2012.

Comercialización de gas

ENDESA vendió 56.432 GWh de gas natural a clientes en el mercado liberalizado de gas en el ejercicio 2012, lo que supuso un aumento del 15,9% en comparación con la cifra total de ventas de gas del ejercicio 2011 (48.707 GWh). En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado aumentaron un 26,5%, alcanzando 1.929 millones de euros en 2012 (1.525 millones de euros en 2011), debido a un aumento en el volumen de ventas y en los precios medios de gas.

Otros ingresos de explotación

El epígrafe de “Otros Ingresos de Explotación” ascendió a 1.118 millones de euros en el ejercicio 2012, lo que supone una disminución de 298 millones de euros respecto del ejercicio anterior, que alcanzaron 1.416 millones de euros (-21,1%), debido principalmente al descenso en la valoración de los activos de cobertura y en la liquidación de los derivados de carácter energético.

Costes de explotación

Los costes de explotación aumentaron en 724 millones de euros (+ 3,5%) pasando de 20.535 millones en 2011 a 21.259 millones en 2012, debido principalmente al incremento en los gastos de aprovisionamientos y servicios, ocasionados por unos gastos de transporte de energía más elevados, y al aumento en los precios del combustible a lo largo del año. El detalle de estos gastos de explotación para España y Portugal en el ejercicio 2012, en relación con 2011, es el siguiente:

	Millones de Euros			
	Ejercicio terminado el 31 de Diciembre		Diferencia	% variación
	2012	2011		
Aprovisionamiento y Servicios	16.933	16.192	741	4,6
Compras de energías	5.848	6.321	(473)	(7,5)
Consumo de combustibles	3.052	2.647	405	15,3
Gastos de transporte de energía	6.530	5.659	871	15,4
Otros aprovisionamiento y servicios	1.503	1.565	(62)	(4,0)
Personal	1.078	1.050	28	2,7
Otros gastos de explotación	1.450	1.513	(63)	(4,2)
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	1.798	1.780	18	1,0
TOTAL	21.259	20.535	724	3,5

Aprovisionamientos y servicios

Los costes por aprovisionamientos y servicios del ejercicio 2012 ascendieron a 16.933 millones de euros, lo que supuso un incremento del 4,6% respecto del ejercicio anterior, en el que alcanzaron los 16.192 millones de euros. Este aumento se debió a los siguientes factores:

- La reducción de las compras de energía en un 7,5%, situándose en 5.848 millones de euros en 2012 (6.321 millones de euros en 2011), debido principalmente a un descenso en el volumen del *pool* de electricidad adquirido para la reventa.
- El aumento de los consumos de combustibles en un 15,3%, situándose en 3.052 millones en 2012 (2.647 millones de euros en 2011), como consecuencia de la mayor producción termoeléctrica del periodo.
- El aumento en los costes de transporte de energía en un 15,4%, situándose en 6.530 millones de 2012 (5.659 millones de euros en 2011), debido a los mayores peajes de acceso.
- La reducción de otros gastos de aprovisionamientos y servicios en un 4,0%, situándose en 1.503 millones de euros en 2012 (1.565 millones de euros en 2011).

Gastos de personal

Los gastos de personal se situaron en 1.078 millones de euros en 2012, lo que supuso un aumento del 2,7% en relación con el año 2011 (1.050 millones de euros en 2011).

Otros gastos de explotación

La partida "Otros gastos de explotación" se ha visto reducida en 2012 un 4,2%, desde 1.513 millones de euros en 2011 hasta 1.450 millones de euros en 2012, debido

principalmente a los planes de eficiencia llevados a cabo con objeto de mitigar parcialmente los efectos negativos de las nuevas medidas regulatorias desarrolladas en el ejercicio.

Resultado bruto de explotación (EBITDA)

Como consecuencia de lo anterior, el resultado bruto de explotación (EBITDA) se contrajo un 5,7% en 2012, pasando de 4.024 millones de euros en 2011 a 3.796 millones de euros en 2012.

Amortizaciones y pérdidas por deterioro

La partida de gastos por “Amortizaciones y pérdidas por deterioro” aumentó un 1,0% a 1.798 millones durante el ejercicio 2012 (1.780 millones de euros en 2011). Las pérdidas netas por deterioro netas alcanzaron, en 2012 y 2011, respectivamente, 366 millones de euros y 406 millones de euros.

En el ejercicio 2012, este epígrafe incluía la dotación de 214 millones de euros por la pérdida de valor de los derechos de emisión de CO₂, los saneamientos realizados sobre los activos correspondientes a la Central Nuclear Santa María de Garoña y sobre los activos mineros en España de Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U., por importes de 60 y 66 millones de euros, respectivamente, así como la dotación por deterioro por importe de 67 millones de euros de los activos en Irlanda, que fueron vendidos a un tercero en octubre de 2012.

Resultado de explotación (EBIT)

Como consecuencia de lo anterior, el resultado de explotación (EBIT) se situó en 1.998 millones de euros en 2012, lo que supuso una reducción del 11,0% con respecto al resultado obtenido en 2011 (2.244 millones de euros).

La tabla que se expone a continuación resume los ingresos de ENDESA, el resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) correspondientes al negocio de España y Portugal y la variación anual para el periodo expuesto:

	Millones de Euros					
	Ingresos		EBITDA		EBIT	
	2012	% variación 2011	2012	% variación 2011	2012	% variación 2011
España y Portugal	23.146	2,2	3.796	(5,7)	1.998	(11,0)

Resultado financiero neto

El resultado financiero neto correspondiente al ejercicio 2012 fue de 261 millones de euros, 34 millones inferior a 2011 (295 millones de euros).

En 2012, los ingresos financieros se contrajeron un 15,8%, situándose en 250 millones de euros, en comparación con la cifra registrada en 2011, que fue 297 millones de euros. Los ingresos financieros en 2011 se vieron positivamente impactados por el registro de (i) 27 millones de euros correspondientes a intereses reconocidos a ENDESA en las sentencias dictadas por la Audiencia Nacional como resultado de una Sentencia del Tribunal Supremo en relación con el Impuesto sobre Sociedades del grupo Fiscal cuya cabecera era ENDESA de los años la Compañía durante los ejercicios 1998 y 1999, y (ii) 26 millones de euros correspondientes a la actualización de las tasas de descuento

utilizadas para ajustar el valor de las provisiones por planes de reestructuración de plantilla.

Los gastos financieros se redujeron un 13,4% en 2012, situándose en 506 millones de euros, desde 584 millones de euros en 2011, principalmente debido al impacto de 76 millones de euros como consecuencia de la actualización de las tasas de descuento aplicadas para ajustar el valor de las provisiones por planes de reestructuración de plantilla referidas en el párrafo anterior.

Descontados estos impactos, los gastos financieros netos han disminuido 160 millones de euros como consecuencia del menor volumen de deuda financiera neta y de la reducción del coste medio de la misma.

Las diferencias de cambio netas se han reducido en 3 millones de euros.

Resultado antes de impuestos

Como consecuencia de lo expuesto en los apartados anteriores, el resultado antes de impuestos de ENDESA en España y Portugal se contrajo un 15,5%, situándose en 1.743 millones en 2012, en comparación con 2.063 millones de euros obtenidos en el ejercicio 2011.

Impuesto sobre sociedades

El impuesto sobre sociedades se redujo un 26,0% en 2012, situándose en 348 millones de euros, en comparación con 470 millones de euros en 2011. La tasa impositiva se situó en el 20,0% en 2012, en comparación con un 22,8% en el ejercicio 2011.

Resultado del ejercicio

Como resultado de lo anteriormente expuesto, el resultado neto correspondiente al negocio de España y Portugal atribuible a la sociedad dominante se contrajo un 11,5% en 2012, situándose en 1.410 millones de euros, frente a 1.593 millones de euros en 2011.

20.2 Información financiera pro-forma

20.2.1 Información financiera consolidada pro-forma correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013

La Información Financiera Consolidada Pro-Forma de Grupo ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 ha sido preparada con el propósito de facilitar información acerca de cuál habría sido el impacto en el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2013 y en el Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 ante la hipótesis de que la Desinversión en Latinoamérica y la distribución por ENDESA de los Dividendos (tal y como se describe en el apartado 20.2.1.1. siguiente –*Descripción de la operación*–) se hubieran producido el 31 de diciembre de 2013, en el caso del Estado de Situación Financiera Consolidado, y el 1 de enero de 2013, en el caso del Estado del Resultado Consolidado.

La Información Financiera Consolidada Pro-Forma se ha preparado únicamente a efectos ilustrativos, y por lo tanto, los datos financieros *pro-forma* tratan de una situación hipotética y no representan la situación financiera y patrimonial o los resultados reales de ENDESA, ni los resultados de sus operaciones a las fechas indicadas en el párrafo anterior.



La Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* es responsabilidad de los administradores de la Sociedad y ha sido aprobada en sesión del Consejo de administración de fecha 7 de octubre de 2014.

A continuación figuran el estado de situación financiera consolidado *pro-forma* a 31 de diciembre de 2013 y el estado del resultado consolidado *pro-forma* del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013:

	A	B	C: A+B	D	E	F: C+D+E
	Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de Diciembre de 2013	Ajuste Pro-Forma por Aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" (20.2.1.4. (A))	Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de Diciembre de 2013 (Re-Expresado) (20.2.1.4. ((A))	Ajuste Pro-Forma por Desinversión en Latinoamérica (20.2.1.4. (B))	Ajuste Pro-Forma por Distribución de Dividendos (20.2.1.4. (C))	Estado de Situación Financiera Consolidado Pro-Forma a 31 de Diciembre de 2013
ACTIVO						
Activo no Corriente	42.851	(156)	42.695	(16.452)	-	26.243
Inmovilizado Material	32.053	(462)	31.591	(10.252)	-	21.339
Inversiones Inmobiliarias	77	-	77	(62)	-	15
Activo Intangible	2.290	(65)	2.225	(1.620)	-	605
Fondo de Comercio	2.313	(11)	2.302	(2.302)	-	-
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	903	505	1.408	(343)	-	1.065
Activos Financieros no Corrientes	3.303	(79)	3.224	(1.108)	-	2.116
Activos por Impuesto Diferido	1.912	(44)	1.868	(765)	-	1.103
Activo Corriente	13.606	(344)	13.262	2.994	(9.105)	7.151
Existencias	1.126	(23)	1.103	(107)	-	996
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	5.031	(99)	4.932	(1.794)	-	3.138
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	4.609	(97)	4.512	(1.617)	-	2.895
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	422	(2)	420	(177)	-	243
Activos Financieros Corrientes	3.110	(32)	3.078	(1.266)	-	1.812
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	4.335	(190)	4.145	6.161	(9.105)	1.201
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	4	-	4	-	-	4
TOTAL ACTIVO	56.457	(500)	55.957	(13.458)	(9.105)	33.394
PATRIMONIO NETO Y PASIVO						
Patrimonio Neto	26.769	(7)	26.762	(3.914)	(14.605)	8.243
De la Sociedad Dominante	20.521	-	20.521	2.327	(14.605)	8.243
De los Intereses Minoritarios	6.248	(7)	6.241	(6.241)	-	-
Pasivo no Corriente	18.474	(321)	18.153	(5.650)	4.500	17.003
Ingresos Diferidos	4.582	(9)	4.573	(25)	-	4.548
Provisiones no Corrientes	3.627	(131)	3.496	(605)	-	2.891
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	1.141	(21)	1.120	(322)	-	798
Otras Provisiones no Corrientes	2.486	(110)	2.376	(283)	-	2.093
Deuda Financiera no Corriente	7.551	(114)	7.437	(3.849)	4.500	8.088
Otros Pasivos no Corrientes	601	(4)	597	(96)	-	501
Pasivos por Impuesto Diferido	2.113	(63)	2.050	(1.075)	-	975
Pasivo Corriente	11.214	(172)	11.042	(3.894)	1.000	8.148
Deuda Financiera Corriente	1.152	(25)	1.127	(1.113)	1.000	1.014
Provisiones Corrientes	723	(34)	689	(127)	-	562
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	723	(34)	689	(127)	-	562
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	9.339	(113)	9.226	(2.654)	-	6.572
Proveedores y otros Acreedores	8.708	(104)	8.604	(2.433)	-	6.171
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	631	(9)	622	(221)	-	401
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	56.457	(500)	55.957	(13.458)	(9.105)	33.394

	A	B	C: A+B	D	E	F: C+D+E
	Estado del Resultado Consolidado del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013	Ajuste Pro-Forma por Aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" (20.2.1.4. (A))	Estado del Resultado Consolidado del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013 (Re-Expresado) (20.2.1.4. (A))	Ajuste Pro-Forma por Desinversión en Latinoamérica (20.2.1.4. (B))	Ajuste Pro-Forma por Distribución de Dividendos (20.2.1.4. (C))	Estado del Resultado Consolidado Pro-Forma del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013
INGRESOS	31.203	(263)	30.940	(9.415)	-	21.525
Ventas	29.677	(255)	29.422	(8.912)	-	20.510
Otros Ingresos de Explotación	1.526	(8)	1.518	(503)	-	1.015
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(20.789)	116	(20.673)	4.647	-	(16.026)
Compras de Energía	(8.063)	7	(8.056)	2.740	-	(5.316)
Consumo de Combustibles	(3.491)	100	(3.391)	538	-	(2.853)
Gastos de Transporte	(6.711)	(4)	(6.715)	609	-	(6.106)
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	(2.524)	13	(2.511)	760	-	(1.751)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	10.414	(147)	10.267	(4.768)	-	5.499
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	197	-	197	(95)	-	102
Gastos de Personal	(1.770)	24	(1.746)	718	-	(1.028)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(2.121)	11	(2.110)	754	-	(1.356)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	6.720	(112)	6.608	(3.391)	-	3.217
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(2.418)	39	(2.379)	778	-	(1.601)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	4.302	(73)	4.229	(2.613)	-	1.616
RESULTADO FINANCIERO	(350)	(2)	(352)	244	(151)	(259)
Ingreso Financiero	552	(4)	548	(409)	(5)	134
Gasto Financiero	(896)	-	(896)	620	(146)	(422)
Diferencias de Cambio Netas	(6)	2	(4)	33	-	29
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	29	66	95	(38)	-	57
Resultado de otras Inversiones	13	(1)	12	(2)	-	10
Resultado en Ventas de Activos	24	-	24	(28)	-	(4)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	4.018	(10)	4.008	(2.437)	(151)	1.420
Impuestos sobre Sociedades	(1.075)	10	(1.065)	669	45	(351)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	2.943	-	2.943	(1.768)	(106)	1.069
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	-	-	-	3.073	-	3.073
RESULTADO DEL EJERCICIO	2.943	-	2.943	1.305	(106)	4.142
Sociedad Dominante	1.879	-	1.879	2.369	(106)	4.142
Intereses Minoritarios	1.064	-	1.064	(1.064)	-	-

Las bases definidas por los administradores de ENDESA para la elaboración de la información financiera *pro-forma* se detallan a continuación y comprenden las fuentes de información y las hipótesis empleadas que se indican seguidamente. Asimismo se presentan de forma detallada los ajustes significativos realizados por los administradores de ENDESA a efectos de construir la información financiera *pro-forma* adjunta.

20.2.1.1. Descripción de la operación

Ver apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro.

20.2.1.2. Bases de preparación de la información financiera consolidada *pro-forma* del ejercicio 2013

Para la elaboración y compilación de la presente Información Financiera Consolidada Pro-Forma de ENDESA y sus sociedades dependientes correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 se han empleado las siguientes fuentes de información:

- (a) Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 elaboradas de acuerdo a las NIIF, aplicables a esa fecha, auditadas por Ernst & Young, S.L., que emitió su informe de auditoría el 25 de febrero de 2014 con opinión favorable.
- (b) El Estado de Situación Financiera y el Estado del Resultado del Negocio en Latinoamérica correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 (véase nota 36 *-Información por Segmentos-* de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013).
- (c) Los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y por las restantes sociedades integradas en ENDESA, incluyendo los ajustes y reclasificaciones realizados en el proceso de consolidación (véase nota 2.1. “Principios Contables” de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013).
- (d) El Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2013, re-expresado conforme a la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*), contenido, a efectos comparativos, en los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al período de seis meses terminado a 30 de junio de 2014, sobre los que Ernst & Young, S.L. emitió un informe de revisión limitada el 29 de julio de 2014.

La Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* ha sido elaborada de conformidad con los requisitos de la Regulación de la Unión Europea contenida en el Reglamento 809/2004, de 29 de abril, relativo a la aplicación de la Directiva 2003/71/CE, de 4 de noviembre, del Parlamento Europeo y del Consejo en cuanto a la información contenida en los folletos así como el formato, incorporación por referencia, difusión y publicación de dichos folletos, con el contenido de la recomendación del *Committee of European Securities Regulators* (CESR) para la implantación consistente de la citada regulación

(ESMA/2011/81) relativa a la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* y con el Informe sobre Criterios en relación con la Información Financiera *Pro-Forma* publicado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) por acuerdo de su Comité Ejecutivo de fecha 9 de febrero de 2012.

En la preparación de la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* se han seguido los criterios contables y las normas de valoración aplicados por ENDESA para elaborar sus Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013, descritas en la nota 2 “Bases de Presentación de las Cuentas Anuales Consolidadas” y en la nota 3 “Normas de Valoración” de la Memoria de dichas Cuentas Anuales Consolidadas, a excepción de las nuevas normas adoptadas por la Unión Europea aplicables a los ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de enero de 2014 (véase sección (A) (*Aplicación de la NIIF 11 “Acuerdos conjuntos*) del apartado 20.2.1.4.

Para una correcta interpretación del Estado de Situación Financiera Consolidado *Pro-Forma* a 31 de diciembre de 2013 y del Estado del Resultado Consolidado *Pro-Forma* correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013, y sus notas explicativas adjuntas, éstos deben ser leídos conjuntamente con las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013.

20.2.1.3. Hipótesis empleadas

Para la elaboración de la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 se han empleado las siguientes hipótesis:

- (a) El Estado de Situación Financiera Consolidado *Pro-Forma* a 31 de diciembre de 2013 ha sido preparado como si la Desinversión en Latinoamérica y la distribución de Dividendos se hubieran realizado en dicha fecha.
- (b) El Estado del Resultado Consolidado *Pro-Forma* correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 ha sido preparado como si la Desinversión en Latinoamérica y la distribución de Dividendos se hubieran realizado con fecha 1 de enero de 2013.
- (c) El Estado del Resultado Consolidado *Pro-Forma* recoge el coste financiero de un año completo que hubiera supuesto financiar 6.228 millones de euros, que es la diferencia entre el importe total de los Dividendos y el importe obtenido por el precio de la Desinversión en Latinoamérica, neto de costes y del impuesto a pagar, e incluido el reembolso de la cuenta corriente intragrupo de ENDESA Latam. Por lo tanto, sólo se ha calculado el efecto financiero sobre el importe neto mencionado anteriormente, de la siguiente manera:
 - (i) Sobre 4.500 millones de euros, que se corresponde con la financiación a diez años ofrecida por ENEL Finance International, N.V. mediante carta de fecha 30 de septiembre de 2014 a un tipo de interés fijo del 3%, se ha aplicado dicho tipo de interés.
 - (ii) Aplicando el 1,14% para 1.000 millones de euros, que se corresponde con las condiciones de la línea de crédito a corto plazo a tipo de interés variable e igual a Euribor más un diferencial del 0,60% ofrecida por ENEL

Finance International, N.V. mediante carta de fecha 30 de septiembre de 2014.

- (iii) Para los 728 millones de euros restantes, se ha considerado una pérdida de rentabilidad del 0,72%, equivalente a la obtenida por ENDESA en el ejercicio 2013 para las colocaciones de tesorería realizadas, sobre los saldos de efectivo y otros medios líquidos equivalentes que la Sociedad prevé utilizar para hacer frente al pago del importe neto anteriormente mencionado, que excede de los 5.500 millones de euros financiados por ENEL Finance International, N.V.
- (d) El Estado del Resultado Consolidado *Pro-forma* recoge unos menores gastos de personal por importe de 2 millones de euros correspondientes al coste de 17 personas de ENDESA que, como consecuencia de la operación de desinversión, se traspasan a EEE.
- (e) Con respecto a la transmisión de las participaciones en Enersis y en ENDESA Latam (ésta última acogida al régimen de las entidades de tenencia de valores extranjeros), se ha considerado que dichas transmisiones, de acuerdo con los artículos 21 y 118 de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, están exentas 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, respectivamente. Por tanto, no se ha considerado gasto por impuesto sobre sociedades en España por la plusvalía en la desinversión.
- (f) Con respecto a la tributación en Chile, la plusvalía derivada de la transmisión de las participaciones antes indicadas está sujeta a una tributación igual al 16% sobre la plusvalía fiscal, de acuerdo con lo establecido en la normativa interna chilena y en el Convenio para evitar la doble imposición suscrito entre España y Chile, habiéndose estimado el coste fiscal por este concepto en 72 millones de euros. Por tanto, se ha considerado que el gasto y el pago del impuesto en Chile se han realizado en las mismas fechas en que se produce la desinversión.
- (g) Para el resto de ajustes *pro-forma* con impacto sobre el Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 se ha considerado el tipo impositivo vigente en España correspondiente al 30%.
- (h) Finalmente, se han estimado unos gastos asociados a la operación de desinversión por importe de 3 millones de euros y, con respecto a la distribución de los Dividendos, no se han considerado gastos asociados a dicho pago.

20.2.1.4.Descripción de los ajustes

Para la obtención de la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* se ha utilizado como base de partida el Estado de Situación Financiera Consolidado y el Estado del Resultado Consolidado incluidos en las Cuentas Anuales Consolidadas auditadas de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013, y se han realizado los siguientes ajustes *pro-forma*:

- (A) Aplicación de la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*): recoge el impacto de la aplicación de la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*) sobre el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2013 y sobre el Estado del

Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013.

- (B) Desinversión en Latinoamérica: recoge el impacto de la Desinversión en Latinoamérica, incluyendo la cancelación del saldo de la cuenta corriente intragrupo existente con ENDESA Latam.
- (C) Distribución de Dividendos: incluye el efecto de la distribución de los Dividendos.

A continuación se detalla el método de cálculo de cada uno de los ajustes *pro-forma* mencionados anteriormente.

(A) Aplicación de la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*)

Para la elaboración de la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* se ha tenido en cuenta el efecto de la adopción de la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*) que ENDESA ha comenzado a aplicar a partir de 1 de enero de 2014 y que supone la necesidad de re-expresar las cifras incluidas en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013, como consecuencia de la aplicación retroactiva de dicha norma.

De acuerdo con la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*), los Estados Financieros de los negocios conjuntos que, hasta la fecha de entrada en aplicación de dicha norma, eran consolidados por el método de integración proporcional, se consolidan mediante el método de participación (la descripción de ambos métodos se explica en la Nota 2.6 “Principios de Consolidación y Combinaciones de Negocio” y en la Nota 3h “Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación” de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013).

Las sociedades de control conjunto más relevantes que, como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*), han pasado de consolidarse por integración proporcional a integrarse en los estados financieros consolidados por el método de participación se detallan a continuación:

España y Portugal:

- Carbopego - Abastecimientos de Combustiveis, S.A. (Portugal).
- Compostilla Re. S.A. (Luxemburgo).
- Elecgas, S.A. (Portugal).
- ENEL Insurance N.V. (Holanda).
- Energie Electricque de Tahaddart, S.A. (Marruecos).
- Nuclenor, S.A. (España).
- Pegop - Energía Eléctrica, S.A. (Portugal).
- Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A. (Portugal).

Latinoamérica:

- Central Vuelta de Obligado, S.A. (Argentina).
- Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (Chile).



- Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P. (Colombia).
- Empresa de Energía de Cundinamarca, S.A. E.S.P. (Colombia).
- Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (Chile).
- Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (Chile).

Las sociedades mencionadas anteriormente correspondientes al Negocio en Latinoamérica se encuentran dentro del perímetro de los activos objeto de desinversión según se describe en el apartado 20.2.1 (*Descripción de la operación*) del presente Documento de Registro.

El impacto que la mencionada norma ha tenido sobre el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2013 y sobre el Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 de ENDESA y sus sociedades dependientes, es como sigue:

Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de Diciembre de 2013:

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2013 (Re- Expresado)	31 de Diciembre de 2013	Diferencia
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE	42.695	42.851	(156)
Inmovilizado Material	31.591	32.053	(462)
Inversiones Inmobiliarias	77	77	-
Activo Intangible	2.225	2.290	(65)
Fondo de Comercio	2.302	2.313	(11)
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	1.408	903	505
Activos Financieros no Corrientes	3.224	3.303	(79)
Activos por Impuesto Diferido	1.868	1.912	(44)
ACTIVO CORRIENTE	13.262	13.606	(344)
Existencias	1.103	1.126	(23)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	4.932	5.031	(99)
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	4.512	4.609	(97)
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	420	422	(2)
Activos Financieros Corrientes	3.078	3.110	(32)
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	4.145	4.335	(190)
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y c Acts.Interrumpidas	4	4	-
TOTAL ACTIVO	55.957	56.457	(500)
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	26.762	26.769	(7)
De la Sociedad Dominante	20.521	20.521	-
De los Intereses Minoritarios	6.241	6.248	(7)
PASIVO NO CORRIENTE	18.153	18.474	(321)
Ingresos Diferidos	4.573	4.582	(9)
Provisiones no Corrientes	3.496	3.627	(131)
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	1.120	1.141	(21)
Otras Provisiones no Corrientes	2.376	2.486	(110)
Deuda Financiera no Corriente	7.437	7.551	(114)
Otros Pasivos no Corrientes	597	601	(4)
Pasivos por Impuesto Diferido	2.050	2.113	(63)
PASIVO CORRIENTE	11.042	11.214	(172)
Deuda Financiera Corriente	1.127	1.152	(25)
Provisiones Corrientes	689	723	(34)
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	689	723	(34)
Acreeedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	9.226	9.339	(113)
Proveedores y otros Acreeedores	8.604	8.708	(104)
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	622	631	(9)
Pasivos asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	55.957	56.457	(500)

	2013 (Re- Expresado)	2013	Diferencia
INGRESOS	30.940	31.203	(263)
Ventas	29.422	29.677	(255)
Otros Ingresos de Explotación	1.518	1.526	(8)
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(20.673)	(20.789)	116
Compras de Energía	(8.056)	(8.063)	7
Consumo de Combustibles	(3.391)	(3.491)	100
Gastos de Transporte	(6.715)	(6.711)	(4)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(2.511)	(2.524)	13
MARGEN DE CONTRIBUCION	10.267	10.414	(147)
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	197	197	-
Gastos de Personal	(1.746)	(1.770)	24
Otros Gastos Fijos de Explotación	(2.110)	(2.121)	11
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION	6.608	6.720	(112)
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(2.379)	(2.418)	39
RESULTADO DE EXPLOTACION	4.229	4.302	(73)
RESULTADO FINANCIERO	(352)	(350)	(2)
Ingreso Financiero	548	552	(4)
Gasto Financiero	(896)	(896)	-
Diferencias de Cambio Netas	(4)	(6)	2
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	95	29	66
Resultado de otras Inversiones	12	13	(1)
Resultado en Ventas de Activos	24	24	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	4.008	4.018	(10)
Impuesto sobre Sociedades	(1.065)	(1.075)	10
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	2.943	2.943	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	-	-	-
RESULTADO DEL PERIODO	2.943	2.943	-
Sociedad Dominante	1.879	1.879	-
Intereses Minoritarios	1.064	1.064	-



(B) Desinversión en Latinoamérica

El ajuste *pro-forma* correspondiente a la Desinversión en Latinoamérica recoge el impacto sobre el Estado de Situación Financiera Consolidado y sobre el Estado del Resultado Consolidado de la operación de venta explicada en el 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro conforme a las hipótesis detalladas en el apartado 20.2.1.3 (*Hipótesis empleadas*) del presente Documento de Registro, y se ha calculado del siguiente modo:

	A	B	C	D	E: A+B+C+D
	Ajuste por Activos y Pasivos del Negocio en Latinoamérica a 31 de Diciembre de 2013	Ajuste por Operaciones Inter-compañías	Ajuste por Cancelación de Operaciones Inter-compañías	Ajuste por Precio de Venta de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica	Desinversión del Negocio en Latinoamérica a 31 de Diciembre de 2013
ACTIVO					
Activo no Corriente	(16.452)	197	(197)	-	(16.452)
Inmovilizado Material	(10.252)	-	-	-	(10.252)
Inversiones Inmobiliarias	(62)	-	-	-	(62)
Activo Intangible	(1.620)	-	-	-	(1.620)
Fondo de Comercio	(2.302)	-	-	-	(2.302)
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	(343)	-	-	-	(343)
Activos Financieros no Corrientes	(1.108)	197	(197)	-	(1.108)
Activos por Impuesto Diferido	(765)	-	-	-	(765)
Activo Corriente	(5.411)	30	197	8.178	2.994
Existencias	(107)	-	-	-	(107)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	(1.821)	30	(3)	-	(1.794)
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y Deudores	(1.644)	30	(3)	-	(1.617)
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	(177)	-	-	-	(177)
Activos Financieros Corrientes	(1.266)	-	-	-	(1.266)
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(2.217)	-	200	8.178	6.161
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVO	(21.863)	227	-	8.178	(13.458)
PATRIMONIO NETO Y PASIVO					
Patrimonio Neto	(12.319)	227	-	8.178	(3.914)
De la Sociedad Dominante	(6.078)	227	-	8.178	2.327
De los Intereses Minoritarios	(6.241)	-	-	-	(6.241)
Pasivo no Corriente	(5.650)	-	-	-	(5.650)
Ingresos Diferidos	(25)	-	-	-	(25)
Provisiones no Corrientes	(605)	-	-	-	(605)
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	(322)	-	-	-	(322)
Otras Provisiones no Corrientes	(283)	-	-	-	(283)
Deuda Financiera no Corriente	(3.849)	-	-	-	(3.849)
Otros Pasivos no Corrientes	(96)	-	-	-	(96)
Pasivos por Impuesto Diferido	(1.075)	-	-	-	(1.075)
Pasivo Corriente	(3.894)	-	-	-	(3.894)
Deuda Financiera Corriente	(1.113)	-	-	-	(1.113)
Provisiones Corrientes	(127)	-	-	-	(127)
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	(127)	-	-	-	(127)
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	(2.654)	-	-	-	(2.654)
Proveedores y otros Acreedores	(2.433)	-	-	-	(2.433)
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	(221)	-	-	-	(221)
Pasivos Asociados a Activos no Corriente Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	(21.863)	227	-	8.178	(13.458)

	A	B	C	D: A+B+C
	Ajuste por Ingresos y Gastos del Negocio en Latinoamérica del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013	Ajuste por Operaciones Inter-compañías	Ajuste por Precio de Venta de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica	Desinversión del Negocio en Latinoamérica del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013
INGRESOS	(9.532)	117	-	(9.415)
Ventas	(9.029)	117	-	(8.912)
Otros Ingresos de Explotación	(503)	-	-	(503)
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	4.647	-	-	4.647
Compras de Energía	2.740	-	-	2.740
Consumo de Combustibles	538	-	-	538
Gastos de Transporte	609	-	-	609
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	760	-	-	760
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	(4.885)	117	-	(4.768)
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	(95)	-	-	(95)
Gastos de Personal	716	-	2	718
Otros Gastos Fijos de Explotación	754	-	-	754
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(3.510)	117	2	(3.391)
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	778	-	-	778
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(2.732)	117	2	(2.613)
RESULTADO FINANCIERO	244	-	-	244
Ingreso Financiero	(409)	-	-	(409)
Gasto Financiero	620	-	-	620
Diferencias de Cambio Netas	33	-	-	33
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(38)	-	-	(38)
Resultado de otras Inversiones	(2)	-	-	(2)
Resultado en Ventas de Activos	(28)	-	-	(28)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	(2.556)	117	2	(2.437)
Impuestos sobre Sociedades	669	-	-	669
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	(1.887)	117	2	(1.768)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	-	-	3.073	3.073
RESULTADO DEL EJERCICIO	(1.887)	117	3.075	1.305
Sociedad Dominante	(823)	117	3.075	2.369
Intereses Minoritarios	(1.064)	-	-	(1.064)

(a) *Desinversión del Negocio en Latinoamérica en el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de Diciembre de 2013*

(i) Activos y pasivos del Negocio en Latinoamérica a 31 de diciembre de 2013

Recoge la totalidad de los activos y pasivos que las sociedades de ENDESA que componen el Negocio en Latinoamérica a 31 de diciembre de 2013, detalladas en el cuadro del apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro, aportan al Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2013 (Re-Expresado), así como la totalidad del patrimonio neto de los Intereses Minoritarios existentes en el Estado de Situación Financiera Consolidado de ENDESA a 31 de diciembre de 2013 correspondientes a las mencionadas sociedades, todo ello teniendo en cuenta los ajustes y eliminaciones realizados en el proceso de consolidación.

Los activos y pasivos mencionados en el párrafo anterior son los asignados al segmento de Latinoamérica en la Nota 36 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 Re-Expresados por la aplicación de la NIIF 11 (Acuerdos conjuntos), a excepción de una cuenta a pagar del segmento de Latinoamérica al segmento de España y Portugal creada en el proceso de segmentación de la información financiera consolidada por importe de 999 millones de euros correspondiente a la contraprestación por la inclusión en el segmento de Latinoamérica de la participación accionarial del 20,3% de Enersis propiedad de ENDESA, sociedad ésta última que se incluye en el segmento de España y Portugal.

(ii) Operaciones inter-compañías

A 31 de diciembre de 2013 ENDESA Financiación Filiales, S.A.U. tenía concedida financiación a ENDESA Latam a través de una cuenta corriente inter-compañía. Dicha financiación fue eliminada en el proceso de consolidación y, en consecuencia, no aparece registrada en el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2013, por lo que debe ajustarse para considerar el alta que se produce de estos activos con motivo de la desinversión del Negocio en Latinoamérica.

El saldo del mencionado contrato de financiación inter-compañía así como los intereses devengados y no liquidados del mismo a 31 de diciembre de 2013 ascienden a 197 y 3 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, se han registrado los saldos a cobrar generados por operaciones de naturaleza comercial entre las sociedades del Grupo que no son objeto de la operación de desinversión y las sociedades que salen del perímetro de consolidación con la operación de desinversión, que fueron eliminados en el proceso de consolidación y que surgen en el Estado de Situación Financiera Consolidado *Pro-Forma* con la Desinversión en Latinoamérica.

El importe acumulado de los saldos a cobrar por operaciones comerciales entre ambos grupos de compañías a 31 de diciembre de 2013 ascendía a 27 millones de euros.

(iii) Cancelación de operaciones inter-compañías

Dado que, con la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica, se realiza la devolución por parte de ENDESA Latam a ENDESA Financiación Filiales, S.A.U. del saldo de la cuenta inter-compañía detallado en el Apartado anterior, el Estado de Situación Financiera Consolidado *Pro-Forma* debe recoger una entrada de efectivo por dicho importe dándose de baja las cuentas creadas en el ajuste *Pro-Forma* descrito en dicho Apartado.

El saldo del mencionado contrato de financiación inter-compañía así como los intereses devengados y no liquidados del mismo a 31 de diciembre de 2013 ascienden a 197 y 3 millones de euros, respectivamente.

(iv) Precio de venta de la Desinversión en Latinoamérica

Esta columna recoge la entrada de caja por la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica como un incremento en el epígrafe de “Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes” y un aumento en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante, neta de gastos e impuestos, por importe de 8.178 millones de euros, según el siguiente detalle: precio de venta (8.253 millones de euros), menos impuestos (72 millones de euros) y gastos asociados a la operación (3 millones de euros).

(b) *Desinversión del Negocio en Latinoamérica en el Estado del Resultado Consolidado del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013*

(i) Ingresos y gastos del Negocio en Latinoamérica del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013

Este ajuste recoge la totalidad de los ingresos y gastos que las Sociedades de ENDESA que componen el Negocio en Latinoamérica a 31 de diciembre de 2013, detalladas en el cuadro del apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro, aportan al Estado del Resultado Consolidado del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 (Re-Expresado) así como el resultado asignado a los accionistas minoritarios del Grupo Enersis después de realizar las eliminaciones de saldos inter-compañías de este conjunto de sociedades con el resto de sociedades de ENDESA no objeto de la operación de desinversión.

(ii) Operaciones inter-compañías

Se han incorporado los ingresos registrados por las sociedades que permanecen en el Grupo relativos a operaciones de naturaleza comercial realizadas durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 con las Sociedades que salen del perímetro de consolidación por la operación de desinversión, que habían sido eliminadas en el proceso de consolidación por un importe de 117 millones de euros.

Con la agregación de las columnas “Ajustes por Ingresos y Gastos en Latinoamérica del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013” y “Ajuste por Operaciones Inter-compañías” se obtiene el Estado del Resultado del segmento de Latinoamérica a 31 de diciembre de 2013 re-expresado conforme a la aplicación de la NIIF 11 (Acuerdos conjuntos).

(a) Precio de venta de la Desinversión en Latinoamérica

De acuerdo con las hipótesis explicadas en el apartado 20.2.1.3 (*Hipótesis empleadas*) del presente Documento de Registro, este ajuste incorpora:

- El resultado de la operación de Desinversión en Latinoamérica descrita, neto de los costes asociados a la transacción e incluido el impacto fiscal por importe de 2.365 millones de euros.
- El traspaso al Estado del Resultado Consolidado del importe acumulado de las diferencias de conversión relacionadas con el Negocio en Latinoamérica, las cuales estaban reconocidas, a 1 de enero de 2013, en el epígrafe “Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante” del Estado de Situación Financiera Consolidado por importe de 677 millones de euros, positivos, así como las ganancias y pérdidas en instrumentos de cobertura de flujos de efectivo relacionadas con el Negocio en Latinoamérica, reconocidas a esa misma fecha en el epígrafe “Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante” del Estado de Situación Financiera Consolidado por importe de 31 millones de euros, también positivos.
- La reducción de gastos de personal por importe de 2 millones de euros correspondientes a 17 personas de ENDESA que van a ser traspasadas a EEE como consecuencia de la operación de desinversión.

De acuerdo a la NIIF 5 (*Activos no corrientes mantenidos para venta y actividades interrumpidas*), la plusvalía obtenida en la operación de Desinversión en Latinoamérica se registra en el epígrafe “Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas” del Estado del Resultado Consolidado *Pro-Forma*.

Las cifras anteriormente indicadas podrán verse modificadas de forma significativa en la fecha real de la desinversión dado que el resultado definitivo de la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica se verá afectado por los resultados obtenidos y los dividendos pagados por el Negocio en Latinoamérica con posterioridad a 1 de enero de 2013, así como por el importe de la variación de las diferencias de conversión y las ganancias y pérdidas en instrumentos de cobertura de flujos de efectivo relacionadas con dicho Negocio durante el citado período.

(C) Distribución de Dividendos

(a) Distribución de Dividendos en el Estado de Situación Financiera Consolidado Pro-Forma a 31 de Diciembre de 2013

Esta columna incorpora el pago de los Dividendos con las hipótesis explicadas en el apartado 20.2.1.3 (*Hipótesis empleadas*) del presente Documento de Registro.

Se considera una reducción en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante por el importe total de los Dividendos, que asciende a 14.605 millones de euros, un aumento de los epígrafes “Deuda Financiera no Corriente” (4.500 millones de euros) y “Deuda Financiera Corriente” (1.000 millones de euros) correspondiente a la financiación que se recibirá de ENEL International Finance, N.V., y una disminución del saldo del epígrafe “Efectivo y Otros Medios Líquidos Equivalentes” por 9.105 millones de euros, que corresponde a 8.178 millones de euros de caja obtenida en la operación de Desinversión en Latinoamérica (véase sección (B).2.1(d) -*Precio de Venta de la Desinversión en Latinoamérica*- del apartado 20.2.4 del presente Documento de Registro), 200 millones de euros correspondientes a la cancelación de operaciones inter-compañías (véase sección (B).2.1(b) -*Cancelación de Operaciones Inter-compañías* - del apartado 20.2.1.4 del presente Documento de Registro) y 728 millones de euros de los Dividendos que se financiarán con las disponibilidades de tesorería.

(b) Distribución de Dividendos en el Estado del Resultado Consolidado Pro-Forma del Ejercicio Anual Terminado a 31 de Diciembre de 2013

Esta columna incorpora el gasto financiero neto en que se habría incurrido durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 por la financiación necesaria para cubrir la diferencia entre el pago de los Dividendos, los fondos obtenidos por la Desinversión en Latinoamérica incluyendo el reembolso del saldo de la cuenta corriente inter-compañía de ENDESA Latam.

20.2.1.5. Deuda financiera neta

Conforme a los ajustes *pro-forma* descritos en el apartado 20.2.1.4 (*Descripción de los ajustes realizados*) para la obtención del Estado de Situación Financiera Consolidada Pro-Forma a 31 de diciembre de 2013, la deuda financiera neta *pro-forma*, es la siguiente:

	Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de Diciembre de 2013	Aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos"	Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de Diciembre de 2013 (Re-Expresado)	Desinversión del Negocio en Latinoamérica	Distribución de Dividendos	Estado de Situación Financiera Consolidado Pro-Forma a 31 de Diciembre de 2013
Deuda Financiera no Corriente	7.551	(114)	7.437	(3.849)	4.500	8.088
Deuda Financiera Corriente	1.152	(25)	1.127	(1.113)	1.000	1.014
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	4.335	(190)	4.145	6.161	(9.105)	1.201
Derivados Financieros registrados en el Activo	82	-	82	(39)	-	43
TOTAL DEUDA FINANCIERA NETA⁽¹⁾	4.286	51	4.337	(11.084)	14.605	7.858
Patrimonio Neto	26.769	(7)	26.762	(3.914)	(14.605)	8.243
Apalancamiento (%)⁽²⁾	16,0					95,3

⁽¹⁾ Deuda Financiera Neta = Deuda financiera no corriente + Deuda financiera corriente - Efectivo y otros medios líquidos equivalentes - Derivados financieros registrados en el activo.

⁽²⁾ Apalancamiento = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

20.2.1.6. Informe especial del auditor

Con fecha 7 de octubre de 2014, el auditor de ENDESA, Ernst & Young, S.L., ha emitido un informe especial sobre la información financiera consolidada *pro-forma* de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013, el cual se detalla a continuación:

- La Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* adjunta ha sido adecuadamente compilada en función de los criterios utilizados y de las asunciones e hipótesis definidas por los administradores de ENDESA.
- Los criterios contables utilizados por los administradores de ENDESA en la compilación de la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* adjunta son consistentes con los criterios y políticas contables utilizadas en la preparación de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y Sociedades Dependientes al 31 de diciembre de 2013.

20.2.2 Información financiera consolidada *pro-forma* correspondiente al periodo de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014

La Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* de Grupo ENDESA correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 ha sido preparada con el propósito de facilitar información acerca de cuál habría sido el impacto en el Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de septiembre de 2014 y en el Estado del Resultado Consolidado correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 ante la hipótesis de que la Desinversión en



Latinoamérica y la distribución por ENDESA de los Dividendos (tal y como se describe en el apartado 20.2.1.1. siguiente –*Descripción de la operación*–) se hubieran producido el 30 de septiembre de 2014, en el caso del Estado de Situación Financiera Consolidado, y el 1 de enero de 2014, en el caso del Estado del Resultado Consolidado.

La Información Financiera Consolidada Pro-Forma se ha preparado únicamente a efectos ilustrativos, y por lo tanto, los datos financieros *pro-forma* tratan de una situación hipotética y no representan la situación financiera y patrimonial o los resultados reales de ENDESA, ni los resultados de sus operaciones a las fechas indicadas en el párrafo anterior.

La Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* es responsabilidad de los administradores de la Sociedad y ha sido aprobada en sesión del Consejo de administración de fecha 29 de octubre de 2014.

A continuación figuran el estado de situación financiera consolidado *pro-forma* a 30 de septiembre de 2014 y el estado del resultado consolidado *pro-forma* del período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014:

	A	B	C	D: A+B+C
	Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de Septiembre de 2014	Ajuste Pro-Forma por Desinversión en Latinoamérica	Ajuste Pro-Forma por Distribución de Dividendos	Estado de Situación Financiera Consolidado Pro-Forma a 30 de Septiembre de 2014
ACTIVO				
Activo no Corriente	25.622	-	-	25.622
Inmovilizado Material	21.028	-	-	21.028
Inversiones Inmobiliarias	24	-	-	24
Activo Intangible	505	-	-	505
Fondo de Comercio	-	-	-	-
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	1.072	-	-	1.072
Activos Financieros no Corrientes	1.876	-	-	1.876
Activos por Impuesto Diferido	1.117	-	-	1.117
Activo Corriente	29.157	(13.919)	(9.105)	6.133
Existencias	1.046	-	-	1.046
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	3.547	10	-	3.557
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	3.137	10	-	3.147
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	410	-	-	410
Activos Financieros Corrientes	1.286	-	-	1.286
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	1.110	8.235	(9.105)	240
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	22.168	(22.164)	-	4
TOTAL ACTIVO	54.779	(13.919)	(9.105)	31.755
PATRIMONIO NETO Y PASIVO				
Patrimonio Neto	27.423	(3.821)	(14.605)	8.997
De la Sociedad Dominante	21.417	2.180	(14.605)	8.992
De los Intereses Minoritarios	6.006	(6.001)	-	5
Pasivo no Corriente	11.667	-	4.500	16.167
Ingresos Diferidos	4.585	-	-	4.585
Provisiones no Corrientes	3.040	-	-	3.040
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	878	-	-	878
Otras Provisiones no Corrientes	2.162	-	-	2.162
Deuda Financiera no Corriente	2.418	-	4.500	6.918
Otros Pasivos no Corrientes	539	-	-	539
Pasivos por Impuesto Diferido	1.085	-	-	1.085
Pasivo Corriente	15.689	(10.098)	1.000	6.591
Deuda Financiera Corriente	-	-	1.000	1.000
Provisiones Corrientes	447	-	-	447
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	447	-	-	447
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	5.144	-	-	5.144
Proveedores y otros Acreedores	4.605	-	-	4.605
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	539	-	-	539
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	10.098	(10.098)	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	54.779	(13.919)	(9.105)	31.755

	A	B	C	D: A+B+C
	Estado del Resultado Consolidado del periodo de nueve meses terminado a 30 de Septiembre 2014	Ajuste <i>Pro-Forma</i> por Desinversión en Latinoamérica	Ajuste <i>Pro-Forma</i> por Distribución de Dividendos	Estado del Resultado Consolidado <i>Pro-Forma</i> del periodo de nueve meses terminado a 30 de Septiembre de 2014
INGRESOS	15.542	-	-	15.542
Ventas	14.707	-	-	14.707
Otros Ingresos de Explotación	835	-	-	835
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(11.577)	-	-	(11.577)
Compras de Energía	(3.754)	-	-	(3.754)
Consumo de Combustibles	(1.766)	-	-	(1.766)
Gastos de Transporte	(4.440)	-	-	(4.440)
Otros Aproveccionamientos Variables y Servicios	(1.617)	-	-	(1.617)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.965	-	-	3.965
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	84	-	-	84
Gastos de Personal	(695)	2	-	(693)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(870)	-	-	(870)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	2.484	2	-	2.486
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1.167)	-	-	(1.167)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.317	2	-	1.319
RESULTADO FINANCIERO	(114)	-	(114)	(228)
Ingreso Financiero	79	-	(4)	75
Gasto Financiero	(190)	-	(110)	(300)
Diferencias de Cambio Netas	(3)	-	-	(3)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(65)	-	-	(65)
Resultado de otras Inversiones	-	-	-	-
Resultado en Ventas de Activos	(20)	-	-	(20)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	1.118	2	(114)	1.006
Impuestos sobre Sociedades	(364)	-	34	(330)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	754	2	(80)	676
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	988	1.133	-	2.121
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.742	1.135	(80)	2.797
Sociedad Dominante	1.219	1.659	(80)	2.798
Intereses Minoritarios	523	(524)	-	(1)

Las bases definidas por los administradores de ENDESA para la elaboración de la información financiera *pro-forma* se detallan a continuación y comprenden las fuentes de información y las hipótesis empleadas que se indican seguidamente. Asimismo se presentan de forma detallada los ajustes significativos realizados por los administradores de ENDESA a efectos de construir la información financiera *pro-forma* adjunta.

20.2.2.1 Descripción de la operación

Ver apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro.

20.2.2.2 Bases de preparación de la información financiera consolidada *pro-forma* del período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014

Para la elaboración y compilación de la presente Información Financiera Consolidada Pro-Forma de ENDESA y sus sociedades dependientes correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 se han empleado las siguientes fuentes de información:

- (a) Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 elaborados de acuerdo a las NIIF, aplicables a esa fecha, que han sido objeto de revisión limitada por Ernst & Young, S.L., que emitió su informe de revisión limitada el 29 de octubre de 2014 con opinión favorable.
- (b) El Estado de Situación Financiera a 30 de septiembre de 2014 y el Estado del Resultado correspondiente al período de nueve meses terminado en esa fecha del Negocio en Latinoamérica, incluido en la Nota 21 “Información por Segmentos” de los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014.
- (c) Los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y por las restantes sociedades integradas en ENDESA, incluyendo los ajustes y reclasificaciones realizados en el proceso de consolidación (véase Nota 2.1 “Principios Contables” de los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014).

La Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* ha sido elaborada de conformidad con los requisitos de la Regulación de la Unión Europea contenida en el Reglamento 809/2004, de 29 de abril, relativo a la aplicación de la Directiva 2003/71/CE, de 4 de noviembre, del Parlamento Europeo y del Consejo en cuanto a la información contenida en los folletos así como el formato, incorporación por referencia, difusión y publicación de dichos folletos, con el contenido de la recomendación del “Committee of European Securities Regulators” (CESR) para la implantación consistente de la citada regulación (CESR/2011/81) relativa a la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* y con el Informe sobre Criterios en relación con la Información Financiera *Pro-Forma* publicado

por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) por acuerdo de su Comité Ejecutivo de fecha 9 de febrero de 2012.

En la preparación de la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* se han seguido los criterios contables y las normas de valoración aplicados por ENDESA para elaborar sus Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014, descritas en la Nota 2 “Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios”.

Para una correcta interpretación del Estado de Situación Financiera Consolidado *Pro-Forma* a 30 de septiembre de 2014 y del Estado del Resultado Consolidado *Pro-Forma* correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014, y sus notas explicativas adjuntas, éstos deben ser leídos conjuntamente con los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 y con las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013.

20.2.2.3 Hipótesis empleadas

Para la elaboración de la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 se han empleado las siguientes hipótesis:

- (a) El Estado de Situación Financiera Consolidado *Pro-Forma* a 30 de septiembre de 2014 ha sido preparado como si las transacciones se hubieran realizado en dicha fecha.
- (b) El Estado del Resultado Consolidado *Pro-Forma* correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 ha sido preparado como si las transacciones se hubieran realizado con fecha 1 de enero de 2014.
- (c) El Estado del Resultado Consolidado *Pro-Forma* recoge el coste financiero para un período de nueve meses que hubiera supuesto financiar 6.370 millones de euros, que es la diferencia entre el importe total de los dividendos distribuidos y el importe obtenido por el precio de la desinversión, neto de costes y del impuesto a pagar, e incluido el reembolso de la cuenta corriente intragrupo de ENDESA Latam. Por lo tanto, sólo se ha calculado el efecto financiero sobre el importe neto mencionado anteriormente, de la siguiente manera:
 - (i) Sobre 4.500 millones de euros, que se corresponde con la financiación a diez años concedida por ENEL Finance International, N.V. mediante contrato de fecha 23 de octubre de 2014 a un tipo de interés fijo del 3%, se ha aplicado dicho tipo de interés;
 - (ii) Aplicando el 1,16% para 1.000 millones de euros, que se corresponde con las condiciones, calculadas con la referencia del Euribor a un año de 1 de enero de 2014, de la línea de crédito a corto plazo a tipo de interés variable e igual a Euribor más un diferencial del 0,60% concedida por ENEL Finance International, N.V. mediante contrato de fecha 23 de octubre de 2014;

- (iii) Para los 870 millones de euros restantes, se ha considerado una pérdida de rentabilidad del 0,57%, equivalente a la obtenida por ENDESA en el período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 para las colocaciones de tesorería realizadas, sobre los saldos de efectivo y otros medios líquidos equivalentes que la Sociedad prevé utilizar para hacer frente al pago del importe neto anteriormente mencionado, que excede de los 5.500 millones de euros financiados por ENEL Finance International, N.V.
- (d) El Estado del Resultado Consolidado *Pro-Forma* recoge unos menores gastos de personal por importe de 2 millones de euros correspondientes al coste durante nueve meses de 17 personas de ENDESA que, como consecuencia de la operación de desinversión, se traspasan a EEE.
- (e) Con respecto a la transmisión de las participaciones en Enersis y en ENDESA Latam (ésta última acogida al Régimen de las entidades de tenencia de valores extranjeros), se ha considerado que dichas transmisiones, de acuerdo con los artículos 21 y 118 de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, están exentas 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, respectivamente. Por tanto, no se ha considerado gasto por impuesto sobre sociedades en España por la plusvalía en la desinversión.
- (f) Con respecto a la tributación en Chile, la plusvalía derivada de la transmisión de las participaciones antes indicadas está sujeta a una tributación igual al 16% sobre la plusvalía fiscal, de acuerdo con lo establecido en la normativa interna chilena y en el Convenio para evitar la doble imposición suscrito entre España y Chile, habiéndose estimado el coste fiscal por este concepto en 72 millones de euros. Por tanto, se ha considerado que el gasto y el pago del impuesto en Chile se han realizado en las mismas fechas en que se produce la desinversión.
- (g) Para el resto de ajustes *pro-forma* con impacto sobre el Estado del Resultado Consolidado correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 se ha considerado el tipo impositivo vigente en España correspondiente al 30%.
- (h) Finalmente, se han estimado unos gastos asociados a la operación de desinversión por importe de 3 millones de euros y, con respecto a la distribución de los dividendos, no se han considerado gastos asociados a dicho pago.

20.2.2.4 Descripción de los ajustes

Para la obtención de la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* se ha utilizado como base de partida el Estado de Situación Financiera Consolidado y el Estado del Resultado Consolidado incluidos en los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014, y se han realizado los siguientes ajustes *Pro-Forma*:

- (a) Desinversión en Latinoamérica: recoge el impacto de la Desinversión en Latinoamérica, incluyendo la cancelación del saldo de la cuenta corriente intragrupo existente con ENDESA Latam.



- (b) Distribución de Dividendos: incluye el efecto de la distribución de los Dividendos.

A continuación se detalla el método de cálculo de cada uno de los ajustes *pro-forma* mencionados anteriormente.

(A) Desinversión en Latinoamérica

El ajuste *pro-forma* correspondiente a la Desinversión en Latinoamérica recoge el impacto sobre el Estado de Situación Financiera Consolidado y sobre el Estado del Resultado Consolidado de la operación de venta explicada en el Apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro conforme a las hipótesis detalladas en el apartado 20.2.1.3 (*Hipótesis empleadas*) del presente Documento de Registro, y se ha calculado del siguiente modo:

	A	B	C	D	E: A+B+C+D
	Ajuste por Activos y Pasivos del Negocio en Latinoamérica a 30 DE Septiembre de 2014	Ajuste por Operaciones Inter-compañías	Ajuste por Cancelación de Operaciones Inter-compañías	Ajuste por Precio de Venta de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica	Desinversión del Negocio en Latinoamérica a 30 de Septiembre de 2014
ACTIVO					
Activo no Corriente	-	57	(57)	-	-
Inmovilizado Material	-	-	-	-	-
Inversiones Inmobiliarias	-	-	-	-	-
Activo Intangible	-	-	-	-	-
Fondo de Comercio	-	-	-	-	-
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	-	-	-	-	-
Activos Financieros no Corrientes	-	57	(57)	-	-
Activos por Impuesto Diferido	-	-	-	-	-
Activo Corriente	(22.164)	10	57	8.178	(13.919)
Existencias	-	-	-	-	-
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	-	10	-	-	10
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y Deudores	-	10	-	-	10
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	-	-	-	-	-
Activos Financieros Corrientes	-	-	-	-	-
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	-	-	57	8.178	8.235
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	(22.164)	-	-	-	(22.164)
TOTAL ACTIVO	(22.164)	67	-	8.178	(13.919)
PATRIMONIO NETO Y PASIVO					
Patrimonio Neto	(12.066)	67	-	8.178	(3.821)
De la Sociedad Dominante	(6.065)	67	-	8.178	2.180
De los Intereses Minoritarios	(6.001)	-	-	-	(6.001)
Pasivo no Corriente	-	-	-	-	-
Ingresos Diferidos	-	-	-	-	-
Provisiones no Corrientes	-	-	-	-	-
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-	-	-
Otras Provisiones no Corrientes	-	-	-	-	-
Deuda Financiera no Corriente	-	-	-	-	-
Otros Pasivos no Corrientes	-	-	-	-	-
Pasivos por Impuesto Diferido	-	-	-	-	-
Pasivo Corriente	(10.098)	-	-	-	(10.098)
Deuda Financiera Corriente	-	-	-	-	-
Provisiones Corrientes	-	-	-	-	-
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	-	-	-	-	-
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	-	-	-	-	-
Proveedores y otros Acreedores	-	-	-	-	-
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	-	-	-	-	-
Pasivos Asociados a Activos no Corriente Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	(10.098)	-	-	-	(10.098)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	(22.164)	67	-	8.178	(13.919)

	A	B	C: A+B
	Ajuste por Ingresos y Gastos del Negocio en Latinoamérica del Ejercicio Anual Terminado a 30 de Septiembre de 2014	Ajuste por Precio de Venta de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica	Desinversión del Negocio en Latinoamérica del período de nueve meses terminado a 30 de Septiembre de 2014
INGRESOS	-	-	-
Ventas	-	-	-
Otros Ingresos de Explotación	-	-	-
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	-	-	-
Compras de Energía	-	-	-
Consumo de Combustibles	-	-	-
Gastos de Transporte	-	-	-
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios	-	-	-
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	-
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	-	-	-
Gastos de Personal	-	2	2
Otros Gastos Fijos de Explotación	-	-	-
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	2	2
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	-	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	2	2
RESULTADO FINANCIERO	-	-	-
Ingreso Financiero	-	-	-
Gasto Financiero	-	-	-
Diferencias de Cambio Netas	-	-	-
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	-	-	-
Resultado de otras Inversiones	-	-	-
Resultado en Ventas de Activos	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	-	2	2
Impuestos sobre Sociedades	-	-	-
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	-	2	2
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	(988)	2.121	1.133
RESULTADO DEL EJERCICIO	(988)	2.123	1.135
Sociedad Dominante	(464)	2.123	1.659
Intereses Minoritarios	(524)	-	(524)

(a) *Desinversión del Negocio en Latinoamérica en el Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de Septiembre de 2014*

(i) Activos y pasivos del Negocio en Latinoamérica a 30 de septiembre de 2014

Recoge la totalidad de los activos y pasivos que las Sociedades de ENDESA que componen el Negocio en Latinoamérica a 30 de septiembre de 2014, detalladas en el Apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información* financiera) del presente Documento de Registro, aportan al Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de septiembre de 2014, así como la totalidad del patrimonio neto de los Intereses Minoritarios existentes en el Estado de Situación Financiera Consolidado de ENDESA a 30 de septiembre de 2014 correspondientes a las mencionadas Sociedades, todo ello teniendo en cuenta los ajustes y eliminaciones realizados en el proceso de consolidación.

Los activos y pasivos mencionados en el párrafo anterior son los asignados al Negocio en Latinoamérica en la Nota 21 “Información por Segmentos” de los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014

(ii) Operaciones inter-compañías

A 30 de septiembre de 2014 ENDESA Financiación Filiales, S.A.U. tenía concedida financiación a ENDESA Latinoamérica, S.A.U. a través de una cuenta corriente inter-compañía. Dicha financiación fue eliminada en el proceso de consolidación y, en consecuencia, no aparece registrada en el Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de septiembre de 2014, por lo que debe ajustarse para considerar el alta que se produce de estos activos con motivo de la desinversión del Negocio en Latinoamérica.

El saldo del mencionado contrato de financiación inter-compañía a 30 de septiembre de 2014 asciende a 57 millones de euros.

Asimismo, se han registrado los saldos a cobrar generados por operaciones de naturaleza comercial entre las Sociedades del Grupo que no son objeto de la operación de desinversión y las Sociedades que salen del perímetro de consolidación con la operación de desinversión, que fueron eliminados en el proceso de consolidación y que surgen en el Estado de Situación Financiera Consolidado *Pro-Forma* con la desinversión del Negocio en Latinoamérica.

El importe acumulado de los saldos a cobrar por operaciones comerciales entre ambos grupos de compañías a 30 de septiembre de 2014 ascendía a 10 millones de euros.

(iii) Cancelación de Operaciones Inter-compañías

Dado que, con la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica, se realiza la devolución por parte de ENDESA Latinoamérica, S.A.U. a ENDESA Financiación Filiales, S.A.U. del saldo de la cuenta inter-compañía detallado en al Apartado anterior, el Estado de Situación

Financiera Consolidado *Pro-Forma* debe recoger una entrada de efectivo por dicho importe dándose de baja las cuentas creadas en el ajuste *Pro-Forma* descrito en dicho Apartado.

El saldo del mencionado contrato de financiación inter-compañía a 30 de septiembre de 2014 asciende a 57 millones de euros.

(iv) Precio de Venta de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica.

Esta columna recoge la entrada de caja por la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica como un incremento en el epígrafe de “Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes” y un aumento en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante, neta de gastos e impuestos, por importe de 8.178 millones de euros, según el siguiente detalle: precio de venta (8.253 millones de euros), menos impuestos (72 millones de euros) y gastos asociados a la operación (3 millones de euros).

(b) *Desinversión del Negocio en Latinoamérica en el Estado del Resultado Consolidado del período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014*

(i) Ingresos y Gastos del Negocio en Latinoamérica del Período de Nueve Meses Terminado a 30 de Septiembre de 2014

Este ajuste recoge la totalidad de los ingresos y gastos que las Sociedades de ENDESA que componen el Negocio en Latinoamérica a 30 de septiembre de 2014, detalladas en el cuadro 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro, aportan al Estado del Resultado Consolidado del período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 así como el resultado asignado a los accionistas minoritarios del Grupo Enersis.

Todos los ingresos y gastos correspondientes a las Sociedades mencionadas anteriormente, al considerarse actividades interrumpidas, se han registrado en el epígrafe “Resultados Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas” del Estado del Resultado Consolidado correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014.

(ii) Precio de Venta de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica

De acuerdo con las hipótesis explicadas en el apartado 20.2.2.1 (Hipótesis empleadas) del presente Documento de Registro, este ajuste incorpora:

- El resultado de la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica neto de los costes asociados a la transacción e incluido el impacto fiscal por importe de 2.327 millones de euros, el traspaso al Estado del Resultado Consolidado del importe acumulado de las diferencias de conversión relacionadas con el Negocio en Latinoamérica, las cuales estaban reconocidas, a 1 de enero de 2014, en el epígrafe “Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante” del Estado de Situación Financiera Consolidado por importe de 209 millones de euros, negativos, así como las ganancias y pérdidas en instrumentos de cobertura de flujos de efectivo relacionadas con el Negocio en Latinoamérica, reconocidas a esa misma fecha en el

epígrafe “Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante” del Estado de Situación Financiera Consolidado por importe de 3 millones de euros, positivos.

- La reducción de gastos de personal por importe de 2 millones de euros correspondiente a 17 personas de ENDESA que van a ser traspasadas a EEE como consecuencia de la desinversión en Latinoamérica.

De acuerdo a la NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenedidos para Venta y Actividades Interrumpidas”, la plusvalía obtenida en la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica se registra en el epígrafe “Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas” del Estado del Resultado Consolidado *Pro-Forma*.

Las cifras anteriormente indicadas podrán verse modificadas de forma significativa en la fecha real de la desinversión dado que el resultado definitivo de la operación de desinversión del Negocio en Latinoamérica se verá afectado por los resultados obtenidos y los dividendos pagados por el Negocio en Latinoamérica con posterioridad a 1 de enero de 2014, así como por el importe de la variación de las diferencias de conversión y las ganancias y pérdidas en instrumentos de cobertura de flujos de efectivo relacionadas con dicho Negocio durante el citado período.

(B) Distribución de Dividendos

(a) Distribución de Dividendos en el Estado de Situación Financiera Consolidado Pro-Forma a 30 de septiembre de 2014

Esta columna incorpora el pago de los Dividendos con las hipótesis explicadas en el apartado 20.2.2.1 (*Hipótesis empleadas*) del presente Documento de Registro.

Se considera una reducción en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante por el importe total de los Dividendos, que asciende a 14.605 millones de euros, un aumento de los epígrafes “Deuda Financiera no Corriente” (4.500 millones de euros) y “Deuda Financiera Corriente” (1.000 millones de euros) correspondiente a la financiación que se recibirá de ENEL International Finance, N.V., y una disminución del saldo del epígrafe “Efectivo y Otros Medios Líquidos Equivalentes” por 9.105 millones de euros, que corresponde a 8.178 millones de euros de caja obtenida en la operación de Desinversión en Latinoamérica, 57 millones de euros correspondientes a la cancelación de operaciones inter-compañías y 870 millones de euros de los Dividendos que se financiarán con las disponibilidades de tesorería.

(b) Distribución de Dividendos en el Estado del Resultado Consolidado Pro-Forma del período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014

Esta columna incorpora el gasto financiero neto en que se habría incurrido durante el período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 por la financiación necesaria para cubrir la diferencia entre el pago de los Dividendos, los fondos obtenidos por la Desinversión en Latinoamérica incluyendo el reembolso del saldo de la cuenta corriente inter-compañía de ENDESA Latam.

20.2.2.5 Deuda financiera neta

Conforme a los ajustes *pro-forma* descritos en el apartado 20.2.2.2 (*Descripción de los ajustes realizados*) para la obtención del Estado de Situación Financiera Consolidada Pro-Forma a 30 de septiembre de 2014, la deuda financiera neta *pro-forma*, es la siguiente:

	Millones de Euros			
	Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de septiembre de 2014	Desinversión del Negocio en Latinoamérica	Distribución de Dividendos	Estado de Situación Financiera Consolidada Pro-Forma a 30 de Septiembre de 2014
Deuda Financiera no Corriente	2.418	-	4.500	6.918
Deuda Financiera Corriente	-	-	1.000	1.000
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	1.110	8.235	(9.105)	240
Derivados Financieros registrados en el Activo	15	-		15
TOTAL DEUDA FINANCIERA NETA⁽¹⁾	1.293	(8.235)	14.605	7.663
Patrimonio Neto	27.423	(3.821)	(14.605)	8.997
Apalancamiento (%)⁽²⁾	4,7	-	-	85,2

⁽³⁾ Deuda Financiera Neta = Deuda financiera no corriente + Deuda financiera corriente - Efectivo y otros medios líquidos equivalentes - Derivados financieros registrados en el activo.

⁽⁴⁾ Apalancamiento = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

20.2.2.6 Informe especial del auditor

Con fecha 29 de octubre de 2014, el auditor de ENDESA, Ernst & Young, S.L., ha emitido un informe especial sobre la información financiera consolidada *pro-forma* de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014, el cual se detalla a continuación:

- La Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* adjunta ha sido adecuadamente compilada en función de los criterios utilizados y de las asunciones e hipótesis definidas por los administradores de ENDESA.
- Los criterios contables utilizados por los administradores de ENDESA en la compilación de la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* adjunta son consistentes con los criterios y políticas contables utilizadas en la preparación de los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014.

20.3 Estados financieros

En los apartados 20.1 y 20.2 anteriores del presente Documento de Registro se recogen:

- (a) Las Cuentas Anuales Consolidadas auditadas de ENDESA y sociedades dependientes correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013; y
- (b) La Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013 y al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, respecto a los cuales Ernst & Young, S.L. ha emitido un informe sobre la compilación de la información financiera utilizada en dichos estados financieros.

Las Cuentas Anuales Consolidadas y la Información Financiera Consolidada *Pro-Forma* antes referidos se encuentran depositados en la CNMV, están disponibles en el domicilio de la Sociedad (calle Ribera del Loira, número 60, 28042-Madrid) y en las páginas *web* de la CNMV (www.cnmv.es) y de ENDESA (www.endesa.com), y quedan incorporados al presente Documento de Registro por referencia.

20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual

20.4.1. Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica. Si los informes de auditoría de los auditores legales sobre la información financiera histórica contienen una opinión adversa o si contienen salvedades, una limitación del alcance o una denegación de opinión, se reproducirán íntegramente la opinión adversa, las salvedades, la limitación de alcance o la denegación de opinión, explicando los motivos

Según se describe en el apartado 2.1, Ernst & Young, S.L. ha auditado las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA y sociedades dependientes correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, emitiendo en todos los casos un informe sin salvedades.

20.4.2. Indicación de cualquier otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores

No existe ninguna otra información en el presente Folleto que haya sido auditada.

20.4.3. Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados

A excepción de los datos extraídos de las Cuentas Anuales Consolidadas que se citan en los apartados 20.1 y 20.4.1 anteriores, así como aquellos otros datos en los que se cite expresamente la fuente, el resto de datos e información sobre ENDESA contenidos en este Documento de Registro han sido extraídos de la contabilidad interna y de los sistemas de información de la Sociedad y no han sido objeto de auditoría.

20.5 Edad de la información financiera más reciente

En este Documento de Registro se incluye información financiera auditada referente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013, que no precede, por tanto, en más de 18 meses a la fecha de aprobación del mismo.

20.6 Información intermedia y demás información financiera

20.6.1 Si el emisor ha venido publicando información financiera trimestral o semestral desde la fecha de sus últimos estados financieros auditados, éstos deben incluirse en el documento de registro. Si la información financiera trimestral o



semestral ha sido revisada o auditada, debe también incluirse el informe de auditoría o de revisión. Si la información financiera trimestral o semestral no ha sido auditada o no se ha revisado, debe declararse este extremo

ENDESA publicó una “Declaración Intermedia Trimestral” a 31 de marzo de 2014 y Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios de ENDESA y sociedades dependientes correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014, siendo estos últimos objeto de un informe de revisión limitada por Ernst & Young, S.L.

La información financiera correspondiente al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 que se incorpora al presente Documento de Registro ha sido objeto de un informe de revisión limitada por Ernst & Young, S.L.

20.6.2 Si la fecha del documento de registro es más de nueve meses posterior al fin del último ejercicio auditado, debería contener información financiera intermedia que abarque por lo menos los primeros seis meses del ejercicio y que puede no estar auditada (en cuyo caso debe declararse este extremo)

A continuación se presenta información financiera de ENDESA correspondiente al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, que ha sido objeto de un informe de revisión limitada por Ernst & Young, S.L.

Dicha información comprende los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios de ENDESA y sociedades dependientes correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, que incluyen información comparativa correspondiente al ejercicio 2013, y que ha sido re-expresada conforme a la NIIF 11 (*Acuerdos conjuntos*) y a la NIIF 5 (*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*).

Además, por razón de los periodos afectados, incluye información sobre el segmento de Latinoamérica antes de que se llevase a cabo la Desinversión en Latinoamérica y el pago de los Dividendos.

Por ello, es importante señalar que estos datos financieros deben ser interpretados teniendo en cuenta la Desinversión en Latinoamérica y el pago de los Dividendos, de manera conjunta, con la información financiera *pro-forma* que se incluye en el apartado 20.2 del presente Folleto.

(A) Estados de Situación Financiera Consolidados

Millones de Euros

Estados de Situación Financiera Consolidados ⁽¹⁾	31 de Diciembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
ACTIVO		
ACTIVO NO CORRIENTE	42.695	25.622
Imovilizado Material	31.591	21.028
Inversiones Inmobiliarias	77	24
Activo Intangible	2.225	505
Fondo de Comercio	2.302	-
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	1.408	1.072
Activos Financieros no Corrientes	3.224	1.876
Activos por Impuesto Diferido	1.868	1.117
ACTIVO CORRIENTE	13.262	29.157
Existencias	1.103	1.046
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	4.932	3.547
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	4.512	3.137
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	420	410
Activos Financieros Corrientes	3.078	1.286
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	4.145	1.110
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	4	22.168
TOTAL ACTIVO	55.957	54.779
PATRIMONIO NETO Y PASIVO		
PATRIMONIO NETO	26.762	27.423
De la Sociedad Dominante	20.521	21.417
De los Intereses Minoritarios	6.241	6.006
PASIVO NO CORRIENTE	18.153	11.667
Ingresos Diferidos	4.573	4.585
Provisiones no Corrientes	3.496	3.040
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	1.120	878
Otras Provisiones no Corrientes	2.376	2.162
Deuda Financiera no Corriente	7.437	2.418
Otros Pasivos no Corrientes	597	539
Pasivos por Impuesto Diferido	2.050	1.085
PASIVO CORRIENTE	11.042	15.689
Deuda Financiera Corriente	1.127	-
Provisiones Corrientes	689	447
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-
Otras Provisiones Corrientes	689	447
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	9.226	5.144
Proveedores y otros Acreedores	8.604	4.605
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	622	539
Pasivos asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	10.098
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	55.957	54.779

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

(B) Estados del Resultado Consolidado

	Millones de Euros	
Estados del Resultado Consolidado ⁽¹⁾	30 de Septiembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
INGRESOS	16.234	15.542
Ventas	15.490	14.707
Otros Ingresos de Explotación	744	835
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(11.982)	(11.577)
Compras de Energía	(3.919)	(3.754)
Consumo de Combustibles	(2.117)	(1.766)
Gastos de Transporte	(4.596)	(4.440)
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	(1.350)	(1.617)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	4.252	3.965
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	73	84
Gastos de Personal	(751)	(695)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(920)	(870)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	2.654	2.484
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1.227)	(1.167)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT)	1.427	1.317
RESULTADO FINANCIERO	(92)	(114)
Ingreso Financiero	145	79
Gasto Financiero	(240)	(190)
Diferencias de Cambio Netas	3	(3)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	39	(65)
Resultado de otras Inversiones	7	-
Resultado en Ventas de Activos	35	(20)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	1.416	1.118
Impuesto sobre Sociedades	(380)	(364)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	1.036	754
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	1.283	988
RESULTADO DEL EJERCICIO	2.319	1.742
Sociedad Dominante	1.551	1.219
Intereses Minoritarios	768	523
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	0,98	0,71
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	0,98	0,71
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)	0,48	0,44
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)	0,48	0,44
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO (en Euros)	1,46	1,15
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO (en Euros)	1,46	1,15

⁽²⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.



(C) Estados de Otro Resultado Global Consolidados

Millones de Euros

Estados de Otro Resultado Global Consolidados ⁽¹⁾	30 de Septiembre de 2013 (Re-Expresado)			30 de Septiembre de 2014		
	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.551	768	2.319	1.219	523	1.742
OTRO RESULTADO GLOBAL:						
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(654)	(760)	(1.414)	(126)	87	(39)
Por Revalorización/(Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles	-	-	-	-	-	-
Por Valoración de Instrumentos Financieros:	(2)	-	(2)	-	-	-
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(2)	-	(2)	-	-	-
Otros Ingresos/(Gastos)	-	-	-	-	-	-
Por Cobertura de Flujos de Efectivo	(179)	(52)	(231)	(4)	(90)	(94)
Diferencias de Conversión	(536)	(726)	(1.262)	(29)	151	122
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes	-	-	-	(101)	(14)	(115)
Entidades Valoradas por el Método de Participación	12	7	19	(21)	14	(7)
Resto de Ingresos y Gastos imputados directamente al Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-
Efecto Impositivo	51	11	62	29	26	55
TRANSFERENCIAS AL ESTADO DEL RESULTADO Y/O INVERSIONES	85	(5)	80	(22)	(9)	(31)
Por Valoración de Instrumentos Financieros:	(64)	-	(64)	-	-	-
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(64)	-	(64)	-	-	-
Otros Ingresos/(Gastos)	-	-	-	-	-	-
Por Cobertura de Flujos de Efectivo	188	(3)	185	(33)	(10)	(43)
Diferencias de Conversión	-	-	-	-	-	-
Entidades Valoradas por el Método de Participación	7	-	7	4	-	4
Resto de Ingresos y Gastos imputados directamente al Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-
Efecto Impositivo	(46)	(2)	(48)	7	1	8
RESULTADO GLOBAL TOTAL	982	3	985	1.071	601	1.672

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

(D) Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

Millones de Euros

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Re-Expresado) ⁽¹⁾	Patrimonio Neto atribuido a la Sociedad Dominante (Re-expresado)						Intereses Minoritarios	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias	Resultados del Ejercicio	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambios de Valor		
Saldo Inicial a 1 de Enero de 2013	1.271	16.719	-	2.034	-	629	5.716	26.369
Ajuste por Cambio de Criterio Contable	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Ajuste por Errores	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Ajustado	1.271	16.719	-	2.034	-	629	5.707	26.360
Resultado Global Total	-	-	-	1.551	-	(569)	3	985
Operaciones con Socios o Propietarios	-	546	-	-	-	-	756	1.302
Aumentos/(Reducciones) de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de Dividendos	-	-	-	-	-	-	(432)	(432)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos/(Reducciones) por Combinaciones de Negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	-	546	-	-	-	-	1.188	1.734
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	-	2.034	-	(2.034)	-	-	-	-
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre Partidas de Patrimonio Neto	-	2.034	-	(2.034)	-	-	-	-
Otras Variaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Final a 30 Septiembre de 2013	1.271	19.299	-	1.551	-	60	6.466	28.647

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto ⁽¹⁾	Patrimonio Neto atribuido a la Sociedad Dominante							Total Patrimonio Neto
	Fondos Propios					Intereses Minoritarios		
	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 Cambios de Valor
Saldo Inicial a 1 de Enero de 2014	1.271	17.665	-	1.879	-	(294)	6.241	26.762
Ajuste por Cambio de Criterio Contable	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por Errores	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Ajustado	1.271	17.665	-	1.879	-	(294)	6.241	26.762
Resultado Global Total	-	(78)	-	1.219	-	(70)	601	1.672
Operaciones con Socios o Propietarios	-	(176)	-	-	-	1	(836)	(1.011)
Aumentos/(Reducciones) de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de Dividendos	-	-	-	-	-	-	(503)	(503)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos/(Reducciones) por Combinaciones de Negocios	-	-	-	-	-	1	1	2
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	-	(176)	-	-	-	-	(334)	(510)
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	-	1.879	-	(1.879)	-	-	-	-
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre Partidas de Patrimonio Neto	-	1.879	-	(1.879)	-	-	-	-
Otras Variaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Final a 30 Septiembre 2014	1.271	19.290	-	1.219	-	(363)	6.006	27.423

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.

(E) Estados de Flujos de Efectivo Consolidados

	Millones de Euros	
Estados de Flujos de Efectivo Consolidados ⁽¹⁾	30 de Septiembre de 2013 (Re-expresado)	30 de Septiembre de 2014
Resultado Bruto Antes de Impuestos e Intereses Minoritarios	3.158	2.383
Ajustes del Resultado:	2.007	2.221
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	1.829	1.555
Otros Ajustes del Resultado (Neto)	178	666
<i>Cambios en el Capital Corriente</i>	(1.401)	(692)
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:	(1.449)	(1.427)
Cobro de Intereses	271	257
Cobro de Dividendos	18	27
Pagos de Intereses	(528)	(550)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades	(723)	(744)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación	(487)	(417)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	2.315	2.485
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	(1.636)	(1.668)
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	31	14
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo	-	(68)
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo	84	-
Adquisiciones de otras Inversiones	(3.809)	(801)
Enajenaciones de otras Inversiones	2.983	2.348
Flujos de Efectivo por Variación de Perímetro	-	-
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos	115	109
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(2.232)	(66)
Flujos de Efectivo por Instrumentos de Patrimonio	1.741	(507)
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	699	971
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	(915)	(986)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente	(620)	(1.004)
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	-	(1.588)
Pagos a Intereses Minoritarios	(399)	(492)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	506	(3.606)
FLUJOS NETOS TOTALES	589	(1.187)
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y Otros Medios Líquidos	(180)	(8)
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS	409	(1.195)
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS INICIALES	1.819	4.145
Efectivo en Caja y Bancos	1.024	1.058
Otros Equivalentes de Efectivo	795	3.087
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS FINALES	2.228	2.950
Efectivo en Caja y Bancos	599	1.389
Otros Equivalentes de Efectivo	1.629	1.561

⁽¹⁾ La información financiera histórica consolidada incluye información correspondiente al Negocio en Latinoamérica anterior a la Desinversión en Latinoamérica.



Con fecha 30 de julio de 2014, el Consejo de Administración de ENDESA tomó razón de la propuesta recibida de ENEL, a través de EEE, para estudiar una propuesta de adquisición por ésta última de las acciones de ENDESA Latam, propietaria a su vez del 40,32% de Enersis, S.A., y del 20,3% de las acciones de Enersis, S.A. titularidad directa de ENDESA.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, EEE trasladó a ENDESA una propuesta vinculante para la adquisición de las acciones mencionadas en el párrafo anterior por un precio global de 8.252,9 millones de euros.

Con fecha 17 de septiembre de 2014, el Consejo de Administración de ENDESA acordó proponer a la Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad la aceptación de la oferta recibida de EEE.

La Junta General Extraordinaria de Accionistas de ENDESA, en su reunión celebrada con fecha 21 de octubre de 2014, ha aceptado la oferta recibida de EEE para adquirir el Negocio en Latinoamérica por un importe igual a 8.252,9 millones de euros.

La operación de desinversión se ha materializado el 23 de octubre de 2014.

A 30 de septiembre de 2014, todos los activos mencionados anteriormente, al incluir la totalidad del Negocio en de Latinoamérica, se han considerado Actividades Interrumpidas habiéndose procedido a reclasificar sus saldos desde el 31 de julio de 2014 a los epígrafes de “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” y “Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” del Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de septiembre de 2014. Por tanto, los activos traspasados han dejado de amortizarse desde el 31 de julio de 2014. Por otra parte, no ha sido necesario dotar ninguna provisión al realizar el traspaso de estos activos, ya que el precio de venta es superior al valor contable.

Todos los ingresos y gastos correspondientes a las Sociedades objeto de la operación de desinversión, al considerarse Actividades Interrumpidas, se presentan en el epígrafe “Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas” de los Estados del Resultado Consolidados correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 y 2013.

Por ello, el Estado del Resultado Consolidado incluido en estos Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios, a efectos comparativos, no coincide con el aprobado en el período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2013 al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dicho período por las actividades ahora interrumpidas al epígrafe “Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas”.

(A) Explicación sobre las partidas del Estado de Situación Financiera de las Actividades Continuada

Inmovilizado material

Los movimientos del inmovilizado material en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 son consecuencia del efecto neto de las inversiones realizadas (1.117 millones de euros), las dotaciones a amortización y provisiones por deterioro que han

ascendido a 1.267 millones de euros, y el traspaso al epígrafe “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” los activos correspondientes a las Sociedades objeto de la Desinversión en Latinoamérica descrita en el Apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro (10.739 millones de euros).

Las inversiones realizadas en el negocio de España y Portugal se refieren a los activos correspondientes a Actividades Continuadas. Las inversiones de generación de los nueve primeros meses de 2014 se corresponden, en su mayor parte, con inversiones realizadas sobre centrales que ya estaban en funcionamiento a 31 de diciembre de 2013, así como las inversiones realizadas en las centrales de Litoral y Puentes por importe de 37 millones de euros, que han conllevado un alargamiento de su vida útil. Por lo que respecta a 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 por importe de 42,7 millones de euros.

En el Negocio en Latinoamérica, las inversiones de generación incluyen principalmente la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW).

En el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 se han dotado provisiones por importe de 162 millones de euros, de los cuales 96 millones de euros corresponden a la dotación de provisiones por desmantelamiento de las centrales de carbón de Compostilla GIII, GIV y GV y Teruel GI, GII y GIII.

ENDESA ha modificado a partir de 1 de octubre de 2014, con efecto prospectivo, la vida útil de sus centrales nucleares, pasando a ser ésta de 50 años, y la de sus centrales de ciclo combinado, pasando a ser ésta de 40 años.

Activo intangible

El movimiento del Activo Intangible recoge principalmente la baja por la entrega de los derechos de emisión de CO₂ realizada durante el período enero-septiembre de 2014 para redimir las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior (149 millones de euros) y el traspaso al epígrafe “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” los activos correspondientes a las Sociedades objeto de la Desinversión en Latinoamérica descrita en el Apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro (1.803 millones de euros).

A 30 de septiembre de 2014, el importe registrado por derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reductions Unit (ERUs) ascendía a 70 millones de euros.

Fondo de Comercio

Durante el período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 se ha traspasado al epígrafe “Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” la totalidad del fondo de comercio por importe de 2.240 millones de euros al corresponder íntegramente a las Sociedades a las Sociedades objeto de la Desinversión en Latinoamérica descrita en el Apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro.

Inversiones contabilizadas por el método de participación

Este epígrafe recoge las principales sociedades participadas por ENDESA contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el período enero-septiembre de 2014.

A 30 de septiembre de 2014, el importe más significativo corresponde a la participación del 40% en Enel Green Power España, S.L. por importe de 828 millones de euros (825 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Los resultados negativos registrados por Nuclenor, S.A. en los nueve primeros meses de 2014 incluyen la actualización de la provisión de costes de desmantelamiento de la central teniendo en consideración que se están produciendo retrasos en dichos trabajos por estar a la espera de la decisión final sobre la posible continuidad de las operaciones de la misma. Asimismo, Nuclenor, S.A. ha reconocido una provisión por importe de 18 millones de euros por la sanción impuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en su Resolución de 10 de julio de 2014, derivada de la reducción en la capacidad de producción por el cese de explotación acordado en diciembre de 2012

Igualmente, el resultado neto de sociedades por el método de participación contempla el reconocimiento de una provisión por importe de 51 millones de euros por el coste estimado para ENDESA del cierre de la actividad de Elcogas, S.A.

Activos financieros no corrientes

Los movimientos de los activos financieros no corrientes en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 recogen el traspaso al epígrafe “Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas” los activos correspondientes a las Sociedades objeto de la Desinversión en Latinoamérica descrita en el Apartado 3.0 (*Factores que afectan a la comparabilidad de la información financiera*) del presente Documento de Registro (1.118 millones de euros).

La principal partida incluida en este epígrafe a 30 de septiembre de 2014 corresponde a la financiación realizada hasta dicha fecha en relación con el déficit tarifario conforme a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Este epígrafe recoge el saldo de dicha financiación que será recuperada a largo plazo por importe de 1.251 millones de euros.

Igualmente, este epígrafe 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 ya que han sido depositados en las Administraciones Públicas competentes de acuerdo con la normativa vigente en España. A 30 de septiembre de 2014 dicho importe asciende a 428 millones de euros.

Existencias

A 30 de septiembre de 2014 este epígrafe incluye principalmente materias energéticas por importe de 903 millones de euros.

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

A 30 de septiembre de 2014 este epígrafe incluye fundamentalmente clientes por ventas y prestaciones de servicios por importe de 3.064 millones de euros. Durante el período enero-septiembre de 2014 se han realizado operaciones de “factoring” cuyos importes no vencidos a 30 de septiembre de 2014 asciende a 326 millones de euros.

Activos financieros corrientes

A 30 de septiembre de 2014, y conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, este epígrafe recoge el saldo del déficit generado que será recuperado a corto plazo por importe de 552 millones de euros.

Igualmente, este epígrafe recoge el derecho de cobro que ostenta ENDESA por las compensaciones a la generación extrapeninsular por importe de 699 millones de euros a 30 de septiembre de 2014.

Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Este epígrafe incluye 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 de su valor por importe de 1.110 millones de euros.

Provisiones no corrientes y corrientes

A 30 de septiembre de 2014 este epígrafe recoge provisiones no corrientes por importe de 3.040 millones de euros que corresponden a obligaciones de las que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización cuyo importe y momento de cancelación son inciertos. De dicho importe, 878 millones de euros corresponden a provisiones para pensiones y obligaciones similares, 451 millones de euros a provisiones para planes de reestructuración de plantilla y 1.711 millones de euros a otras provisiones por litigios, indemnizaciones y similares pendientes de resolución, así como por el importe estimado para hacer frente a costes de cierre de instalaciones.

El epígrafe provisiones corrientes incluye la provisión por derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) a entregar para cubrir dichas emisiones por importe de 110 millones de euros.

Deuda financiera no corriente y corriente

Véase apartado 10 de este Documento de Registro.

Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes

A 30 de septiembre de 2014 este epígrafe con importe de 5.144 millones de euros incluye principalmente proveedores y otros acreedores por importe de 3.522 millones de euros.

(B) Comparación de los resultados después de impuestos de actividades continuadas de los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y el 30 de septiembre de 2013

Ingresos por ventas

La producción eléctrica de ENDESA en España y Portugal fue de 51.704 GWh en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, lo que supuso una reducción del 0,4% con respecto al período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2013, en que la electricidad generada alcanzó 51.904 GWh. Las ventas de electricidad alcanzaron 70.921 GWh, un 2,1% menos que en enero-septiembre de 2013, que se situaron en 72.453 GWh. Generalmente, ENDESA vende significativamente más electricidad de la que genera, y, para dichas ventas, adquiere electricidad en el mercado libre.

En enero-septiembre de 2014, ENDESA obtuvo ingresos por ventas de 15.542 millones de euros procedentes del negocio en España y Portugal, lo que supuso una reducción del 4,3% en comparación con los obtenidos en el mismo período del año anterior, que alcanzaron 16.234 millones de euros. Esta reducción se debió a una contracción del 6,7% en las ventas de electricidad en España y Portugal por las razones que se detallarán más adelante.

El desglose de las ventas correspondientes al negocio en España y Portugal se muestra a continuación:

	Millones de Euros			
	30 de Septiembre de 2014	30 de Septiembre de 2013 (Re-Expresado)	Diferencia	% variación
Ventas de electricidad	10.682	11.445	(763)	(6,7)
Ventas al mercado liberalizado	5.958	5.780	178	3,1
Ventas comercializadora Último Recurso (TUR)	2.415	3.031	(616)	(20,3)
Ventas mercado mayorista	685	708	(23)	(3,2)
Comercialización a clientes en el mercado liberalizado fuera de España	689	665	24	3,6
Compensaciones no peninsulares	926	1.251	(325)	(26,0)
Trading de electricidad	9	10	(1)	(10,0)
Resto de ventas	-	-	-	-
Ingresos regulados de distribución de	1.514	1.562	(48)	(3,1)

	30 de Septiembre de 2014	30 de Septiembre de 2013 (Re-Expresado)	Diferencia	% variación
electricidad				
Comercialización de gas	1.441	1.494	(53)	(3,5)
Otras ventas y prestación de servicios	1.070	989	81	8,2
Total	14.707	15.490	(783)	(5,1)

Ventas de electricidad

Las ventas de electricidad en el negocio de España y Portugal se redujeron un 6,7% hasta los 10.682 millones de euros en enero-septiembre de 2014, frente a la suma de 11.445 millones de euros que se alcanzó en enero-septiembre de 2013, debido principalmente a una reducción en la producción de electricidad, que fue, en España y Portugal, de 51.704 GWh en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, un 0,4% inferior respecto a los 51.904 GWh producidos en enero-septiembre de 2013, y que corresponde íntegramente a España.

La producción eléctrica peninsular en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 fue de 42.570 GWh, un 0,2% inferior a los 42.653 GWh generados en enero-septiembre de 2013. Esta reducción de la producción se debió principalmente al fuerte descenso de la producción hidráulica (-10,4%) y nuclear (-6,7%), que ha sido compensado parcialmente por el aumento de la producción en las centrales de carbón (+13,7%) y en los ciclos combinados (+20,4%).

La demanda de electricidad en el territorio peninsular se redujo un 0,9% en enero-septiembre de 2014 (+0,3% corregido el efecto de laboralidad y temperatura).

Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 60,4% del mix de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario, frente al 65,4% en enero-septiembre de 2013.

La producción de ENDESA en los territorios no peninsulares fue de 9.134 GWh en enero-septiembre de 2014, un 1,3% inferior a los 9.251 GWh generados en enero-septiembre de 2013.

Ventas al mercado liberalizado

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado de enero-septiembre de 2014 a 30 de septiembre de 2014 fue de 4.314.040 (un 24,3% superior a 30 de septiembre de 2013, que fue de 3.471.347 clientes), de los cuales 4.163.822 clientes (un 25,9% superior a 30 de septiembre de 2013, que fue de 3.307.502 clientes) corresponden al mercado español, y 150.218 clientes se encontraban en mercados liberalizados fuera de España (véase el apartado siguiente “Comercialización a clientes en el mercado liberalizado fuera de España”).

Las ventas de ENDESA a clientes en el mercado liberalizado en España ascendieron a 50.583 GWh en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, lo que supuso un aumento del 3,2% frente a los 49.008 GWh vendidos en enero-septiembre de 2013.

En términos económicos, las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 5.958 millones de euros, un 3,1% superiores a los 5.780 millones de euros vendidos en enero-septiembre de 2013.

Ventas Comercializadora de Último Recurso

Durante el período enero-septiembre de 2014, ENDESA vendió 13.274 GWh a través del sistema de Tarifa de Último Recurso (sistema que, desde 2014, se denomina PVPC), lo que supuso un 20,6% menos que durante el mismo período del año anterior, en que estas ventas representaron 16.715 GWh, debido, principalmente, a un descenso en el número de clientes acogidos a la TUR.

Estas ventas supusieron un ingreso de 2.415 millones de euros en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, un 20,3% menor que en enero-septiembre de 2013 (3.031 millones de euros) debido, fundamentalmente, al descenso en el número de clientes y, en menor medida, a los menores precios.

Ventas al mercado mayorista

Durante el período enero-septiembre de 2014, ENDESA vendió 15.461 GWh a través del mercado mayorista, un 0,6% más que en enero-septiembre de 2013 (15.363 GWh). Estas ventas han supuesto un ingreso de 685 millones de euros en enero-septiembre de 2014, un 3,2% inferior al obtenido en enero-septiembre de 2013, que alcanzó 708 millones de euros. Esta disminución es debida, principalmente, a la reducción de los precios de venta. En enero-septiembre de 2014 el precio medio ponderado, incluyendo servicios adicionales, fue de 46,7 €/MWh, un 3,6% menor al de enero-septiembre de 2013 (48,5 €/MWh).

Comercialización a clientes en el mercado liberalizado fuera de España

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado fuera de España de enero-septiembre de 2014 a 30 de septiembre de 2014 fue de 150.218 clientes (un 8,3% inferior al de 30 de septiembre de 2013, que fue de 163.845 clientes), y proceden principalmente de Portugal.

Las ventas a estos clientes ascendieron a 7.064 GWh en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, lo que supuso un aumento del 5,0% respecto a los 6.730 GWh registrados en enero-septiembre de 2013.

Las ventas en el mercado liberalizado fuera de España aumentaron un 3,6% durante el período enero-septiembre de 2014, pasando de 665 millones de euros en enero-septiembre de 2013 a 689 millones de euros en enero-septiembre de 2014, debido al aumento del 5,0% en el volumen de electricidad vendido.

Compensaciones no peninsulares

Durante el período enero-septiembre de 2014, la producción en los territorios no peninsulares ascendió a 9.134 GWh, un 1,3% menos que en enero-septiembre de 2013 (9.251 GWh).

Los ingresos por las compensaciones en territorios no peninsulares ascendieron a 926 millones de euros en enero-septiembre de 2014, un 26,0% menos que en enero-septiembre de 2013 (1.251 millones de euros).

Esta disminución se debe, por una parte, al efecto de la reestimación de las compensaciones correspondientes a los ejercicios 2012 y 2013 como consecuencia del nuevo borrador de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los territorios no peninsulares, que ha supuesto una reducción de ingresos de 162 millones de euros, así como al efecto de este

borrador sobre las propias compensaciones devengadas en el período enero-septiembre de 2014, que ha supuesto una reducción de ingresos de 147 millones de euros respecto a la regulación con la que se calcularon los ingresos en las cuentas del mismo período del año anterior.

Distribución de electricidad

ENDESA distribuyó 83.553 GWh en el mercado español durante el período enero-septiembre de 2014, un 0,8% menos que en enero-septiembre de 2013 (84.234 GWh). Los ingresos regulados de la actividad de distribución durante enero-septiembre de 2014 ascendieron a 1.514 millones de euros, lo que supuso una reducción del 3,1% respecto de los 1.562 millones de euros registrados en enero-septiembre de 2013 como consecuencia de la aplicación del Real Decreto Ley 8/2013, de 12 de julio.

Comercialización de gas

ENDESA vendió 39.840 GWh de gas natural a clientes en el mercado liberalizado de gas en enero-septiembre de 2014, lo que representó una reducción del 3,8% respecto del total de ventas de gas registrado durante el mismo período de 2013, que se situó en 41.415 GWh.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado disminuyeron un 3,5%, alcanzando 1.441 millones de euros en enero-septiembre de 2014, frente a 1.494 millones de euros registrados en enero-septiembre de 2013.

Otros ingresos de explotación

Los “Otros Ingresos de Explotación” de enero-septiembre de 2014 alcanzaron los 835 millones de euros, lo que supone un aumento del 12,2%.

Costes de explotación

Los costes de explotación disminuyeron en 571 millones de euros, un 3,8% menos que en enero-septiembre de 2013, pasando de 14.880 millones de euros en enero-septiembre de 2013 a 14.309 millones de euros en enero-septiembre de 2014, debido, principalmente, a un descenso en los gastos de aprovisionamientos y servicios. El detalle de estos gastos de explotación para España y Portugal en ambos períodos, es el siguiente:

	Millones de Euros			
	30 de Septiembre de 2014	30 de Septiembre de 2013 (Re-Expresado)	Diferencia	% variación
Aprovisionamiento y servicios	11.577	11.982	(405)	(3,4)
Compras de energías	3.754	3.919	(165)	(4,2)
Consumo de combustibles	1.766	2.117	(351)	(16,6)
Gastos de transporte y energía	4.440	4.596	(156)	(3,4)
Otros aprovisionamientos y servicios	1.617	1.350	267	19,8
Personal	695	751	(56)	(7,5)
Otros gastos de explotación	870	920	(50)	(5,4)
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	1.167	1.227	(60)	(4,9)
Total	14.309	14.880	(571)	(3,8)

Aprovisionamiento y servicios

Los costes por aprovisionamientos y servicios de enero-septiembre de 2014 ascendieron a 11.577 millones de euros, lo que representó una reducción del 3,4% respecto del ejercicio anterior, que alcanzaron los 11.982 millones de euros.

Los costes por aprovisionamientos y servicios disminuyeron como consecuencia, fundamentalmente, de los siguientes hechos:

- La reducción en un 8,5% de las compras de energía y consumo de combustibles, que se situaron en 5.520 millones de euros en enero-septiembre de 2014 (6.036 millones de euros en enero-septiembre de 2013), debido al menor precio medio de compra. El precio medio de compra en el mercado mayorista de electricidad en enero-septiembre de 2014 se situó en 39,1 €/MWh, un 4,6% inferior al de enero-septiembre de 2013.
- La reducción de los costes de transporte de energía, que descendieron un 3,4% desde 4.596 millones de euros en enero-septiembre de 2013 hasta 4.440 millones de euros en enero-septiembre de 2014, debido a los menores peajes de autoconsumo y de ventas a clientes a los que se aplica el precio regulado.
- La partida “Otros aprovisionamientos y servicios” aumentó en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 un 19,8%, hasta alcanzar 1.617 millones de euros (1.350 millones de euros en enero-septiembre de 2013). Este aumento es consecuencia del aumento de 85 millones de euros en los costes de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) por la mayor producción térmica y el aumento del precio de mercado de dichos derechos, y de 122 millones de euros en los gastos por derivados de materias energéticas. Cabe mencionar que este aumento en los gastos por derivados de materias energéticas, se ve compensado por un aumento de 127 millones de euros en los ingresos por este mismo concepto que están registrados en el epígrafe “Otros Ingresos de Explotación”.

Gastos de personal

Los “Gastos de personal” ascendieron a 695 millones de euros, lo que supuso una disminución del 7,5% en relación con enero-septiembre de 2013 (751 millones de euros). Esta reducción se debió principalmente a una reducción del 2,8% en el número medio de empleados en el negocio de España y Portugal y a la contención de los costes salariales.

Otros gastos de explotación

La partida “Otros gastos de explotación” se ha reducido en enero-septiembre de 2014 en un 5,4%, pasando de 920 millones de euros en enero-septiembre de 2013 a 870 millones de euros en enero-septiembre de 2014, debido principalmente a los esfuerzos llevados a cabo para alcanzar mejoras operativas que permitan compensar algunos de los efectos adversos de las nuevas medidas regulatorias.

Resultado bruto de explotación (EBITDA)

Como consecuencia de lo anterior, el resultado bruto de explotación (EBITDA) ascendió a 2.484 millones de euros en enero-septiembre de 2014, lo que representó una reducción de 6,4% con respecto al ejercicio anterior (2.654 millones de euros).

Amortizaciones y pérdidas por deterioro

El epígrafe de “Amortizaciones y pérdidas por deterioro” se redujo un 4,9%, alcanzando 1.167 millones de euros durante el período enero-septiembre de 2014 (1.227 millones de euros en enero-septiembre de 2013). Las pérdidas por deterioro netas representaron 126 millones de euros y 180 millones de euros, en enero-septiembre de 2014 y enero-septiembre de 2013, respectivamente.

A 30 de septiembre de 2014, este epígrafe incluía la reversión de pérdidas por deterioro por importe de 15 millones de euros correspondientes a derechos de emisión de CO₂ debido a los menores precios de mercado y una provisión por deterioro por importe de 59 millones de euros como consecuencia del saneamiento del valor de los terrenos que ENDESA debe recibir en aplicación de la sentencia del Tribunal Supremo a favor de Josel, S.L..

En enero-septiembre de 2013, este epígrafe incluía la dotación de 80 millones de euros por la pérdida de valor de los derechos de emisión de CO₂.

Resultado de explotación (EBIT)

Como consecuencia de lo anterior, el resultado de explotación (EBIT) se situó en 1.317 millones de euros en enero-septiembre de 2014, lo que supuso una reducción del 7,7% con respecto al resultado obtenido en enero-septiembre de 2013, que fue de 1.427 millones de euros.

La tabla que se expone a continuación resume los ingresos de ENDESA, el resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) en el negocio de España y Portugal y la variación anual para el periodo expuesto:

	Ingresos		EBITDA		EBIT	
	30 de Septiembre de 2014	30 de Septiembre de 2013 (Re-Expresado)	30 de Septiembre de 2014	30 de Septiembre de 2013 (Re-Expresado)	30 de Septiembre de 2014	30 de Septiembre de 2013 (Re-Expresado)
España y Portugal	15.542	(4,3)	2.484	(6,4)	1.317	(7,7)

Resultado neto de sociedades por el método de participación

En el período enero-septiembre de 2014 el resultado neto de sociedades por el método de participación ha ascendido a 65 millones de euros, negativos, frente a 39 millones de euros, positivos, en enero-septiembre de 2013.

Elcogas, S.A., sociedad en la que ENDESA 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 ha decidido cesar sus actividades al final del año 2014. El resultado neto de sociedades por el método de participación contempla el reconocimiento de una provisión por importe de 51 millones de euros por el coste estimado para ENDESA del cierre de la actividad de dicha sociedad.

Por otra parte, este epígrafe incluye también una pérdida de 45 millones de euros correspondiente a la participación del 50% en Nuclenor, S.A. como consecuencia de los mayores costes en que está incurriendo la sociedad por el retraso en los trabajos de

desmantelamiento de la Central Nuclear de Santa María de Garoña a la espera de la decisión final sobre la posible reapertura de la misma, y del reconocimiento de una provisión por importe de 18 millones de euros por la sanción impuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en su resolución de 10 de julio de 2014, derivada de la reducción en la capacidad de producción por el cese de explotación acordado en diciembre de 2012.

Resultado financiero neto

Los ingresos financieros se contrajeron en enero-septiembre de 2014 un 45,5%, situándose en 79 millones de euros, desde 145 millones de euros en enero-septiembre de 2013, principalmente debido a la reducción en los intereses derivados de las partidas de cuentas por cobrar.

Los gastos financieros se redujeron en enero-septiembre de 2014 un 20,8%, situándose en 190 millones de euros, en comparación con 240 millones de euros en enero-septiembre de 2013, principalmente debido a la reducción de costes de financiación y de deuda a lo largo del periodo.

En enero-septiembre de 2014, la evolución de los tipos de interés a largo plazo ha supuesto una actualización en las provisiones para hacer frente a las obligaciones derivadas de los expedientes de regulación de empleo en vigor por importe de 30 millones de euros, negativos (7 millones de euros, positivos, en enero-septiembre de 2013).

Como consecuencia de ello, el resultado financiero neto correspondiente a enero-septiembre de 2014 fue de 114 millones de euros, 22 millones de euros superior al del mismo período del año anterior, debido a lo anterior y a la reducción en 6 millones de euros en las diferencias de cambio netas, que pasaron de un ingreso de 3 millones de euros en enero-septiembre de 2013 a un gasto de 3 millones de euros en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014.

Resultado antes de impuestos

Como consecuencia de lo expuesto en los apartados anteriores, el resultado antes de impuestos de ENDESA se contrajo en un 21,0%, situándose en 1.118 millones en enero-septiembre de 2014, en comparación con 1.416 millones de euros del período enero-septiembre de 2013.

Impuesto sobre sociedades

El impuesto de sociedades en España y Portugal se redujo un 4,2% en enero-septiembre de 2014, situándose en 364 millones de euros, en relación con el mismo período de 2013, que se situó en 380 millones de euros. La tasa impositiva efectiva aumentó hasta situarse en un 32,6% en enero-septiembre de 2014, en comparación con la tasa efectiva del 26,8% en enero-septiembre de 2013, debido principalmente a la pérdida de beneficios fiscales en Canarias.

Resultado después de impuestos de las actividades continuadas

Como resultado de lo anteriormente expuesto, el resultado después de impuestos de las actividades continuadas se contrajo en un 27,2%, situándose en 754 millones de euros, frente a 1.036 millones de euros del período enero-septiembre de 2013.

Este descenso se debió principalmente a la estimación del impacto en los ingresos de la actividad de generación de los territorios no peninsulares de acuerdo con la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los territorios no peninsulares. Este borrador considera efectos retroactivos sobre la remuneración de la generación de los territorios no peninsulares desde el 1 de enero de 2012, cuyo impacto respecto de la anterior regulación ascendería a 259 millones de euros para los ejercicios 2012 y 2013. De este importe, 97 millones de euros ya fueron provisionados en el ejercicio 2013, en base a un borrador previo existente en 2013, por lo que el Estado del Resultado Consolidado del período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 incluye 162 millones de euros por una reestimación de la retribución de la generación de los territorios no peninsulares de los ejercicios 2012 y 2013, con un impacto de 114 millones de euros sobre el resultado neto.

20.7 Política de dividendos

20.7.1. Importe de los dividendos por acción en cada ejercicio para el periodo cubierto por la información financiera histórica, ajustada si ha cambiado el número de acciones del emisor, para que así sea comparable

La siguiente tabla muestra algunos datos referidos a los dividendos y resultados de ENDESA en los ejercicios 2011, 2012 y 2013:

	31 de Diciembre de 2011	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2013
Capital Social ⁽¹⁾	1.270,50	1.270,50	1.270,50
Número de Acciones ⁽²⁾	1.058.752.117	1.058.752.117	1.058.752.117
Beneficio Neto Consolidado ⁽¹⁾	2.212	2.034	1.879
Beneficio Neto Individual ⁽¹⁾	570	553	1.935
Dividendos Distribuidos ⁽¹⁾	642	-	1.588
Beneficio por Acción (Euros) ⁽³⁾	2,09	1,92	1,77
Dividendo por Acción (Euros) ⁽⁴⁾	0,606	-	1,500
Cotización Cierre Ejercicio (Euros) ⁽⁵⁾	15,85	16,87	23,30
P.E.R. (<i>Price to Earnings Ratio</i>)	7,6	8,8	13,1
<i>Pay-Out</i> Consolidado (%)	29	-	85
<i>Pay-Out</i> Individual (%)	113	-	82

⁽¹⁾ En millones de euros.

⁽²⁾ A cierre de cada ejercicio.

⁽³⁾ Datos correspondientes a las Cuentas Anuales Consolidadas.

⁽⁴⁾ Cotización Cierre Ejercicio / Beneficio por Acción.

⁽⁵⁾ Fuente: www.bolsademadrid.es.

La Junta General de Accionistas de ENDESA celebrada el 26 de junio de 2012 aprobó un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2011 de 0,606 euros brutos por acción, lo que supuso un importe total de 642 millones de euros, que fue abonado el 2 de julio de 2012.

En febrero de 2013, el Consejo de Administración de ENDESA tomó la decisión de no repartir dividendos con cargo a los resultados de 2012, por prudencia ante la situación de incertidumbre regulatoria que vivía el sector y el elevado déficit de tarifa pendiente de ceder en ese momento por las complicadas condiciones del mercado. Esta medida, propuesta por el Consejo de Administración y aprobada posteriormente en la Junta General de Accionistas celebrada el 22 de abril de 2013, respondía al objetivo de fortalecer la posición financiera de la Compañía ante la complicada gestión del entorno económico, energético y regulatorio.

El 17 de diciembre de 2013 el Consejo de Administración de ENDESA aprobó el pago de un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2013 de 1,5 euros brutos por acción, que supuso un desembolso de 1.588 millones de euros y que se hizo efectivo el 2 de enero de 2014. La Junta General de Accionistas de ENDESA celebrada el 19 de mayo de 2014 aprobó un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2013 igual al dividendo a cuenta que ya había sido distribuido.

Con fecha 21 de octubre de 2014, los accionistas de ENDESA reunidos en Junta General Extraordinaria acordaron la distribución de un dividendo extraordinario en efectivo por importe de 7,795 euros brutos por acción, que supuso un desembolso de 8.252,9 millones de euros que se hizo efectivo el 29 de octubre de 2014.

Igualmente, el Consejo de Administración de ENDESA, en su reunión de fecha 7 de octubre de 2014, aprobó el pago de un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 de 6 euros brutos por acción, condicionado a la previa aprobación por la Junta General del dividendo extraordinario referido anteriormente, con el fin de optimizar su estructura financiera, que supuso un desembolso de 6.352,5 millones de euros y que se hizo también efectivo el 29 de octubre de 2014. El reparto de este dividendo se ha financiado en parte mediante un préstamo de 4.500 millones de euros a 10 años a un tipo de interés fijo del 3% y una línea de crédito de 1.000 millones de euros a un año a Euribor más 0,6%, ambos comprometidos en firme por Enel Finance International, N.V. El resto hasta cubrir la totalidad del dividendo acordado se ha financiado mediante otros instrumentos de liquidez disponible de la Sociedad.

A la luz de la elevada generación de caja prevista por parte de ENDESA, el Consejo de Administración de ENDESA, en su reunión de fecha 7 de octubre de 2014, aprobó una nueva política de dividendos para el periodo 2014-2016, sujeta y condicionada en todo caso al cumplimiento de los requerimientos que establece la ley y a los acuerdos formales de los correspondientes órganos sociales de la Sociedad, conforme al siguiente esquema:

- Se propondrá la distribución de un dividendo ordinario con cargo a los resultados del ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2014 por un importe bruto por acción de 0,76 euros (adicional al dividendo extraordinario que se ha propuesto a la próxima Junta General extraordinaria de accionistas de ENDESA y al dividendo a cuenta extraordinario que se ha aprobado y que se recoge en el párrafo anterior). Este dividendo ordinario de 0,76 euros (que supondría el reparto de un importe total de, aproximadamente, 800 millones de euros) se pagaría en efectivo, mediante su abono en dos pagos (enero y julio de 2015) en la fecha concreta que se determine en cada caso por el Consejo de Administración de la Sociedad.
- Se fijó como objetivo que el dividendo por acción ordinario que se acuerde repartir con cargo al ejercicio 2015 sea, al menos, un 5% superior al dividendo por acción ordinario con cargo al ejercicio 2014 y, a su vez, que el dividendo por acción que se acuerde repartir con cargo al ejercicio 2016 sea, al menos, un 5% superior al dividendo por acción ordinario con cargo al ejercicio 2015.
- Los dividendos ordinarios que se aprueben, en su caso, con cargo a los ejercicios 2014, 2015 y 2016, se abonarían mediante dos pagos anuales: uno en el mes de enero y otro en el mes de julio del año siguiente (en línea con la práctica habitual de los principales competidores de la Sociedad).

- El pago de estos dividendos se realizaría exclusivamente en efectivo, estimándose que podrá realizarse con cargo a los flujos de caja generados por el negocio del Grupo, sin necesidad de aumentar el endeudamiento financiero neto consolidado.
- Teniendo en consideración la estimación de resultados prevista en el apartado 13 (*Previsiones o estimaciones de beneficios*) del Documento de Registro, el dividendo mínimo referido anteriormente correspondiente a los ejercicios 2015 y 2016 representaría un *pay-out* del 84,5% y del 80,6%, respectivamente.

Sin perjuicio de lo anterior, la capacidad de ENDESA de distribuir dividendos entre sus accionistas depende de numerosos factores, incluyendo la generación de beneficios y la disponibilidad de reservas distribuibles, y no pueden asegurarse los dividendos que, en su caso, vayan a pagarse en los ejercicios futuros ni cuál será el importe de los mismos. La política de dividendos de ENDESA será la que apruebe la Junta General de Accionistas, de conformidad con la propuesta de aplicación del resultado de cada ejercicio social que someta a su aprobación el Consejo de Administración de ENDESA.

20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje

ENDESA no está incurso en la actualidad en procedimientos judiciales o arbitrajes que, por su cuantía, puedan afectar de forma significativa al equilibrio patrimonial o a la solvencia de ENDESA o del Grupo en su conjunto.

A 30 de septiembre de 2014, ENDESA tiene dotadas provisiones por importe de 3.040 millones de euros que corresponden a litigios, indemnizaciones y otros conceptos similares, pendientes de resolución, correspondientes a las actividades continuadas, es decir al segmento de España y Portugal. De dicho importe, 831 millones de euros corresponden a litigios, indemnizaciones y similares pendientes de resolución y 880 millones de euros al importe estimado para hacer frente a costes de cierre de instalaciones. Tal y como se indica en el apartado 7 de los Factores de Riesgo (*Otros riesgos: ENDESA es parte de procedimientos judiciales y arbitrajes*), ENDESA estima que ha dotado las provisiones adecuadas a la vista de las contingencias legales existentes.

No obstante, cabe mencionar los siguientes procedimientos judiciales, de arbitraje y regulatorios existentes a la fecha del presente Folleto contra el Grupo ENDESA:

- El 8 de mayo de 2008, se dictó sentencia en el recurso de casación interpuesto por ENDESA ante el Tribunal Supremo contra sentencia de la Audiencia Nacional por la que se anulaba la Orden de 29 de octubre de 2002, reguladora de los Costes de Transición a la Competencia (CTC) correspondientes al año 2001, dictada en el recurso contencioso-administrativo 825/2002 interpuesto por Iberdrola, S.A. El Tribunal Supremo desestima la pretensión de ENDESA de que se casase la sentencia de la Audiencia Nacional. Se estima que su ejecución no debería tener un efecto económico significativo para ENDESA, entre otros motivos porque la sentencia no se pronunciaba sobre posibles importes de los CTC, sino que se limitaba a identificar que, habida cuenta del importe total de la plusvalía contable que ENDESA había obtenido en la venta de Electra de Viesgo, S.L., habría alguna plusvalía a efectos de CTC, pero ni en esta sentencia ni posteriormente en casación ante el Tribunal Supremo se identificó importe alguno sobre el que se pueda realizar un cálculo del posible impacto sobre ENDESA.

- El 24 de junio de 2009, la Dirección de Investigación de la CNC (tal y como se ha definido anteriormente, la CNC; hoy parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia —CNMC—) incoó expediente contra varias empresas de distribución eléctrica, entre las que se encuentra ENDESA, por una supuesta violación del artículo 1 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia y del artículo 81 del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea, consistente en la existencia de acuerdos colusorios que, siempre según la autoridad de competencia, habrían sido suscritos para impedir, restringir o falsear la competencia en el mercado nacional de suministro de electricidad. El expediente sancionador incoado por la CNC tenía como objeto analizar la existencia de posibles acuerdos entre las empresas de distribución consistentes en haber retrasado el proceso de cambio de comercializador. El expediente fue ampliado tanto en los sujetos (incluyéndose también a la patronal eléctrica Asociación Española de la Industria Eléctrica - UNESA) como en las imputaciones (incluyéndose posibles pactos colusorios para captar grandes clientes).

Por Resolución del Consejo de la CNC de fecha 13 de mayo de 2011, se impuso a ENDESA una multa de 26,6 millones de euros, que ha sido recurrida ante la Audiencia Nacional, que ha suspendido el pago de la misma mediante Auto de 15 de septiembre de 2011, y ha admitido la medida cautelar propuesta por ENDESA.

En diciembre de 2013, y a la luz de las alegaciones formuladas en cuanto a la concurrencia del principio del *bis in idem*, la Audiencia Nacional dictó Providencia acordando la suspensión del procedimiento a la espera de que el Tribunal Supremo dicte Sentencia en el recurso 229/2009 interpuesto por Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. ante el Tribunal Supremo, como se menciona más adelante.

- Existen tres procedimientos judiciales en curso contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. por incendios forestales en Cataluña, de los que podría resultar la obligación de atender diversas reclamaciones por daños y perjuicios por importe de 32 millones de euros.
- La Generalitat de Cataluña impuso una sanción de 10 millones de euros mediante expediente sancionador a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. por los incidentes en el suministro producidos en la ciudad de Barcelona el 23 de julio de 2007. Dicha sanción fue confirmada por sentencia del Tribunal Superior de Justicia (TSJ) de Cataluña de fecha 3 de septiembre de 2012, y ha sido recurrida en casación ante el Tribunal Supremo el 16 de noviembre de 2012.
- En 2009 se interpuso por parte de Josel, S.L. contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. una 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, que ha sido estimado por sentencia en 2012, si bien el demandante ha interpuesto recurso de casación ante el Tribunal Supremo, que ha sido estimado por sentencia de 13 de

junio de 2014, notificada el 16 de julio. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. ha formulado incidente de nulidad de actuaciones previo a recurso de amparo ante el Tribunal Constitucional.

- En 2013, el Juzgado de Primera Instancia nº 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 que se condenase a esta a pagar a Alcalá Sur 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 propiedad de los demandantes, 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. El 26 de febrero de 2014, Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. presentó la contestación a la demanda, y aún está pendiente de señalamiento la audiencia previa.

- Con fecha 17 de julio de 2014, se ha recibido resolución dictada por la Sala de Competencia del Consejo de la CNMC por la que se acuerda sancionar a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. con una multa de 1 millón de euros por un supuesto abuso de posición de dominio consistente en el cobro indebido derivado de 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 CNMC, deberían ser cobrados a baremo. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. entiende, por el contrario, que ha aplicado de forma correcta la normativa sectorial, tal y como ha sido confirmado por numerosas sentencias aportadas durante el trámite del procedimiento. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. ha recurrido la resolución ante la Audiencia Nacional por ser contraria a derecho.
- El 1 de julio de 2010, por obligación legal, Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. vendió a REE la red de transporte de que era titular (fundamentalmente en los sistemas no peninsulares). El precio alcanzó los 1.412 millones de euros, si bien el contrato previó un ajuste de precio si, antes del 31 de diciembre de 2013, la CNMC practicaba liquidación en las que aflorase una menor retribución. REE, por entender que la Orden IET/2443/2013 (publicada en el *Boletín Oficial del Estado* 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, ha formulado ante la Corte Civil y Mercantil de Arbitraje (CIMA) solicitud de arbitraje no cuantificada contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U., que, con fecha 21 de julio de 2014, ha sido emplazada a designar árbitro. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. procederá a defender sus intereses en dicho procedimiento, oponiéndose a la pretensión de REE. El 5 de agosto,

Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. ha formulado su respuesta a la solicitud de arbitraje deducida por REE y ha procedido a designar árbitro.

- Mediante resolución de 2 de abril de 2009, la CNC impuso a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. una multa de 15 millones de euros por la comisión de una infracción contra el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia (“LDC”) y 82 del Tratado de la Unión Europea (TUE), consistente en un supuesto abuso de posición dominante ocasionado por condicionar el acceso de la empresa comercializadora Céntrica Energía, S.L. al Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS) y ceder sus datos comerciales de clientes a la empresa comercializadora de su Grupo, Endesa Energía, S.A.U. El 26 de mayo de 2011, la Audiencia Nacional dictó sentencia confirmando la resolución de la CNC. El 17 de junio de 2011, fue presentado recurso contra dicha sentencia ante el Tribunal Supremo (recurso nº 229/2009). El procedimiento está actualmente pendiente de sentencia y la multa está suspendida cautelarmente.
- El 20 de enero de 2010, Céntrica Energía, S.L. interpuso un demanda contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. en relación con las resoluciones que dictó la CNC en abril de 2009 y, en su demanda, determina el valor que hubiera obtenido en el caso de haber tenido acceso incondicionado y masivo al Sistema de Información de Puntos de Suministro de Endesa Distribución (esto es, a la base de datos de los clientes conectados a la red de distribución de ENDESA) el 9 de octubre de 2006. El importe de la reclamación de daños y perjuicios asciende a cinco millones de euros. El 20 de enero de 2011, el Juzgado de lo Mercantil nº 2 de Barcelona dictó sentencia acordando reducir los daños reclamados por Céntrica Energía, S.L. a tres millones de euros. Dicha sentencia fue recurrida por Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. en apelación. La Audiencia Provincial de Barcelona desestimó el recurso de apelación el 3 de mayo de 2012. La sentencia ha sido recurrida en casación, que ha sido desestimada por sentencia del Tribunal Supremo de 4 de junio de 2014, notificada el 18 de julio.
- En mayo de 2010, se incoó expediente sancionador por la CNC contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y otras empresas eléctricas, como consecuencia de una denuncia de la Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas (FENIE), motivada por un posible comportamiento contrario a la competencia por parte de las empresas distribuidoras, y otro, contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. con similar fundamento, en noviembre de 2011 en relación al ámbito geográfico de Mallorca.

El 22 de febrero de 2012, la CNC notificó a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. resolución por la que le impone una multa total de 23 millones de euros por supuesta conducta abusiva en el mercado de las instalaciones eléctricas, al presentar ofertas económicas por instalaciones no reservadas al tiempo de informar al solicitante de suministro de las condiciones técnico-económicas de su solicitud. Asimismo, con fecha 26 de abril de 2012, la CNC impuso sanción de un millón de euros por el expediente referido a Mallorca. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. ha recurrido ambas sanciones ante la Audiencia Nacional, quien ha suspendido el pago de las multas mediante sendos Autos de 21 de mayo y 3 de julio de 2012, respectivamente. Mediante Sentencia de la Audiencia Nacional, notificada con fecha 23 de diciembre de

2013, se estima parcialmente el recurso interpuesto en el asunto de Mallorca (ASINEM) y ordena a la autoridad de competencia a reducir la multa impuesta por un importe de un millón de euros en aproximadamente un 90%. La Administración ha recurrido en casación dicha sentencia. Mediante Sentencia notificada el 2 de diciembre de 2013, se desestima el recurso interpuesto contra la multa impuesta por un importe de 23 millones de euros en el Asunto de la Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas (FENIE). Se ha interpuesto recurso de casación ante el Tribunal Supremo contra dicha Sentencia.

- El 4 de noviembre de 2010, la CNC incoó expediente sancionador contra la comercializadora Endesa Energía XXI, S.L.U. por una supuesta violación del artículo 3 de la LDC consistente en aplicar a determinados clientes sin derecho a la 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 notificó resolución por la que sancionaba a Endesa Energía XXI, S.L.U. con una multa de cinco millones de euros por infracción del artículo 3 de la 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. Mediante Sentencia de la Audiencia Nacional notificada con fecha 21 de noviembre 2013 se ha desestimado el recurso. Se ha interpuesto recurso de casación contra dicha Sentencia ante el Tribunal Supremo.
- El 11 de mayo de 2009, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo dictó una Orden Ministerial por la que impuso cuatro sanciones por valor acumulado de 15 millones de euros a Endesa Generación, 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 cuatro infracciones graves tipificadas por la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear. Dicha Orden fue recurrida ante la Audiencia Nacional. Mediante Auto de la Audiencia Nacional de 1 de diciembre de 2009, a instancia de Endesa Generación, se acordó la suspensión cautelar de la ejecutividad de la resolución impugnada, y se prestó 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 prejudicialidad.
- Simultáneamente, el Director General de Política Energética y Minas impuso dos sanciones por valor acumulado de 90.000 euros por infracciones leves derivadas de los mismos incidentes, sanciones que fueron recurridas en alzada y posterior contencioso.
- En relación con el cumplimiento de la obligación de adaptación de la explotación de centrales nucleares a lo dispuesto por la Disposición Adicional Tercera de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, Endesa Generación presentó, en tiempo y forma, el plan de adaptación exigido, si bien la Dirección General de Política Energética y Minas entendió que este no reunía las condiciones exigidas, al requerir unanimidad entre los titulares de las respectivas centrales. Endesa Generación recurrió en alzada y, el 13 de junio de 2012, le fue notificada resolución desestimatoria del Subsecretario de Industria, Energía y Turismo, que a su vez ha sido impugnado en vía contenciosa ante el Tribunal Superior de Justicia (TSJ) de Madrid. A su vez, el Ministerio de Industria,

Energía y Turismo incoó expediente sancionador con fecha 27 de junio de 2012 y el día 24 de septiembre de 2012 se trasladó la propuesta de resolución sancionadora de 900.000 euros por cada central en la que participa Endesa Generación. Mediante Auto de 13 de julio de 2013, la Audiencia Nacional ha estimado la medida cautelar solicitada por Endesa Generación, suspendiendo la ejecutividad de la resolución impugnada mientras se tramita el recurso, habiendo prestado Endesa Generación aval en garantía del importe de la sanción, esto es, 3,6 millones de euros. Con fecha 25 de junio de 2014, ha sido dictada sentencia desfavorable a Endesa Generación que ha sido recurrida en casación el 16 de julio.

- Con fechas 15 y 16 de abril de 2014, han sido notificadas cuatro Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas, todas ellas de fecha 10 de abril de 2014 por la que se inician nuevos expedientes sancionadores frente a Endesa Generación 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; 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, y, por tanto, no se lleva a cabo en el plazo establecido por la mencionada Disposición. El 10 de julio la Propuesta de Resolución se concreta en una sanción por infracción grave de tres millones de euros por cada expediente abierto. Han sido presentadas alegaciones el 25 de julio. El 20 de septiembre de 2014 han sido notificadas la cuatro Órdenes del Ministerio de Industria, Energía y Turismo de fecha 26 de septiembre, por las que se resuelven los expedientes sancionadores abiertos frente a Endesa Generación como titular o cotitular de las Centrales Nucleares Almaraz, Unidades I y II, Ascó I y II y Vandellós, y por las que se imponen cuatro multas de tres millones de euros (3.000.000€). Endesa Generación va a recurrir ante la Audiencia Nacional las cuatro Órdenes. Cabe mencionar que el 4 de octubre de 2014 se ha publicado el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de las centrales nucleares.
- El Director General de Política Energética y Minas, el día 23 de mayo de 2013, acordó el inicio de un expediente sancionador a Endesa Generación y a Iberdrola Generación, S.A.U., como explotadores responsables de la Central Nuclear 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 (PGRR), 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 300.001 euros, en su grado mínimo y nueve millones de euros en su grado máximo. El 10 de junio de 2013, se formularon las correspondientes

alegaciones por parte de Endesa Generación 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 15.000 euros y en su grado máximo de 300.000 euros. El 17 de octubre de 2013, se recibe propuesta de resolución en la que se mantienen parte de los hechos determinados en el inicio de expediente sancionador, así como la calificación de los actos de Endesa Generación y de Iberdrola Generación, S.A.U., como graves, en su grado mínimo, con sanción de multa que se considera de 1,1 millones de euros, todo ello de acuerdo con el informe del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) de fecha 13 de septiembre de 2009. Dicha propuesta ha sido recurrida por escrito de 30 de octubre de 2013. Por resolución del Ministro de 29 de enero de 2014 imponen con carácter solidario una sanción de 1,1 millones de euros a Endesa Generación e Iberdrola Generación por una infracción considerada grave, en grado mínimo, por la pérdida de trazabilidad en el control de fuentes radiactivas. Dicha resolución ha sido recurrida ante la Audiencia Nacional el 4 de abril de 2014.

- El 25 de julio de 2013, la Comisión Nacional de Energía (tal y como se ha definido anteriormente, la CNE) acordó incoar expediente sancionador a Nuclenor, S.A. (sociedad participada al 50% por Endesa Generación y por Iberdrola Generación, S.A.) con motivo del cese de explotación acordado por dicha sociedad en diciembre de 2012. La CNE imputaba la comisión de una infracción muy grave del art. 60.a.20 de la entonces vigente Ley 54/1997 consistente en la reducción de la capacidad de producción sin contar con la correspondiente autorización administrativa, que era susceptible de sanción consistente en multa de hasta 30 millones de euros. Con fecha 28 de agosto de 2013, Nuclenor, S.A. presentó un escrito de descargo en el que argumentaba no existir infracción alguna por cuanto aquella actuación vino obligada de forma urgente ante la aprobación de la nueva Ley 15/2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que instauraba nuevos tributos a los que la sociedad no podría hacer frente, situándola en una grave situación de desequilibrio patrimonial. A su vez, la sociedad se había ajustado estrictamente al procedimiento autorizador en materia nuclear, cuya especialidad está claramente establecida. El 29 de mayo de 2014, la nueva CNMC notifica propuesta de resolución de 18,4 millones de euros, por entender insuficiente la argumentación ofrecida y haber ocasionado perjuicios al sistema eléctrico. Tras las últimas alegaciones de Nuclenor, S.A., aclarando la legitimidad de su conducta, la CNMC le ha impuesto finalmente por resolución de 10 de julio de 2014, la sanción de 18,4 millones de euros por la comisión de aquella infracción muy grave, tipificada igualmente en la ahora vigente Ley del Sector Eléctrico. Nuclenor, S.A. ha presentado recurso contencioso administrativo ante la Audiencia Nacional con petición de suspensión del pago de la multa.
- El 24 de junio de 2009 Endesa Generación vendió a Corporación Acciona Hidráulica, S.L. por 50 millones de euros la concesión hidroeléctrica Lafortunada-Cinqueta, cuyo plazo originario de duración había sido superado en aquel momento, si bien existía el compromiso del hoy Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente de

extender su vigencia. El 16 de mayo de 2013 se notificó a Endesa Generación la resolución del Director General del Agua que ordenaba iniciar la declaración de caducidad de esta concesión. El 14 de junio de 2013 se recurrió en alzada ante el Ministro, acompañando de un Informe Técnico sobre la imprescindible explotación conjunta con otro aprovechamiento que vence en 2061 (concesión hidroeléctrica Cinca). Transcurrido el plazo de cinco años sin que se extienda el plazo, o se otorgue una nueva concesión, Acciona ha remitido a Endesa Generación un requerimiento por el que declara ejercer su derecho a la resolución contractual, a cuyos efectos ofrece suscribir los documentos precisos para la restitución de las prestaciones, solicitando en consecuencia percibir el precio, más intereses, menos el resultado de explotación obtenido en este periodo. Endesa Generación ha contestado tal requerimiento el 9 de julio solicitando determinada información sobre la transmisión de la concesión.

- El 22 de enero de 2014 el Presidente de la Confederación Hidrográfica del Ebro (“CHE”) dictó resolución por la que acordó exigir a Endesa Generación, entregar el 25% de la energía producida en los aprovechamientos hidroeléctricos de la cuenca del Noguera Ribagorzana, y en las centrales de Mequinzena y Ribarroja en el río Ebro, con efectos desde el 1 de enero de 2012, y aprobar liquidaciones por importe de 28,2 millones de euros, ante la imposibilidad de ejecución forzosa de la obligación in natura, como compensación equivalente por el periodo del 1 de enero de 2012 hasta el 30 de septiembre de 2013, y posteriores nuevas liquidaciones de la CHE de fecha 6 de junio 2014, por importe de 2,2 millones de euros, como indemnización sustitutiva por el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 17 de diciembre de 2013. La CHE dictó la resolución con base en lo previsto en el art 10 del Decreto de 1946 que concedió la reserva del Ribagorzana al Instituto Nacional de Industria así lo establecía; posteriormente refrendado por el Decreto que concedió a la Empresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana la reserva del tramo medio del río Ebro entre las centrales de Escatrón y Flix. Endesa Generación ha interpuesto recursos contencioso administrativos, que se siguen ante la Sección 2ª de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Aragón como procedimientos ordinarios nº 131/2014-B y 311/2014-B.

20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor

A 30 de septiembre de 2014, la Deuda Financiera Neta ascendía a 1.293 millones de euros y la Deuda del Balance ascendía a 2.418 millones de euros.

Estos datos no recogen el endeudamiento asumido frente a Enel Finance International, N.V., por importe de 5.500 millones de euros, para la financiación del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 que se describe en la sección (A) del apartado 3.0. (Desinversión en Latinoamérica y distribución de Dividendos) del Documento de Registro.

Estas operaciones con Enel Finance International N.V., que conjuntamente tienen una vida media superior a 8 años, permiten mantener a ENDESA con la flexibilidad financiera necesaria para atender su plan de negocio en el largo plazo.

Teniendo en consideración dicho endeudamiento asumido, y la aplicación de parte de la caja para atender el dividendo a cuenta, a 30 de septiembre de 2014 la Deuda Financiera Neta *pro-*

forma ascendería a 7.663 millones de euros y la Deuda del Balance *pro-forma* ascendería a 7.918 millones de euros.

21. INFORMACIÓN ADICIONAL

21.1 Capital social

21.1.1 Importe del capital emitido

A la fecha de registro del presente Documento de Registro, el capital social de ENDESA está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal, asciende a 1.270.502.540,40 euros y se encuentra totalmente suscrito y desembolsado, sin que haya sufrido variaciones en los 15 últimos años.

Las acciones están representadas por anotaciones en cuenta y se hallan inscritas en el Registro Central de la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A. (“**Iberclear**”), entidad encargada del registro contable de las acciones, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 7 de septiembre de 2000, en el Tomo 15.611 General del Libro de Sociedades, folio 5, Sección 8, Hoja 262818, Inscripción 1.

Las acciones de ENDESA cotizan en las cuatro Bolsas españolas y en la Bolsa *off shore* de Santiago de Chile.

(a) Número de acciones autorizadas

No existen autorizaciones de la Junta General de Accionistas a favor del Consejo de Administración para acordar el aumento del capital social de ENDESA en los términos del artículo 297.1.(b) de la Ley de Sociedades de Capital.

(b) Número de acciones emitidas e íntegramente pagadas y las emitidas pero no pagadas íntegramente

El capital social, en la actualidad, está integrado por 1.058.752.117 acciones ordinarias. No existe ningún importe pendiente de liberar, al estar la totalidad del capital suscrito y desembolsado.

(c) Valor nominal de la acción o que las acciones no tienen ningún valor nominal

El valor nominal unitario de la acción es igual a 1,2 euros. Todas las acciones representativas del capital social de ENDESA pertenecen a una misma clase y serie, con los mismos derechos políticos y económicos.

21.1.2 Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones

No existen acciones que no sean representativas del capital social.

21.1.3 Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales

No existen acciones de ENDESA en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales.

21.1.4 Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con *warrants*, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción

No existen valores convertibles, valores canjeables o valores con *warrants* emitidos por la Sociedad o por las sociedades del Grupo ENDESA ni acuerdos de la Junta General de Accionistas de la Sociedad que autoricen al Consejo de Administración de ENDESA para la emisión de dichos valores.

21.1.5 Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre un compromiso de aumentar el capital

No existen autorizaciones de la Junta General de Accionistas a favor del Consejo de Administración para acordar un aumento del capital social de ENDESA en los términos del artículo 297.1.(b) de la Ley de Sociedades de Capital.

21.1.6 Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones

A la fecha del presente Folleto ningún miembro del Grupo ENDESA tiene capital que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción.

21.1.7 Evolución del capital social, resaltando la información sobre cualquier cambio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica

El capital social de ENDESA está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal, asciende a 1.270.502.540,40 euros y se encuentra totalmente suscrito y desembolsado, sin que haya sufrido variaciones en los 15 últimos años.

21.2 Estatutos y escritura de constitución

21.2.1 Descripción del objeto social y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución

El artículo 2 de los Estatutos Sociales indica lo siguiente:

“Artículo 2.- Objeto

1. La sociedad tiene por objeto:

- a) El negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales.*
 - b) La explotación de toda clase de recursos energéticos primarios.*
 - c) 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.*
 - d) La gestión del Grupo Empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades.*
- 2. La sociedad desarrollará, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.”*

Los Estatutos Sociales, el Reglamento de la Junta General de Accionistas, el Reglamento del Consejo de Administración, el Reglamento Interno de Conducta en los Mercados de Valores, el Reglamento de Operaciones Vinculadas con Consejeros y Accionistas Significativos y el Reglamento del Defensor del Cliente de ENDESA están a disposición del público y pueden ser consultados en el domicilio social, sito en calle Ribera del Loira, número 60 de Madrid, código postal 28042, así como a través de la página *web* de la Sociedad (www.endesa.com). Además, los Estatutos Sociales, el Reglamento de la Junta General de Accionistas y el Reglamento del Consejo de Administración podrán ser consultados en el Registro Mercantil de Madrid.

La escritura de constitución de ENDESA está a disposición del público y puede ser consultada en el domicilio social de la Sociedad antes indicado, así como en el Registro Mercantil de Madrid.

21.2.2 Breve descripción de cualquier disposición de las cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativa a los miembros de los órganos de administración, de gestión y de supervisión

El funcionamiento y la composición del Consejo de Administración de ENDESA está regulado en los artículos 37 a 51 de los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración. El funcionamiento de las Comisiones del Consejo de Administración está recogido en los artículos 49, 52 y 53 de los Estatutos Sociales y en los artículos 13 a 15 del Reglamento del Consejo de Administración.

Seguidamente, se describe brevemente el contenido principal de las disposiciones de los Estatutos Sociales y del Reglamento del Consejo de Administración que recogen el régimen del Consejo de Administración. Por su parte, la descripción de los regímenes de funcionamiento y composición del Comité de Auditoría y Cumplimiento y del Comité de Nombramientos y Retribuciones se encuentra en el apartado 16.3 de este Documento de Registro.

Función y responsabilidades

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 6 de su Reglamento, el criterio que ha de presidir en todo momento la actuación del Consejo de Administración es el interés social, que se concreta en hacer máximo de forma sostenida, el valor económico de la Sociedad, a cuyo efecto el Consejo de Administración determinará y revisará las estrategias empresariales y financieras de la Sociedad.

El Consejo de Administración asume como núcleo de su misión la determinación de la estrategia general de la Sociedad y la función general de supervisión, confiando la gestión ordinaria de la Sociedad a los órganos delegados de administración.

El artículo 6 del Reglamento del Consejo de Administración relaciona las decisiones que quedan reservadas, con carácter enunciativo, al Consejo. Entre ellas, cabe destacar las siguientes:

- (a) La formulación de las cuentas anuales, el informe de gestión y la propuesta de aplicación del resultado de la Sociedad, así como las cuentas anuales y el informe de gestión consolidados para su presentación a la Junta General de Accionistas.
- (b) La convocatoria de la Junta General de Accionistas, así como la publicación de los anuncios relativos a la misma.

- (c) Aprobar el plan de negocio, la política de inversiones y financiación, la definición de la estructura del Grupo.
- (d) Aprobar los presupuestos de la Sociedad en los que se establezcan los objetivos económicos, así como las líneas básicas de la estrategia general y los planes y políticas destinados al logro de aquellos objetivos.
- (e) Establecer las políticas de dividendos y autocartera, todo ello con las directrices y límites que establezca la Junta General.
- (f) Impulsar y supervisar la gestión de la Sociedad, así como el cumplimiento de los objetivos establecidos.
- (g) Ejercer las funciones que la Junta General haya encomendado al Consejo, que solo podrá delegar si, de forma expresa, lo prevé el acuerdo de la Junta General.
- (h) Acordar la constitución de nuevas sociedades o la participación en sociedades ya existentes que, por su cuantía o por su naturaleza, sean relevantes para la sociedad, las operaciones de fusión, absorción, escisión o concentración en que esté interesada.
- (i) Aprobar las inversiones y desinversiones que por su cuantía, o por su naturaleza, afecten significativamente a la situación patrimonial o a la estrategia de la sociedad.
- (j) Aprobar las normas y procedimientos para los nombramientos, ceses y retribuciones aplicables a la alta dirección, sin perjuicio de las competencias del Comité previsto al efecto y de las competencias, en este punto, del Consejero Delegado.
- (k) Determinar las facultades que son objeto de delegación al Consejero Delegado.
- (l) Nombrar consejeros, en caso de que se produzca vacante, hasta que se reúna la primera Junta General y aceptar la dimisión de los mismos.
- (m) Establecer la política de gobierno corporativo.

Estructura y composición

Los Estatutos Sociales establecen en su artículo 38 que el Consejo de Administración se compondrá de un mínimo de nueve y un máximo de 15 miembros, cuya fijación corresponderá a la Junta General de Accionistas. En la actualidad, el Consejo de Administración de ENDESA se compone de nueve consejeros.

Los consejeros se clasificarán en: consejeros ejecutivos, consejeros externos dominicales, consejeros externos independientes y otros consejeros externos. Las propuestas de nombramiento o reelección de consejeros que formule el Consejo recaerán en personas de reconocido prestigio que posean la experiencia y los conocimientos profesionales adecuados para el ejercicio de sus funciones y que asuman un compromiso de dedicación suficiente para el desempeño de las tareas de aquél.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 39 de los Estatutos Sociales, los consejeros ejercerán su cargo por un periodo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración.

El Presidente del Consejo de Administración será elegido de entre sus miembros. Al Presidente, además de las facultades que le corresponden conforme a la Ley y los Estatutos

Sociales, le corresponderá la función de impulsar la acción de gobierno de la Sociedad y del conjunto de sus participadas, dirigir el funcionamiento del Consejo, procurando que los miembros del mismo dispongan de la adecuada información, así como la representación de la Sociedad, en especial ante las distintas Administraciones Públicas, Instituciones del Mercado de Valores, Organismos, Sociedades y Asociaciones del Sector Eléctrico.

El Consejo podrá elegir uno o varios Vicepresidentes, previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones. Corresponderá al Vicepresidente de más edad (en caso de ser varios) sustituir al Presidente en caso de vacante, ausencia y enfermedad y desempeñar las funciones de la Presidencia del Consejo.

Asimismo, el Consejo designará un Consejero Delegado, al que corresponde la dirección de la gestión de la Sociedad, de acuerdo con las facultades delegadas por el Consejo de Administración.

Deberes de los consejeros

La función del consejero es impulsar y supervisar la gestión de la Sociedad, procurando la mejor defensa y protección de los intereses del conjunto de los accionistas, de quienes procede su mandato y ante quienes rinde cuentas.

En el desempeño de sus funciones, el consejero obrará con fidelidad al interés social, lealtad y diligencia. En particular, sus obligaciones generales, recogidas en el artículo 26 del Reglamento del Consejo de Administración, pueden resumirse como sigue: (a) recabar la información necesaria y preparar adecuadamente las reuniones del Consejo; (b) asistir a las reuniones de los órganos de los que forme parte y participar activamente en las deliberaciones a fin de que su criterio contribuya eficazmente a la toma de decisiones; (c) comunicar las operaciones realizadas por familiares y por sociedades vinculadas patrimonialmente al consejero, que tengan relevancia para la gestión de la Sociedad; (d) dedicar a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñar el cargo con eficacia; y (e) cumplir con los principios generales y los criterios de comportamiento contenidos en el Código Ético de la Sociedad.

Asimismo, aun después de cesar en sus funciones, los consejeros deberán guardar secreto de las informaciones de carácter confidencial, estando obligados a guardar reserva de las informaciones que conozcan como consecuencia del ejercicio del cargo. Cuando el consejero sea persona jurídica, el deber de secreto recaerá sobre el representante de ésta.

Asimismo, el consejero obrará en todo momento como un representante leal y, en este sentido, antepondrá en todo momento el interés de la Sociedad al suyo propio y cumplirá las obligaciones y deberes establecidos en la normativa vigente. En particular, el consejero quedará sujeto a las obligaciones y prohibiciones establecidas en los artículos 26 a 29 del Reglamento del Consejo de Administración.

Los consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el periodo para el que fueron nombrados, así como en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración. Cuando por cualquier causa se produzca el cese de un consejero, éste no podrá prestar servicios en otra entidad competidora durante el plazo de dos años, salvo que el Consejo le dispense de esta obligación, o acorte la duración de la referida prohibición.

Los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar la correspondiente dimisión en los siguientes casos: (a) cuando su permanencia en el Consejo de Administración pueda perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad; o (b) cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos legalmente y cuando el Consejo, previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones resuelva que el consejero ha infringido gravemente sus obligaciones.

Reunión y convocatoria

El Consejo de Administración se reunirá con la frecuencia que resulte conveniente para el buen desarrollo de sus funciones y, al menos, una vez cada dos meses. En las sesiones ordinarias del Consejo se tratarán las cuestiones generales relacionadas con la marcha de la Sociedad y sobre los puntos incluidos en el orden del día. En estas reuniones periódicas, el Consejo recibirá información de los aspectos más importantes de la gestión empresarial, así como de las situaciones previsibles que puedan ser críticas para la Sociedad y de las actuaciones que, en su caso, proponga la alta dirección para afrontarlas.

El Consejo de Administración se reunirá también, a iniciativa del Presidente, cuantas veces éste lo estime oportuno para el buen funcionamiento de la Sociedad y también cuando lo soliciten, al menos, dos consejeros.

El Presidente fijará el orden del día de todas las reuniones del Consejo. Un tercio de los miembros del Consejo podrá instar, con antelación a la celebración de la reunión del Consejo, la inclusión de aquellos puntos que a su juicio sea conveniente tratar. Una vez iniciada la sesión, cada consejero podrá proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

El Consejo de Administración quedará válidamente constituido cuando concurran a la reunión, presentes o representados por otro consejero, la mayoría de los vocales. Por decisión del Presidente del Consejo de Administración, podrán asistir a las reuniones de éste, los Directores Generales y Gerentes de la Sociedad, así como cualquier otra persona que aquél juzgue conveniente.

Mayoría para la adopción de acuerdos

Conforme a lo dispuesto en los artículos 47 de los Estatutos Sociales y 10 del Reglamento del Consejo de Administración, los acuerdos se adoptarán por mayoría absoluta de los consejeros concurrentes a la reunión, presentes o representados. En caso de empate, el Presidente tendrá voto de calidad.

No obstante, quedan a salvo aquellos supuestos para los que la Ley, los Estatutos Sociales o el Reglamento del Consejo de Administración prevean una mayoría superior.

Relaciones con los accionistas

El Consejo de Administración, en los términos establecidos en el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración: (i) arbitrará los cauces adecuados para conocer las propuestas que puedan formular los accionistas en relación con la gestión de la Sociedad; (ii) supervisará los sistemas de información que establezca la Sociedad para los distintos grupos de accionistas; y (iii) aprobará, previo informe del Comité de Auditoría y Cumplimiento, un informe de gobierno corporativo de la Sociedad con el contenido que legalmente corresponda, junto con aquellas cuestiones que, en su caso, estime convenientes.

En sus relaciones con los accionistas, el Consejo de Administración garantizará, en todo momento, la igualdad de trato de todos los accionistas que se hallen en condiciones idénticas.

Relaciones con los mercados de valores

El Consejo desarrollará directamente o delegará cuantas funciones vengan impuestas por el carácter de ENDESA como sociedad cotizada en Bolsa.

En particular, desarrollará las siguientes funciones específicas en relación con los mercados de valores:

- (a) supervisar el establecimiento de los mecanismos internos de control de las informaciones públicas periódicas de carácter financiero y en general de la información a los mercados financieros, así como de la relativa a cuantos hechos, decisiones o circunstancias puedan resultar relevantes para la cotización de las acciones en orden a promover en lo posible una correcta formación de los precios de las acciones de la Sociedad, evitando en particular las manipulaciones y abusos de información privilegiada; y
- (b) aprobar el Reglamento de Conducta de la Compañía en relación con los Mercados de Valores.

La Sociedad mantendrá una página *web* corporativa para atender el ejercicio por parte de los accionistas del derecho de información y para difundir la información relevante exigida por la legislación sobre el mercado de valores, en la que se incluirán los documentos e informaciones previstos por la normativa aplicable, incluyendo la información y documentación relativa a la convocatoria de las Juntas Generales de accionistas, así como cualquier otra documentación e información que el Consejo de Administración considere oportuno poner a disposición de los accionistas a través de este medio.

21.2.3 Descripción de los derechos, preferencias y restricciones relativas a cada clase de las acciones existentes

Todas las acciones representativas del capital de ENDESA actualmente en circulación son de una única clase y serie y confieren a sus titulares los mismos derechos políticos y económicos, que son los plenos derechos económicos y políticos inherentes a las mismas recogidos en la Ley de Sociedades de Capital y en los Estatutos Sociales.

21.2.4 Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más exigentes que las que requiere la ley

Las modificaciones de los derechos de los titulares de las acciones en que se divide el capital social de ENDESA requerirán la oportuna modificación estatutaria que, en caso de afectar a una sola parte de las acciones y suponer un trato discriminatorio entre las mismas, deberá ser aprobada por la mayoría de las acciones afectadas, conforme a lo previsto en el artículo 293 de la Ley de Sociedades de Capital.

La Junta General de Accionistas, debidamente convocada al efecto, es el órgano de gobierno de ENDESA competente para aprobar este tipo de modificación de los Estatutos Sociales. En estos casos, cuando la Junta General de Accionistas haya de tratar de la modificación de los Estatutos Sociales, en el anuncio de la convocatoria, además de las menciones que en cada caso exige la Ley, se hará constar el derecho que corresponde a todos los accionistas de examinar en el

domicilio social el texto íntegro de la modificación propuesta y del informe sobre la misma y de pedir la entrega o envío gratuito de dichos documentos.

21.2.5 Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión

Los requisitos de convocatoria de la Junta General de Accionistas de la Sociedad y ejercicio por los accionistas de sus derechos vinculados a la Junta General de Accionistas se regulan en los artículos 18 a 25 de los Estatutos Sociales y se desarrollan pormenorizadamente en el Reglamento de la Junta General de Accionistas de ENDESA, particularmente en sus artículos 7, 8, 9, 10, 11, 12 y 18.

Seguidamente, se describe brevemente el contenido principal de las disposiciones de los Estatutos Sociales y del Reglamento de la Junta General de Accionistas que recogen el régimen de convocatoria y los derechos de los accionistas en el marco de la Junta General.

Convocatoria

La Junta General puede ser ordinaria o extraordinaria. La Junta General ordinaria se reunirá necesariamente dentro de los seis primeros meses de cada ejercicio, para censurar la gestión social, aprobar, en su caso, las cuentas del ejercicio anterior y resolver sobre la aplicación del resultado, sin perjuicio de su competencia para tratar y decidir sobre cualquier otro asunto que figure en el orden del día. La Junta General de Accionistas ordinaria será válida aunque haya sido convocada o se celebre fuera de plazo. Toda Junta que no sea ordinaria tendrá la consideración de Junta General de Accionistas extraordinaria y se reunirá siempre que sea convocada por el Consejo de Administración de la Sociedad, o, en su caso, por los liquidadores de la sociedad, a iniciativa propia o bien por virtud de la solicitud de accionistas que sean titulares de, al menos, un 5% del capital social, expresando en la solicitud los asuntos a tratar en la Junta.

Las Juntas Generales de accionistas serán convocadas por el Consejo de Administración mediante anuncio publicado en el en el *Boletín Oficial del Registro Mercantil* o en uno de los diarios de mayor circulación en España, en la página *web* de la Sociedad (www.endesa.com) y en la página *web* de la CNMV, por lo menos, un mes antes de la fecha fijada para su celebración (sin perjuicio de lo dispuesto en el siguiente párrafo), expresándose en el anuncio el nombre de la Sociedad, la fecha y hora de la reunión, así como el orden del día en el que figurarán todos los asuntos a tratar. Podrá asimismo hacerse constar la fecha en que, si procediere, se reunirá la Junta General en segunda convocatoria, debiendo mediar, al menos, un plazo de 24 horas entre una y otra, así como cualesquiera otras informaciones que sean requeridas por la normativa aplicable en cada momento.

La página *web* a través de la cual se publicará el anuncio de convocatoria de las Juntas Generales de Accionistas de la Sociedad es www.endesa.com, y se informará en ella acerca de cualesquiera otros aspectos de interés para el seguimiento de la reunión, tales como la existencia de medios de traducción simultánea o difusión audiovisual de la Junta General.

Los accionistas que representen, al menos, el 5% del capital social podrán solicitar que se publique un complemento a la convocatoria de una Junta General de Accionistas ordinaria, incluyendo uno o más puntos en el orden del día. El ejercicio de este derecho deberá hacerse

mediante notificación fehaciente que habrá de recibirse en el domicilio social dentro de los cinco días siguientes a la publicación de la convocatoria. El complemento de la convocatoria deberá publicarse, como mínimo, con 15 días de antelación a la fecha establecida para la reunión de la Junta General.

Si la Junta General de Accionistas, debidamente convocada, no se celebrara en primera convocatoria, ni se hubiese previsto en el anuncio la fecha de la segunda, deberá esta ser anunciada, con el mismo orden del día y con los mismos requisitos de publicidad que la primera, dentro de los 15 días siguientes a la fecha de la Junta General no celebrada y con, al menos, ocho días de antelación a la fecha de la reunión.

Las propuestas relativas al nombramiento o ratificación de cada consejero se incluirán en el orden del día de forma separada, así como la modificación de los Estatutos Sociales, que se instrumentará para cada artículo o grupo de artículos que resulten sustancialmente independientes, o cuya materia tenga carácter homogéneo.

Derecho de información previo a la celebración de la Junta General

Desde el mismo día de publicación de la convocatoria de la Junta General de Accionistas y hasta el séptimo día anterior al previsto para su celebración, inclusive, los accionistas podrán solicitar del Consejo de Administración las informaciones o aclaraciones que estimen precisas o formular por escrito las preguntas que estimen pertinentes, en ambos casos acerca de los asuntos comprendidos en el orden del día.

Además, con la misma antelación y forma, los accionistas podrán solicitar informaciones o aclaraciones o formular preguntas por escrito acerca de la información accesible al público que se hubiera facilitado por la Sociedad a la CNMV desde la celebración de la última Junta General de Accionistas.

Todas estas solicitudes de información podrán realizarse mediante la entrega de la petición en el domicilio social o mediante su envío a la Sociedad por correspondencia postal u otros medios de comunicación electrónica o telemática a distancia dirigidos a la dirección que se especifique en el correspondiente anuncio de convocatoria.

Los consejeros estarán obligados a facilitar la información solicitada en los plazos previstos por la Ley, salvo en los casos en que, a juicio del Presidente, la publicidad de esa información perjudique los intereses sociales. Esta excepción no procederá cuando la solicitud esté apoyada por accionistas que representen, al menos, la cuarta parte del capital.

Asistencia y representación y voto a distancia

Los accionistas podrán asistir a la Junta General de Accionistas cualquiera que sea el número de acciones de que sean titulares. Será requisito para asistir a la Junta General de Accionistas que el accionista tenga inscrita la titularidad de sus acciones en el correspondiente registro contable de anotaciones en cuenta, con cinco días de antelación a aquel en que haya de celebrarse la Junta y se provea de la correspondiente tarjeta de asistencia.

Los miembros del Consejo de Administración deberán asistir a las Juntas Generales.

El Presidente de la Junta General podrá autorizar la asistencia de cualquier persona que juzgue conveniente si bien la Junta podrá revocar dicha autorización.

Todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de cualquier persona, ya sea esta accionista o no de la Sociedad. La representación debe conferirse por escrito y con carácter especial para cada Junta. Tanto para los casos de representación voluntaria como los de representación legal, no se podrá tener en la Junta más que un representante. La representación es siempre revocable y la asistencia personal a la Junta General del representado tendrá valor de revocación.

Los accionistas con derecho de asistencia y voto podrán emitir su voto sobre las propuestas relativas a puntos comprendidos en el orden del día, por correo o mediante comunicación electrónica, de conformidad con lo previsto en los Estatutos Sociales, en el Reglamento de la Junta General y en las normas complementarias y de desarrollo que de este último establezca el Consejo de Administración. El voto mediante comunicación electrónica se emitirá bajo firma electrónica reconocida o cualquier otra clase de garantía que el Consejo de Administración estime adecuada para asegurar la autenticidad e identificación del accionista que ejercite el derecho de voto, sin perjuicio también de los demás requisitos y condiciones que pueda establecer el Consejo de Administración.

Los intermediarios financieros que estén legitimados como accionistas pero actúen por cuenta de clientes distintos, podrán fraccionar su voto, de tal forma que les permita cumplir las instrucciones recibidas.

En el caso de que los propios administradores de la Sociedad, las entidades depositarias de los títulos o las encargadas del registro de anotaciones en cuenta soliciten la representación para sí o para otro y, en general, siempre que la solicitud se formule de forma pública, el documento en que conste el poder deberá contener o llevar anejo el orden del día, así como la solicitud de instrucciones para el ejercicio del derecho de voto. La delegación podrá también incluir aquellos puntos que, aun no estando previstos en el orden del día de la convocatoria, puedan ser tratados en la reunión, por así permitirlo la ley.

Derecho de información durante la celebración de la Junta General

En el tiempo asignado para sus intervenciones, los accionistas podrán solicitar las informaciones o aclaraciones que estimen precisas acerca de los asuntos comprendidos en el orden del día. De no ser posible satisfacer el derecho del accionista en el acto de la Junta, los administradores estarán obligados a facilitar esa información por escrito al accionista interesado dentro de los siete días siguientes al de la terminación de la Junta.

Los administradores estarán obligados a facilitar la información solicitada conforme a los párrafos precedentes en la forma y dentro de los plazos previstos en la Ley, salvo en los casos en que hubiese sido solicitada por accionistas que representen menos de un 25% del capital social y su publicidad pueda perjudicar, a juicio del Presidente, los intereses sociales.

Asimismo, y a la vista de las propuestas de acuerdos que les sean entregadas antes del comienzo de la sesión, los accionistas podrán formular durante su intervención propuestas alternativas sobre cualquier extremo del orden del día, excepto en aquellos casos en que conforme a la Ley hubieran de hallarse disponibles para los socios en el domicilio social

cuando se publique la convocatoria. Además, en el curso de la intervención podrán proponer la adopción de acuerdos en aquellas materias sobre las que la Junta pueda deliberar y decidir sin que consten en el orden del día de la reunión.

Los accionistas que deseen dejar constancia en acta del contenido íntegro de su intervención, habrán de solicitarlo expresamente y entregar al Notario, antes de iniciarla, el texto escrito de ella para su cotejo y posterior unión a la matriz.

Foro electrónico de accionistas

En la página *web* de la sociedad se habilitará un Foro Electrónico de Accionistas, al que podrán acceder con las debidas garantías tanto los accionistas individuales como las asociaciones voluntarias que puedan constituir, con el fin de facilitar su comunicación con carácter previo a la celebración de las Juntas Generales. En el Foro podrán publicarse propuestas que pretendan presentarse como complemento del orden del día anunciado en la convocatoria, solicitudes de adhesión a tales propuestas, iniciativas para alcanzar el porcentaje suficiente para ejercer un derecho de minoría en la ley, así como ofertas o peticiones de representación voluntaria.

21.2.6 Breve descripción de cualquier disposición de las cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor que tenga por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio en el control del emisor

No existen disposiciones estatutarias ni reglamentos internos que tengan por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio en el control de la Sociedad.

21.2.7 Indicación de cualquier disposición de las cláusulas estatutarias o reglamentos internos, en su caso, que rija el umbral de participación por encima del cual deba revelarse la participación del accionista

No existe disposición en los Estatutos Sociales de ENDESA por la que se obligue a los accionistas con una participación significativa a revelar esta circunstancia, sin perjuicio de las exigencias establecidas por la normativa vigente y, en particular, en el Real Decreto 1333/2005, de 11 de noviembre, en materia de abuso de mercado y en el Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en relación con los requisitos de transparencia relativos a la información sobre los emisores cuyos valores estén admitidos a negociación en un mercado secundario oficial o en otro mercado regulado de la Unión Europea.

Adicionalmente a la normativa anterior y en virtud de las actividades que ENDESA desarrolla mediante sociedades de su Grupo, las adquisiciones de acciones de ENDESA están sujetas al régimen de comunicación previsto en la Disposición Adicional Novena (“Toma de participaciones en el sector energético”) de la Ley 3/2013, de creación de la CNMC. Esta Disposición Adicional Novena también regula las medidas que la Administración española podría imponer en los supuestos de que el accionista adquiriese una influencia significativa en su gestión en ENDESA cuando aquél fuera una entidad de Estados que no sean miembros de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo.

21.2.8 Descripción de las condiciones impuestas por las cláusulas estatutarias o reglamento interno que rigen los cambios en el capital, si estas condiciones son más rigurosas que las que requiere la ley

Las condiciones que han de cumplir las modificaciones del capital social de ENDESA y de los respectivos derechos de las acciones de la misma se rigen por lo dispuesto en la Ley de Sociedades de Capital, sin que los Estatutos Sociales de la Sociedad establezcan condición especial alguna al respecto.

22. CONTRATOS RELEVANTES

Contrato de Compraventa

El día 23 de octubre de 2014, ENDESA y EEE firmaron y ejecutaron un contrato de compraventa de acciones relativo a la Desinversión en Latinoamérica, tal y como se ha definido en este Folleto, esto es la venta, cesión y transmisión, por parte de ENDESA a EEE, de: (i) el 100% de las acciones de ENDESA Latam (sociedad que es, a su vez, propietaria de un 40,32% del capital social de Enersis); y (ii) el 20,3% de las acciones de Enersis que eran titularidad de ENDESA.

El importe total pagado por las acciones vendidas es de 8.252,9 millones de euros que EEE abonó mediante transferencia bancaria efectuada el mismo día de suscripción del contrato.

En el referido contrato se incorpora una cláusula en virtud de la cual, en el supuesto de que dentro de los dos años siguientes a la ejecución del contrato de compraventa, un tercero, distinto de Grupo ENEL o Grupo ENDESA, compre a EEE (o cualquier otra sociedad del Grupo ENEL) todas o parte de las acciones de Enersis titularidad directa o indirecta de EEE (o de cualquier otra sociedad del Grupo ENEL) por un precio por acción en efectivo que sea superior al que resultaría de aplicar a dichas acciones el precio por acción de Enersis fijado en el contrato de compraventa (0,28 euros por acción) y por medio de dicha adquisición EEE (o cualquier otra sociedad del Grupo ENEL) reduzca su participación en Enersis (ya sea directa o indirecta) por debajo del 60,62% del capital social, EEE vendrá obligado a pagar a ENDESA un importe equivalente a la diferencia entre: (i) el precio por acción de Enersis de dicha adquisición; y (ii) el precio por acción de Enersis fijado en el contrato de compraventa (0,28 euros por acción), multiplicado por el número de acciones de Enersis objeto, directa o indirectamente, de dicha adquisición por un tercero en la medida en que hagan disminuir la participación del Grupo ENEL en Enersis por debajo del 60,62% del capital social. Esta cláusula no será de aplicación, en ningún caso, a operaciones de reestructuración societaria dentro del Grupo ENEL.

Asimismo, en virtud de lo previsto en el Contrato de Compraventa, ENDESA liquidó en la fecha de venta la deuda intragrupo de Endesa Latam.

El Contrato de Compraventa incluye asimismo un conjunto de previsiones por las cuales EEE se compromete a llevar a cabo cuantas actuaciones sean necesarias para liberar a ENDESA de cualesquiera responsabilidades que esta pudiera tener derivadas de las garantías asociadas al Negocio en Latinoamérica. En tanto este proceso no haya sido completado, EEE mantendrá indemne a ENDESA de cualquier daño relacionado con dichas obligaciones.

El contrato incluye declaraciones y garantías en virtud de las cuales ENDESA, como parte vendedora, declara y garantiza que es legítimo y único propietario, de pleno derecho, de la totalidad de las acciones que se transmiten y que estas se encuentran libres de pignoración.

Al margen de lo anterior, en los últimos dos años no se ha firmado ningún otro contrato relevante que deba ser incluido en este apartado.

23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS

23.1 Cuando se incluya en el documento de registro una declaración o un informe atribuido a una persona en calidad de experto, proporcionar el nombre de dicha persona, su dirección profesional, sus cualificaciones y, en su caso, cualquier interés importante que tenga en el emisor. Si el informe se presenta a petición del emisor, una declaración de que se incluye dicha declaración o informe, la forma y el contexto en que se incluye, y con el consentimiento de la persona que haya autorizado el contenido de esa parte del documento de registro

No se incluye en el presente Documento de Registro declaraciones o informes atribuidos a persona alguna en calidad de experto, a salvo de los que se relacionan a continuación, cuyos originales han quedado depositados en la CNMV con el contenido legalmente exigible:

- Informe emitido por Ernst & Young, S.L. sobre la información financiera prospectiva de ENDESA, referido en el apartado 13.3 del presente Documento de Registro;
- Informe especial emitido por Ernst & Young, S.L., con fecha 7 de octubre de 2014, sobre la información financiera consolidada *pro-forma* de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013, referido en el apartado 20.2.1.6 del presente Documento de Registro; y
- Informe emitido por Ernst & Young, S.L., con fecha 29 de octubre de 2014, sobre la información financiera consolidada *pro-forma* de ENDESA y Sociedades Dependientes correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014, referido en el apartado 20.2.2.6 del presente Documento de Registro.

23.2 En los casos en que la información proceda de un tercero, proporcionar una confirmación de que la información se ha reproducido con exactitud y que, en la medida en que el emisor tiene conocimiento de ello y puede determinar a partir de la información publicada por ese tercero, no se ha omitido ningún hecho que haría la información reproducida inexacta o engañosa. Además, el emisor debe identificar la fuente o fuentes de la información

No existe información procedente de terceros.

24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA

Durante el periodo de validez del presente Documento de Registro, pueden inspeccionarse en los lugares que se indican a continuación los siguientes documentos:

Documento	Sociedad		CNMV		Registro Mercantil de Madrid
	Domicilio	Página web	Registro	Página web	
Escritura de constitución de la Sociedad	Sí	No	Sí	No	Sí
Estatutos Sociales vigentes	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Reglamento del Consejo de Administración	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí

Documento	Sociedad		CNMV		Registro Mercantil de Madrid
	Domicilio	Página web	Registro	Página web	
Reglamento de la Junta General de Accionistas	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Reglamento Interno de Conducta en los Mercados de Valores	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Reglamento de Operaciones Vinculadas con Consejeros y Accionistas Significativos	Sí	Sí	No	No	No
Cuentas Anuales Consolidadas Auditadas correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013	Sí	Sí	Sí	Sí	Si
Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 con el informe de revisión limitada del auditor	Sí	Si	Sí	Si	No
Información Financiera Consolidada <i>Pro-forma</i> con informe especial del auditor correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013 y al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014	Sí	Si	Sí	Si	No
Folleto Informativo de la Oferta Pública de Venta de acciones de ENDESA (compuesto por el Resumen, la Nota sobre las Acciones y el Documento de Registro)	Sí	Sí	Sí	Sí	No

25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES

En el apartado 7 (*Estructura organizativa*) se ha transcrito la lista de filiales significativas de la Sociedad, con relación del nombre, el país de constitución, la proporción de interés de propiedad y la proporción de derechos de voto.



IV. MÓDULO DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA *PRO-FORMA*

Se ha elaborado información financiera *pro-forma* sobre el Grupo ENDESA, la cual se recoge en los apartados 20.2 (*Información financiera pro-forma*) y 20.6 (*Información intermedia y demás información financiera*) del Documento de Registro del presente Folleto.

V. INFORMACIÓN SOBRE LOS VALORES A EMITIR - NOTA SOBRE LAS ACCIONES (ANEXO III DEL REGLAMENTO (CE) N° 809/2004 DE LA COMISIÓN DE 29 DE ABRIL DE 2004)

1. PERSONAS RESPONSABLES

1.1 Todas las personas responsables de la información que figura en el folleto y, según el caso, de ciertas partes del mismo, indicando, en este caso, las partes. En caso de personas físicas, incluidos los miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión del emisor, indicar el nombre y el cargo de la persona; en caso de personas jurídicas, indicar el nombre y el domicilio social

D. Rafael Fauquié Bernal, en su condición de Director Jurídico, en nombre y representación de Enel Energy Europe, S.L.U. (“EEE”, el “Oferente” o el “Accionista Principal”), en virtud de las facultades expresamente conferidas al efecto a su favor por el Consejo de Administración de EEE en su sesión de 4 de noviembre de 2014, asume la responsabilidad por el contenido de la presente nota sobre las acciones de la oferta (en adelante, la “**Nota sobre las Acciones**”), cuyo formato se ajusta al Anexo III del Reglamento (CE) n° 809/2004 de la Comisión de 29 de abril de 2004 y que, junto con el documento de registro del Emisor (en adelante, el “**Documento de Registro**”) y con el resumen (en adelante, el “**Resumen**”) forma parte del folleto informativo (en adelante, el “**Folleto**”) de la oferta pública de venta de acciones de la Sociedad (en adelante, la “**Oferta**”).

Asimismo, D. Paolo Bondi, en su condición de Director General de Administración, Finanzas y Control, en nombre y representación de Endesa, S.A. (“ENDESA”, el “Emisor”, la “Sociedad” o la “Compañía”), en virtud de las facultades expresamente conferidas al efecto a su favor por el Consejo de Administración de la Sociedad en su sesión de 4 de noviembre de 2014, asume responsabilidad por el contenido de los apartados 3.1, 3.2 y 3.3 de la presente Nota sobre las Acciones.

La presente Nota sobre las Acciones ha sido aprobada por los respectivos Consejos de Administración de ENDESA y EEE, en sus reuniones celebradas el día 4 de noviembre de 2014.

1.2 Declaración de los responsables del folleto que asegure que, tras comportarse con una diligencia razonable de que así es, la información contenida en el folleto es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido. Según proceda, una declaración de los responsables de determinadas partes del folleto que asegure que, tras comportarse con una diligencia razonable de que así es, la información contenida en la parte del folleto de la que son responsables es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido

D. Rafael Fauquié Bernal, en la representación que tiene, declara que la información contenida en la presente Nota sobre las Acciones es, según su conocimiento y tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.



Asimismo, D. Paolo Bondi, en la representación que tiene, declara que la información contenida en los apartados 3.1, 3.2 y 3.3 de la presente Nota sobre las Acciones es, según su conocimiento y tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.

Teniendo en cuenta que la Oferta objeto del presente Folleto no es una oferta previa a una primera admisión a negociación de las acciones del Emisor, no hay ninguna entidad coordinadora global que asuma la responsabilidad establecida por el artículo 35 del Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, para dicho supuesto en relación con la Nota sobre las Acciones.

2. FACTORES DE RIESGO

Antes de adoptar la decisión de invertir en las acciones objeto de la Oferta, deben tenerse en cuenta, entre otros, los riesgos relativos a la Oferta que se enumeran en el epígrafe 7 titulado “Riesgos asociados a la Oferta” de la sección II de este Folleto. Estos riesgos no son los únicos a los que los titulares de las acciones de la Sociedad podrían hacer frente en el futuro. Podría darse el caso de que futuros riesgos, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes, pudieran tener un efecto en las acciones de la Sociedad. Asimismo, debe tenerse en cuenta que dichos riesgos podrían tener un efecto adverso en el precio de las acciones del Emisor, lo que podría llevar a una pérdida parcial o total de la inversión realizada.

3. INFORMACIÓN FUNDAMENTAL

3.1 Declaración sobre el capital circulante

Con la información disponible hasta la fecha, la Sociedad considera que el capital circulante del que dispone en la actualidad, unido al que se espera generar en los próximos 12 meses y al saldo disponible en líneas de crédito, es suficiente para atender las necesidades de negocio y las obligaciones actuales de la Sociedad, a medida que vayan venciendo en los próximos 12 meses.

En el epígrafe 10.1 del Documento de Registro se explica el estado y la evolución en los últimos tres años de los recursos financieros (patrimonio neto, endeudamiento) de la Sociedad.

3.2 Capitalización y endeudamiento

3.2.1 Capitalización

La siguiente tabla recoge las cuentas de patrimonio neto del Grupo ENDESA a 30 de septiembre de 2014 *pro-forma*:

	30 de Septiembre de 2014 <i>pro-forma</i> (en millones de euros)
Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	8.992
Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios	5
TOTAL PATRIMONIO NETO	8.997

A 30 de septiembre de 2014, teniendo en consideración las operaciones que se describen en la sección (A) del epígrafe 3.0. (Desinversión en Latinoamérica y distribución de Dividendos) del Documento de Registro, el Patrimonio Neto *pro-forma* ascendería a 8.997 millones de euros, de los que 8.992 millones de euros corresponderían al Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante y 5 millones de euros al Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios. En el epígrafe 20.2.2 del Documento de Registro se explica en detalle la información financiera consolidada *pro-forma* correspondiente al periodo de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014.

3.2.2 Endeudamiento

Las principales fuentes de financiación de ENDESA residen en (a) fondos generados internamente (autofinanciación); (b) financiación bancaria a través de facilidades de crédito a largo plazo; (c) acceso a mercados de capitales a corto plazo y al mercado de deuda a largo. Este endeudamiento incluye facilidades crediticias a largo plazo, comprometidas tanto con entidades bancarias como con sociedades del grupo encabezado por ENEL, S.p.A. (“ENEL”) (al que ENDESA pertenece), e inversiones financieras.

La siguiente tabla muestra los saldos en el estado de situación financiera consolidado a 30 de septiembre de 2014 y a 30 de septiembre de 2014 *pro-forma*:

	30 de Septiembre de 2014 ⁽¹⁾ (en millones de euros)	30 de Septiembre de 2014 <i>pro-forma</i> (en millones de euros)
Deuda financiera neta		
Deuda Financiera no Corriente	2.418	6.918
Deuda Financiera Corriente	0	1.000
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(1.110)	(240)
Instrumentos Derivados Netos	(15)	(15)
Deuda Financiera Neta	1.293	7.663
Deuda del Balance ⁽²⁾	2.418	7.918

⁽¹⁾ La deuda a 30 de septiembre de 2014 no recoge el endeudamiento asumido frente a Enel Finance International, N.V., por importe de 5.500 millones de euros, para la financiación del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 que se describe en la sección (A) del epígrafe 3.0. (*Desinversión en Latinoamérica y distribución de Dividendos*) del Documento de Registro.

⁽²⁾ La Deuda del Balance incluye la Deuda Financiera no corriente, la Deuda Financiera corriente y los Instrumentos Derivados Financieros contabilizados como pasivo.



A 30 de septiembre de 2014, teniendo en consideración las operaciones que se describen en la sección (A) del epígrafe 3.0. (Desinversión en Latinoamérica y distribución de Dividendos) del Documento de Registro, la Deuda Financiera Neta *pro-forma* ascendería a 7.663 millones de euros y la Deuda del Balance *pro-forma* ascendería a 7.918 millones de euros.

A 30 de septiembre de 2014, ENDESA tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 55 millones de euros. El plazo de vencimiento de los mencionados avales se extiende hasta el año 2025. Como se indica en el epígrafe 10.4 del Documento de Registro, estos avales incluyen garantías relativas al Negocio en Latinoamérica por un importe total de 35 millones de euros. El contrato de compraventa de acciones que se suscribió para la Desinversión en Latinoamérica incluye un conjunto de previsiones por las cuales EEE se compromete a llevar a cabo cuantas actuaciones sean necesarias para liberar a ENDESA de cualesquiera responsabilidades que esta pudiera tener derivadas de las garantías asociadas al negocio en Latinoamérica.

A 30 de septiembre de 2014, no existían activos financieros líquidos de ENDESA pignorados en garantía de pasivos o pasivos contingentes correspondientes al negocio de España y Portugal.

A dicha fecha tampoco existían prendas sobre ingresos futuros en garantía de pasivos o pasivos contingentes correspondientes al negocio de España y Portugal, ni elementos del inmovilizado material correspondientes al negocio de España y Portugal valorados, que sirvan como garantía para el cumplimiento de obligaciones.

3.3 Interés de las personas físicas y jurídicas participantes en la emisión/oferta

Santander Investment, S.A. (“**Santander Investment**”) y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. (“**BBVA**”) actuarán como entidades agentes, la primera de ellas como agente principal (*Leading Agent*) (en adelante, la “**Entidad Agente**”) y la segunda como co-agente (en adelante, la “**Entidad Co-Agente**”), percibiendo por dichos conceptos una comisión de agencia.

BBVA y Banco Santander, S.A. (“**Banco Santander**”) son Entidades Coordinadoras Globales y Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados de la Oferta, así como Entidades Colocadoras del Tramo Minorista. Ambas entidades tienen otorgados, o tienen participación en, préstamos y créditos a ENDESA o a algunas de sus sociedades filiales. A su vez, tienen emitidas garantías bancarias para garantizar a ENDESA o sociedades filiales de esta, generalmente contragarantizadas por ENDESA. Para la cobertura de tipos de interés y de cambio, estas entidades y ENDESA formalizan con regularidad operaciones de derivados financieros. Asimismo, ENDESA y alguna de sus filiales tienen abiertas cuentas bancarias en BBVA y Banco Santander. Por otra parte, algunas filiales de ENDESA colocan regularmente sus excedentes de tesorería en estas entidades bancarias. Asimismo, ENDESA cuenta regularmente con Banco Santander para formalizar operaciones de derivados de *commodities*.

Por su parte, el Oferente tiene abiertas cuentas bancarias en BBVA y en Banco Santander, así como garantías bancarias emitidas por Banco Santander que se encuentran contragarantizadas por ENDESA.



Credit Suisse Securities (Europe) Limited (“**Credit Suisse**”) es Entidad Coordinadora Global y Entidad Aseguradora del Tramo para Inversores Cualificados, así como Agente de Estabilización. Credit Suisse actúa regularmente como asesor financiero de ENDESA. Asimismo, Credit Suisse desempeñó recientemente un papel principal en la colocación de la ampliación de capital de Enersis en Chile en 2013.

J.P. Morgan Securities Plc (“**J.P. Morgan**”) es Entidad Coordinadora Global y Entidad Aseguradora del Tramo para Inversores Cualificados. J.P. Morgan y ENDESA formalizan con regularidad operaciones de derivados financieros y de derivados de *commodities*. J.P. Morgan actúa regularmente como asesor financiero de ENDESA. Asimismo, J.P. Morgan desempeñó recientemente un papel principal en la colocación de la ampliación de capital de Enersis en Chile en 2013.

Goldman Sachs International, Morgan Stanley & Co y UBS Limited son Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados. Estas entidades actúan regularmente como asesores financieros de ENDESA. Asimismo, en el caso de Goldman Sachs International y Morgan Stanley & Co desempeñaron recientemente un papel principal en la colocación de la ampliación de capital de Enersis en Chile. Adicionalmente, Morgan Stanley & Co es tenedor de valores de deuda de Endesa y de Enel, y tiene una participación no significativa en cada una de dichas sociedades.

Caixabank, S.A., Banco Caja España de Inversiones Salamanca y Soria, S.A., Banco Cooperativo Español, S.A., Banco Popular Español, S.A., Banco de Sabadell, S.A., Bankinter, S.A. y Bankia, S.A. son Entidades Colocadoras del Tramo Minorista. Estas entidades tienen otorgados, o tiene participación en, entre otras operaciones propias de las relaciones comerciales habituales de las entidades bancarias, préstamos y créditos a ENDESA o a algunas de las sociedades de su Grupo. A su vez, tienen emitidas garantías bancarias para garantizar a ENDESA o sociedades de su Grupo. Asimismo, ENDESA y alguna de las sociedades de su Grupo tienen abiertas cuentas bancarias en estas entidades y, en algunos casos, ENDESA contrata operaciones de financiación de circulante con estas entidades. Por su parte, el Oferente tiene garantías bancarias emitidas por alguna de estas entidades que se encuentran contragarantizadas por ENDESA.

Al margen de lo anterior, la Sociedad desconoce la existencia de cualquier vinculación o interés económico significativo entre el Oferente, o la Sociedad y las Entidades Coordinadoras Globales (indicadas en el epígrafe 5.4.1) (en adelante, las “**Entidades Coordinadoras Globales**”), las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados (indicadas en el epígrafe 5.4.3) (en adelante, las “**Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados**”), las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista (indicadas en el epígrafe 5.4.3) (en adelante, las “**Entidades Colocadoras del Tramo Minorista**”) y otras entidades que han participado en la Oferta y que se enumeran en el epígrafe 5.4 de esta Nota sobre las Acciones, salvo la relación estrictamente profesional derivada del asesoramiento legal y financiero.

3.4 Motivos de la oferta y destino de los ingresos

El Oferente considera que la Oferta contribuirá a: (i) ampliar y diversificar la base actual de accionistas de la Sociedad influyendo de manera positiva en el incremento de la liquidez de la acción; (ii) obtener una mayor visibilidad de la acción de ENDESA en los mercados financieros facilitando una potencial inclusión en el IBEX-35, principal índice bursátil del



mercado español; y (iii) mejorar el prestigio y la imagen de marca de la Sociedad como consecuencia de lo mencionado anteriormente.

4. INFORMACIÓN RELATIVA A LOS VALORES QUE VAN A OFERTARSE

4.1 Descripción del tipo y la clase de los valores ofertados y/o admitidos a cotización, con el Código ISIN (número internacional de identificación del valor) u otro código de identificación del valor.

Los valores que se ofrecen son acciones ordinarias de la Sociedad de 1,2 euros de valor nominal cada una, totalmente desembolsadas, de una única clase y serie y que atribuirán a sus titulares plenos derechos políticos y económicos. Las acciones de ENDESA cotizan en las cuatro Bolsas españolas y en el Registro de Valores Extranjeros de Santiago de Chile.

El Código ISIN de las 1.058.752.117 acciones actualmente en circulación es ES0130670112.

4.2 Legislación según la cual se han creado los valores

Las acciones de ENDESA se rigen por lo dispuesto en la legislación española y, en concreto, por las disposiciones del texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital (en adelante, la “**Ley de Sociedades de Capital**”), aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y por la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores en su redacción vigente (en adelante, la “**Ley del Mercado de Valores**”) y sus respectivas normativas de desarrollo.

4.3 Indicación de si los valores están en forma registrada o al portador y si los valores están en forma de título o de anotación en cuenta. En el último caso, nombre y dirección de la entidad responsable de la llevanza de las anotaciones / responsable de la custodia de los documentos

Las acciones de la Sociedad están representadas por medio de anotaciones en cuenta y se hallan inscritas en los registros contables de la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A. (“**Iberclear**”), entidad encargada del registro contable de las acciones, con domicilio en Madrid, Plaza de la Lealtad, 1, y de sus entidades participantes autorizadas (las “**Entidades Participantes**”).

4.4 Divisa de la emisión de los valores

Las acciones de la Sociedad están denominadas en euros (€).

4.5 Descripción de los derechos vinculados a los valores, incluida cualquier limitación de esos derechos, y procedimiento para el ejercicio de los mismos

Las acciones objeto de la Oferta son acciones ordinarias y no existe otro tipo de acciones en la Sociedad, por lo que las acciones objeto de la Oferta gozan de los mismos derechos políticos y económicos que las restantes acciones de la Sociedad.

Los adquirentes de las acciones adquirirán la condición de accionistas de la Sociedad cuando dichas acciones sean inscritas a su nombre en los registros contables de Iberclear y de las Entidades Participantes.

En particular, cabe citar los siguientes derechos, en los términos previstos en los Estatutos Sociales:



4.5.1 *Derechos de dividendos*

(i) Fecha o fechas fijas en las que surgen los derechos

Las acciones ofrecidas darán derecho a sus adquirentes a participar en los dividendos que se acuerde repartir a partir de la fecha en que ENDESA declare efectiva la Oferta, prevista inicialmente para el 21 de noviembre de 2014.

En este sentido, las acciones que se adquieran en la Oferta no tendrán por tanto derecho a los Dividendos, tal y como éstos se definen en el presente Folleto, que han sido abonados con carácter previo al registro del presente Folleto y a la presente Oferta.

(ii) Plazo después del cual caduca el derecho a los dividendos y una indicación de la persona en cuyo favor actúa la caducidad

Los rendimientos que produzcan las acciones podrán hacerse efectivos en la forma que para cada caso se anuncie, siendo el plazo de la prescripción del derecho a su cobro el establecido en el artículo 947 del Código de Comercio, es decir, de cinco años desde el día señalado para comenzar su cobro. El beneficiario de esta prescripción será la Sociedad.

(iii) Restricciones y procedimientos de dividendos para los tenedores no residentes

La Sociedad no tiene constancia de la existencia de restricción alguna al cobro de dividendos por parte de tenedores de acciones no residentes en España, sin perjuicio de la eventual retención a cuenta del Impuesto sobre la Renta de no Residentes, tal y como se describe en el epígrafe (c.1.1.) siguiente (“Rendimientos del capital mobiliario”).

(iv) Tasa de dividendos o método para su cálculo, periodicidad y carácter acumulativo o no acumulativo de los pagos

Las acciones objeto de la Oferta, al igual que las demás acciones que componen el capital social, no tienen derecho a percibir un dividendo mínimo por ser todas ellas ordinarias. Por lo tanto, el derecho al dividendo de dichas acciones surgirá únicamente a partir del momento en que la Junta General de Accionistas o, en su caso, el Consejo de Administración de la Sociedad, acuerden un reparto a los accionistas de ganancias sociales.

4.5.2 *Derecho de participación en los beneficios del emisor*

Las acciones objeto de esta Oferta darán derecho a participar en el reparto de las ganancias sociales de la Sociedad en las mismas condiciones que las restantes acciones de la Sociedad en circulación.

4.5.3 *Derecho de información*

Las acciones de la Sociedad confieren a sus titulares el derecho de información recogido, con carácter general, en el artículo 93.d) de la Ley de Sociedades de Capital y, con carácter particular, en los artículos 197 y 520 del mismo texto legal. Gozan, asimismo, de los derechos que, como manifestaciones especiales del derecho de información, son recogidos en el articulado de la Ley de Sociedades de Capital y en la Ley 3/2009, de 3 de abril, sobre modificaciones estructurales de las sociedades mercantiles de forma pormenorizada al tratar de la modificación de estatutos, ampliación y reducción de capital social, aprobación de las cuentas anuales, emisión de obligaciones, convertibles o no en acciones, transformación,



fusión y escisión, disolución y liquidación de la Sociedad y otros actos u operaciones societarias.

4.5.4 Derechos de asistencia, voto e impugnación de acuerdos sociales

Las acciones objeto de la Oferta confieren a sus titulares el derecho de asistir y votar en la Junta General de Accionistas en los términos de los párrafos siguientes y el de impugnar los acuerdos sociales en las mismas condiciones que los restantes accionistas de la Sociedad, de acuerdo con el régimen general establecido en la Ley de Sociedades de Capital, en los Estatutos Sociales de la Sociedad y en el Reglamento de la Junta General de Accionistas de la Sociedad.

De conformidad con lo previsto en los Estatutos Sociales de la Sociedad, podrán asistir a las Juntas Generales todos los accionistas que sean titulares de acciones, cualquiera que sea su número, siempre y cuando sus acciones consten inscritas en el correspondiente registro contable de anotaciones en cuenta con cinco días de antelación a la celebración de la Junta y se provea de la correspondiente tarjeta de asistencia o del documento que conforme a Derecho les acredite como accionistas.

Los accionistas con derecho de asistencia y voto podrán emitir su voto sobre las propuestas relativas a puntos comprendidos en el orden del día, por correo o mediante comunicación electrónica, de conformidad con lo previsto en los Estatutos Sociales, en el Reglamento de la Junta General y en las normas complementarias y de desarrollo que de este último establezca el Consejo de Administración. El voto mediante comunicación electrónica se emitirá bajo firma electrónica reconocida o cualquier otra clase de garantía que el Consejo de Administración estime adecuada para asegurar la autenticidad e identificación del accionista que ejercite el derecho de voto, sin perjuicio también de los demás requisitos y condiciones que pueda establecer el Consejo de Administración.

Cada acción da derecho a un voto, sin que se prevean limitaciones al número máximo de votos que pueden ser emitidos por cada accionista o por sociedades pertenecientes al mismo grupo, en el caso de las personas jurídicas.

Todo accionista que tenga derecho a asistir podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona, aunque esta no sea accionista, en la forma prevista en los Estatutos Sociales y en el Reglamento de la Junta General.

Los intermediarios financieros que estén legitimados como accionistas pero actúen por cuenta de clientes distintos podrán fraccionar su voto, de tal forma que les permita cumplir las instrucciones recibidas.

4.5.5 Derechos de suscripción preferentes en las ofertas de suscripción de valores de la misma clase

Todas las acciones de la Sociedad confieren a su titular, en los términos establecidos en la Ley de Sociedades de Capital, el derecho de suscripción preferente en los aumentos de capital con emisión de nuevas acciones (ordinarias, privilegiadas o de otro tipo) con cargo a aportaciones dinerarias y en la emisión de obligaciones convertibles en acciones, salvo exclusión del derecho de suscripción preferente de acuerdo con los artículos 308 (régimen general), 504 a 506 (régimen de las sociedades anónimas cotizadas) y 417 y 511 (régimen para las obligaciones convertibles) del mencionado texto legal. No obstante, dado que esta

Oferta no consiste en una oferta pública de suscripción, sino en una oferta pública de venta de acciones ya emitidas, los actuales accionistas de la Sociedad no gozan de derecho de suscripción preferente en relación con la Oferta objeto de esta Nota sobre las Acciones.

Asimismo, todas las acciones de la Sociedad confieren a su titular el derecho de asignación gratuita reconocido en la propia Ley de Sociedades de Capital en los supuestos de aumento de capital con cargo a reservas.

4.5.6 Derechos de participación en cualquier excedente en caso de liquidación

Las acciones de la Sociedad confieren a sus titulares el derecho a participar en el reparto, en su caso, del patrimonio resultante de la liquidación de la Sociedad, una vez satisfecho o consignado el importe de las deudas de la Sociedad, en las mismas condiciones que las restantes acciones en circulación de la Sociedad.

4.5.7 Cláusulas de amortización

No procede.

4.5.8 Cláusulas de conversión

No procede.

4.6 En el caso de nuevas emisiones, declaración de las resoluciones, autorizaciones y aprobaciones en virtud de las cuales los valores han sido o serán creados y/o emitidos

No procede al tratarse de una oferta de acciones ya emitidas.

4.7 En caso de nuevas emisiones, fecha prevista de emisión de los valores

No procede al tratarse de una oferta de acciones ya emitidas.

4.8 Descripción de cualquier restricción sobre la libre transmisibilidad de los valores

No existen restricciones a la libre transmisibilidad de las acciones. Sin perjuicio de lo anterior, se hace constar que ENDESA, mediante sociedades controladas (conforme a los criterios establecidos en el artículo 42.1 del Código de Comercio), realiza actividades y es titular de activos incluidos en el apartado 1 de la Disposición adicional novena (“*Toma de participaciones en el sector energético*”) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la “**CNMC**”).

Por tanto, y conforme al apartado 3 de dicha Disposición adicional novena, la adquisición de participaciones en un porcentaje del capital social de ENDESA que conceda una influencia significativa en la gestión de ENDESA debe ser objeto de comunicación a la Secretaría de Estado de Energía (cuyas funciones en este punto son asumidas transitoriamente por la CNMC). Serán asimismo objeto de comunicación a la Administración competente por el adquirente aquellas modificaciones que aisladamente, o en su conjunto consideradas, puedan suponer un cambio significativo en su participación. Tales comunicaciones deberán efectuarse dentro de los 15 días siguientes a la realización de la correspondiente operación.

En el caso de adquisiciones realizadas por entidades de Estados que no sean miembros de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo, si la Administración considerase que existe una amenaza real y suficientemente grave para la garantía de suministro de electricidad,

gas e hidrocarburos en el ámbito de las actividades del adquirente, podrán establecer condiciones relativas al ejercicio de la actividad de las sociedades sujetas, así como las obligaciones específicas que se puedan imponer al adquirente para garantizar su cumplimiento. Estos riesgos se referirán a los aspectos indicados en el apartado 7 de la referida Disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio. A los efectos anteriores, se tomarán en consideración las participaciones que el adquirente tenga o pretenda adquirir en otras sociedades o activos objeto de la misma Disposición.

4.9 Indicación de la existencia de cualquier oferta obligatoria de adquisición y/o normas de retirada y recompra obligatoria en relación con los valores

No existe ninguna oferta obligatoria de adquisición ni ninguna norma especial que regule ofertas obligatorias de adquisición de las acciones de la Sociedad, salvo las que se derivan de la normativa sobre ofertas públicas de adquisición contenidas en la Ley del Mercado de Valores con las modificaciones introducidas por la Ley 6/2007, de 12 de abril, para la modificación del régimen de las ofertas públicas de adquisición y de la transparencia de los emisores, en virtud de la cual se transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2004/25/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, y en el Real Decreto 1066/2007, de 27 de julio, sobre el régimen de las ofertas públicas de adquisición, ambos en vigor desde el día 13 de agosto de 2007.

4.10 Indicación de las ofertas públicas de adquisición realizadas por terceros sobre el capital del emisor, que se hayan producido durante el ejercicio anterior y el actual. Debe declararse el precio o de las condiciones de canje de estas ofertas y su resultado

A la fecha de aprobación de este Folleto, no se ha producido ninguna oferta pública de adquisición sobre las acciones de la Sociedad durante el ejercicio anterior y el actual.

4.11 Por lo que se refiere al país del domicilio social del emisor y al país o países en los que se está haciendo la oferta o se solicita la admisión a cotización

4.11.1 Información sobre las consecuencias fiscales derivadas de la adquisición, titularidad y, en su caso, transmisión de las acciones.

Se facilita a continuación una descripción general, de acuerdo con la legislación española en vigor (incluyendo su desarrollo reglamentario) a la fecha de aprobación de la presente Nota sobre las Acciones, del régimen fiscal aplicable a la adquisición, titularidad y, en su caso, posterior transmisión de las acciones.

Debe tenerse en cuenta que el presente análisis no explicita todas las posibles consecuencias fiscales de las mencionadas operaciones, ni el régimen aplicable a todas las categorías de inversores, algunos de los cuales (como, por ejemplo, las entidades financieras, las instituciones de inversión colectiva, las cooperativas o las entidades en atribución de rentas) pueden estar sujetos a normas especiales. Asimismo, la presente descripción tampoco tiene en cuenta los regímenes tributarios forales de Concierto y Convenio Económico en vigor, respectivamente, en los Territorios Históricos del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra, ni la normativa aprobada por las distintas Comunidades Autónomas que, respecto de determinados impuestos, podrá ser de aplicación a los inversores.

En particular, la normativa aplicable está contenida en la Ley 35/2006, de 28 de noviembre,

del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y de modificación parcial de las leyes de los Impuestos sobre Sociedades, sobre la Renta de no Residentes y sobre el Patrimonio (“LIRPF”) y su Reglamento, aprobado por el Real Decreto 439/2007, de 30 de marzo, el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre la Renta de no Residentes (“TRLIRnR”), aprobado por el Real Decreto Legislativo 5/2004, de 5 de marzo, y su Reglamento, aprobado por el Real Decreto 1776/2004, de 30 de julio, el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades (“TRLIS”), aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, y su Reglamento, aprobado por el Real Decreto 1777/2004, de 30 de julio, y se entiende sin perjuicio de los cambios que puedan producirse en el futuro en la normativa aplicable.

Con fecha 6 de agosto 2014, se publicaron en el *Boletín Oficial de las Cortes Generales* los textos de los Proyectos de Ley que integrarán la reforma del sistema tributario y que modifican, entre otras, la LIRPF, el TRLIRnR y el TRLIS. Las modificaciones contenidas en los referidos Proyectos supondrían, de aprobarse en sus términos, cambios que podrían ser significativos respecto del régimen general de tributación aplicable descrito en este epígrafe.

Se aconseja en tal sentido a los inversores que consulten con sus abogados o asesores fiscales para determinar aquellas consecuencias fiscales aplicables a su caso concreto. Del mismo modo, los inversores habrán de tener en cuenta los cambios que la legislación vigente en este momento pudiera sufrir en el futuro, así como la interpretación que de su contenido puedan llevar a cabo las autoridades fiscales españolas, la cual podrá diferir de la que seguidamente se expone.

(1) Imposición indirecta en la adquisición y transmisión de las acciones

La adquisición y, en su caso, ulterior transmisión de las acciones objeto de la Oferta estará exenta del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados y del Impuesto sobre el Valor Añadido, en los términos previstos en el artículo 108 de la Ley del Mercado de Valores y concordantes de las leyes reguladoras de los impuestos citados.

(2) Imposición directa derivada de la adquisición, titularidad y posterior transmisión de las acciones

ACCIONISTAS RESIDENTES EN TERRITORIO ESPAÑOL

El presente epígrafe analiza el tratamiento fiscal aplicable a los accionistas residentes fiscales en territorio español que tengan la consideración de beneficiarios efectivos de las acciones de ENDESA. Con carácter general, se considerarán inversores residentes en España, a estos efectos, sin perjuicio de lo dispuesto en los Convenios para evitar la Doble Imposición (los “CDI”) firmados por nuestro país, las entidades residentes en territorio español conforme al artículo 8 del TRLIS, y las personas físicas que tengan su residencia habitual en España, tal y como ésta se define en el artículo 9.1 de la LIRPF, así como los residentes en el extranjero miembros de misiones diplomáticas españolas, oficinas consulares españolas y otros cargos oficiales, en los términos del artículo 10.1 de la LIRPF. Igualmente, tendrán la consideración de inversores residentes en España a efectos fiscales las personas físicas de nacionalidad española que, cesando su residencia fiscal en España, acrediten su nueva residencia fiscal en un paraíso fiscal, tanto durante el periodo impositivo en el que se produzca el cambio de residencia como en los cuatro siguientes.



En el caso de personas físicas que adquieran su residencia fiscal en España como consecuencia de su desplazamiento a territorio español, podrán optar por tributar por el IRPF o por el IRnR durante el periodo en que se efectúe el cambio de residencia y los cinco siguientes siempre que se cumplan los requisitos recogidos en el artículo 93 de la LIRPF.

(a) Personas Físicas

(a.1) Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas

(a.1.1) Rendimientos del capital mobiliario

De conformidad con el artículo 25 de la LIRPF, tendrán la consideración de rendimientos del capital mobiliario, entre otros, los dividendos, las primas de asistencia a juntas generales, los rendimientos derivados de la constitución o cesión de derechos o facultades de uso o disfrute sobre las acciones y, en general, las participaciones en los beneficios de la Sociedad así como cualquier otra utilidad percibida de dicha entidad en su condición de accionista.

Los rendimientos del capital mobiliario obtenidos por los accionistas como consecuencia de la titularidad de las acciones se integrarán por el rendimiento neto resultante de deducir, en su caso, los gastos de administración y depósito de su importe bruto, pero no los de gestión discrecional e individualizada de la cartera, en la base imponible del ahorro del ejercicio en que sean exigibles para su perceptor, gravándose en el periodo impositivo 2014 al tipo fijo del 21% (para los primeros 6.000 euros de renta del ahorro obtenidos por la persona física), del 25% (para las rentas comprendidas entre 6.000,01 euros y 24.000 euros) y del 27% (para las rentas que excedan de 24.000 euros), sin que pueda aplicarse ninguna deducción para evitar la doble imposición. Por su parte, el importe obtenido como consecuencia de la distribución de la prima de emisión minorará, hasta su anulación, el valor de adquisición de los valores afectados y solo el exceso que pudiera resultar tributará como rendimiento del capital mobiliario.

No obstante, de conformidad con lo previsto en el apartado y) del artículo 7 de la LIRPF, estarán exentos en el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (el “**IRPF**”), con el límite de 1.500 euros anuales, los dividendos, primas de asistencia a juntas generales y participaciones en los beneficios de cualquier tipo de entidad (incluyendo la participación en beneficios de la Sociedad), así como los rendimientos procedentes de cualquier clase de activos, excepto la entrega de acciones liberadas, que, estatutariamente o por decisión de los órganos sociales, faculden para participar en los beneficios de una entidad (incluida la Sociedad). Esta exención no aplica a los rendimientos de capital mobiliarios procedentes de la distribución de la prima de emisión. Este límite será aplicable sobre la totalidad de los dividendos y participaciones en beneficios obtenidos durante el año natural por el contribuyente del IRPF en su condición de accionista o socio de cualquier entidad.

No se aplicará la mencionada exención a los dividendos procedentes de valores adquiridos dentro de los dos meses anteriores a la fecha en que aquéllos se hubieran satisfecho cuando, con posterioridad a esta fecha, dentro del mismo plazo, se produzca una transmisión de valores homogéneos.

Asimismo, en el periodo impositivo 2014, los accionistas soportarán con carácter general una retención, a cuenta del IRPF del 21% sobre el importe íntegro del beneficio distribuido, sin tener en cuenta, a estos efectos, la exención de 1.500 euros descrita anteriormente. La

retención a cuenta será deducible de la cuota líquida del referido impuesto y, en caso de insuficiencia de esta, dará lugar a las devoluciones previstas en el artículo 103 de la LIRPF. No obstante, los rendimientos procedentes de la distribución de la prima de emisión no estarán sujetos a retención.

(a.1.2) Ganancias y pérdidas patrimoniales

Las variaciones en el valor del patrimonio de los contribuyentes por el IRPF que se pongan de manifiesto con ocasión de cualquier alteración de dicho patrimonio darán lugar a ganancias o pérdidas patrimoniales. En el caso de la transmisión a título oneroso de las acciones, se cuantificarán por la diferencia negativa o positiva, respectivamente entre el valor de adquisición de estos valores y su valor de transmisión, que vendrá determinado (i) por su valor de cotización en la fecha en la que se produzca dicha transmisión o (ii) por el precio pactado cuando sea superior a dicho valor de cotización.

Cuando existan valores homogéneos, a efectos de determinar el valor de adquisición se considerará que los transmitidos son aquellos que se adquirieron en primer lugar.

Tanto el valor de adquisición como el de transmisión se incrementará o minorará, respectivamente, en los gastos y tributos inherentes a dichas operaciones que hubieran sido satisfechos por el adquirente o el transmitente, respectivamente.

Las ganancias o pérdidas patrimoniales que se pongan de manifiesto como consecuencia de las transmisiones de las acciones que hubieran sido adquiridas con más de un año de antelación a la fecha de transmisión llevadas a cabo por los accionistas, se integrarán y compensarán en sus respectivas bases imponibles del ahorro del ejercicio en que tenga lugar la alteración patrimonial, gravándose en el periodo impositivo 2014 al tipo del 21% para los primeros 6.000 euros de renta del ahorro obtenidos por la persona física, del 25% para las rentas comprendidas entre 6.000,01 euros y 24.000 euros, y del 27% para las rentas que excedan de 24.000 euros.

Por su parte, las ganancias o pérdidas patrimoniales que se pongan de manifiesto como consecuencia de la transmisión de las acciones que hubieran sido adquiridas con menos de un año de antelación a la fecha de transmisión, se integrarán y compensarán en sus respectivas bases imponibles generales del ejercicio en que tenga lugar la alteración patrimonial y se gravarán mediante la aplicación de la escala general del impuesto, que para el año 2014 prevé unos tipos marginales que oscilan entre el 24,75% y el 56%, sin perjuicio de la normativa específica aprobada, en su caso, por cada Comunidad Autónoma.

Las ganancias patrimoniales derivadas de la transmisión de las acciones no están sometidas a retención a cuenta del IRPF.

Finalmente, determinadas pérdidas derivadas de transmisiones de las acciones no se computarán como pérdidas patrimoniales cuando se hayan adquirido valores homogéneos dentro de los dos meses anteriores o posteriores a la fecha de la transmisión que originó la citada pérdida. En estos casos, las pérdidas patrimoniales se integrarán a medida que se transmitan los valores que aún permanezcan en el patrimonio del contribuyente.

(a.2) ***Impuesto sobre el Patrimonio***

Los accionistas personas físicas residentes en territorio español de conformidad con lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley del IRPF están sometidos al Impuesto sobre el Patrimonio

(“IP”), en el periodo impositivo 2014, por la totalidad del patrimonio neto de que sean titulares a 31 de diciembre, con independencia del lugar donde estén situados los bienes o puedan ejercitarse los derechos.

La tributación se exigirá conforme a lo dispuesto en la Ley 19/1991, de 6 de junio, del Impuesto sobre el Patrimonio (“Ley del IP”) que, a estos efectos, fija un mínimo exento de 700.000 euros, de acuerdo con una escala de gravamen cuyos tipos marginales oscilan entre el 0,2% y el 2,5%, todo ello sin perjuicio de la normativa específica aprobada, en su caso, por cada Comunidad Autónoma.

Aquellas personas físicas residentes a efectos fiscales en España que adquieran acciones de ENDESA y que estén obligadas a presentar declaración por el IP, deberán declarar las acciones que posean a 31 de diciembre de cada año, las cuales se computarán según el valor de negociación medio del cuarto trimestre de dicho año. El Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas publica anualmente el mencionado valor de negociación medio a efectos de dicho impuesto.

(a.3) Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones

Las transmisiones de acciones a título lucrativo (por causa de muerte o donación) en favor de personas físicas residentes en España están sujetas al Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones (el “ISD”) en los términos previstos en la Ley 29/1987, de 18 de diciembre, siendo sujeto pasivo el adquirente de los valores, y sin perjuicio de la normativa específica aprobada, en su caso, por cada Comunidad Autónoma. De no existir normativa autonómica, el tipo impositivo aplicable sobre la base liquidable oscila entre el 7,65% y el 34%; una vez obtenida la cuota íntegra, sobre la misma se aplican determinados coeficientes multiplicadores en función del patrimonio preexistente del contribuyente y de su grado de parentesco con el causante o donante, pudiendo resultar finalmente un tipo de gravamen que oscilará entre un 7,65% y un 81,6% de la base imponible.

(b) Personas Jurídicas

(b.1) Impuesto sobre Sociedades

(b.1.1) Dividendos

Los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades (el “IS”) o los que, siendo contribuyentes por el Impuesto sobre la Renta de no Residentes (el “IRnR”), actúen en España a través de establecimiento permanente, integrarán en su base imponible el importe íntegro de los dividendos o participaciones en beneficios percibidos como consecuencia de la titularidad de los valores suscritos, así como los gastos inherentes a la participación, en la forma prevista en el artículo 10 y siguientes del TRLIS, tributando con carácter general al tipo de gravamen el 30%. En el caso de distribución de la prima de emisión, el importe recibido por los sujetos pasivos del IS reducirá, hasta su anulación, el valor contable de los valores afectados y solo el exceso sobre ese valor se integrará en su base imponible.

Los sujetos pasivos del IS podrán aplicar las deducciones previstas en los apartados 1, 2, 3 y 6 del artículo 30 del TRLIS, siempre que se cumplan los requisitos establecidos en dichos apartados y que no se dé alguno de los supuestos de exclusión previstos en el apartado 4 de ese mismo artículo.

Con carácter general, los sujetos pasivos de dicho impuesto tendrán derecho a una deducción

del 50% de la cuota íntegra que corresponda a la base imponible derivada de los dividendos o participaciones en beneficios cuando se cumplan las condiciones antes señaladas.

La deducción anterior será del 100% cuando, cumplidos los restantes requisitos exigidos por la norma, los dividendos o participaciones en beneficios procedan de una participación, directa o indirecta, de al menos el 5% del capital, y siempre que esta se hubiese poseído de manera ininterrumpida durante el año anterior al día en que sea exigible el beneficio que se distribuya o, en su defecto, que se mantenga durante el tiempo que sea necesario para completar el año.

Bajo determinadas condiciones, esta deducción será también de aplicación en los casos en que se haya tenido dicho porcentaje de participación del 5% pero, sin embargo, sin haberse transmitido la totalidad de la participación, se haya reducido el porcentaje de titularidad hasta un mínimo del 3% como consecuencia de que la entidad participada haya realizado (i) una operación acogida al régimen fiscal especial establecido en el Capítulo VIII del Título VII del TRLIS, o (ii) una operación en el ámbito de ofertas públicas de adquisición de valores.

Asimismo, en el periodo impositivo 2014, los sujetos pasivos del IS soportarán una retención, a cuenta del referido impuesto del 21% sobre el importe íntegro del beneficio distribuido, salvo que les resulte aplicable alguna de las exclusiones de retención previstas por la normativa vigente, entre las que cabe señalar la posible aplicación de la deducción por doble imposición del 100% de los dividendos percibidos, en cuyo caso, siempre que se haya cumplido de manera ininterrumpida el periodo de tenencia mínimo de un año, no se practicará retención alguna. La retención practicada será deducible de la cuota del IS y, en caso de insuficiencia de esta, dará lugar a las devoluciones previstas en el artículo 139 del TRLIS.

(b.1.2) Rentas derivadas de la adquisición y transmisión de las acciones

El beneficio o la pérdida derivados de la adquisición o transmisión onerosa o lucrativa de las acciones, o de cualquier otra alteración patrimonial relativa a estas, se integrará en la base imponible de los sujetos pasivos del IS, o contribuyentes por el IRnR que actúen, a estos efectos, a través de establecimiento permanente en España, en la forma prevista en el artículo 10 y siguientes del TRLIS, tributando al tipo de gravamen vigente en cada momento.

La renta derivada de la transmisión de las acciones no estará sometida a retención.

Asimismo, en los términos previstos en el artículo 30.5 del TRLIS, la transmisión de acciones por sujetos pasivos de este impuesto puede otorgar al transmitente el derecho a aplicar la deducción por doble imposición y, en su caso, le permitirá disfrutar de la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 del TRLIS, por la parte de renta que no se hubiera beneficiado de la deducción por doble imposición (en caso de adquisición gratuita de las acciones por parte del sujeto pasivo del IS, la renta que se genere tributará de acuerdo con las normas del Impuesto, no siendo aplicable al ISD), siempre que se cumplan los requisitos contenidos en el citado artículo.

(b.2) Impuesto sobre el Patrimonio

Los sujetos pasivos del IS no son sujetos pasivos del IP.

(b.3) Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones

Los sujetos pasivos del IS no son sujetos pasivos del ISD y las rentas que obtengan a título

lucrativo se gravarán con arreglo a las normas del IS.

ACCIONISTAS NO RESIDENTES EN TERRITORIO ESPAÑOL

El presente epígrafe analiza el tratamiento fiscal aplicable a los accionistas no residentes en territorio español que tengan la condición de beneficiarios efectivos de las acciones, excluyendo a aquellos que actúen en territorio español mediante establecimiento permanente, cuyo régimen fiscal ha quedado descrito junto al de los accionistas sujetos pasivos del IS.

Se considerarán accionistas no residentes las personas físicas que no sean contribuyentes por el IRPF y las entidades no residentes en territorio español de conformidad con lo dispuesto en el artículo 6 del TRLIRnR, sin perjuicio del artículo 46 del TRLIRnR.

El régimen que se describe a continuación es de carácter general, por lo que se deberán tener en cuenta las particularidades de cada accionista y las que puedan resultar de los CDI celebrados entre terceros países y España.

(c.1) Impuesto sobre la Renta de No Residentes

(c.1.1) Rendimientos del capital mobiliario

Los dividendos y otros rendimientos derivados de la participación en los fondos propios de una entidad, obtenidos por personas físicas o entidades no residentes en España que actúen a estos efectos sin establecimiento permanente en dicho territorio, estarán sometidos a tributación por el IRnR en el periodo impositivo 2014 al tipo general de tributación del 21% sobre el importe íntegro percibido. Por su parte, el importe obtenido como consecuencia de la distribución de la prima de emisión minorará, hasta su anulación, el valor de adquisición de los valores afectados y solo el exceso que pudiera resultar estará sometido a tributación por el IRnR como rendimientos de capital mobiliario.

No obstante, estarán exentos los dividendos y participaciones en beneficios mencionados en el epígrafe (a.1.1) anterior obtenidos, sin mediación de establecimiento permanente en España, por personas físicas residentes a efectos fiscales en la Unión Europea o en países o territorios con los que exista un efectivo intercambio de información tributaria, con el límite de 1.500 euros, computables durante cada año natural. Dicha exención no será aplicable a los rendimientos obtenidos a través de países o territorios calificados reglamentariamente como paraísos fiscales y a los rendimientos de capital mobiliario procedentes de la distribución de la prima de emisión.

Este límite será aplicable sobre la totalidad de los dividendos y participaciones en beneficios obtenidos durante el año natural por el contribuyente del IRnR por su condición de accionista o socio de cualquier tipo de entidad. Esta exención no se aplicará cuando los dividendos y participaciones en beneficios deriven de valores adquiridos dentro de los dos meses anteriores a la fecha en que aquellos se hubieran satisfecho cuando, con posterioridad a esta fecha, dentro del mismo plazo, se produzca una transmisión de valores homogéneos.

Con carácter general, la Sociedad efectuará, en el momento del pago del dividendo, una retención a cuenta del IRnR del 21%. No obstante, los rendimientos procedentes de la distribución de la prima de emisión no estarán sujetos a retención.

No obstante, cuando en virtud de la residencia a efectos fiscales del perceptor resulte aplicable un CDI suscrito por España o una exención interna, se aplicará, en su caso, el tipo de



gravamen reducido previsto en el CDI para este tipo de rentas o la exención, previa acreditación de la residencia fiscal del accionista en la forma establecida en la normativa en vigor. A estos efectos, en la actualidad se encuentra vigente un procedimiento especial, aprobado por la Orden del Ministerio de Economía y Hacienda de 13 de abril de 2000, para hacer efectivas las retenciones a accionistas no residentes, al tipo que corresponda en cada caso, o para excluir la retención, cuando en el procedimiento de pago intervengan entidades financieras domiciliadas, residentes o representadas en España que sean depositarias o gestionen el cobro de las rentas de dichos valores.

De acuerdo con esta norma, en el momento de distribuir el dividendo, la Sociedad practicará una retención sobre el importe íntegro del dividendo al tipo del 21% y transferirá el importe líquido a las entidades depositarias. Las entidades depositarias que, a su vez, acrediten, en la forma establecida, el derecho a la aplicación de tipos reducidos o a la exclusión de retenciones de sus clientes (para lo cual estos habrán de aportar a la entidad depositaria, antes del día 10 del mes siguiente a aquel en el que se distribuya el dividendo, un certificado de residencia fiscal expedido por la autoridad fiscal correspondiente de su país de residencia en el que, si fuera el caso, deberá constar expresamente que el inversor es residente en el sentido definido en el CDI que resulte aplicable; o, en aquellos supuestos en los que se aplique un límite de imposición fijado en un CDI desarrollado mediante una Orden en la que se establezca la utilización de un formulario específico, el citado formulario en lugar del certificado) recibirán de inmediato, para el abono a los mismos, el importe retenido en exceso. El certificado de residencia mencionado anteriormente tiene generalmente, a estos efectos, una validez de un año desde su fecha de emisión.

Cuando resultara de aplicación una exención o, por la aplicación de algún CDI, el tipo de retención fuera inferior al 21%, y el accionista no hubiera podido acreditar su residencia a efectos fiscales dentro del plazo establecido al efecto, aquel podrá solicitar de la Hacienda Pública la devolución del importe retenido en exceso con sujeción al procedimiento y al modelo de declaración previstos en la Orden EHA/3316/2010, de 17 de diciembre de 2010.

El procedimiento recogido en la Orden del Ministerio de Economía y Hacienda de 13 de abril de 2000 que se ha descrito anteriormente no será aplicable respecto de los dividendos o participaciones en beneficios que, con el límite de 1.500 euros, estén exentos de tributación en el IRnR en los términos indicados previamente. En este caso, la Sociedad efectuará, en el momento del pago del dividendo, una retención a cuenta del IRnR del 21%, pudiendo el accionista, en su caso, solicitar de la Hacienda Pública la devolución del importe retenido en exceso con sujeción al procedimiento previsto en la Orden EHA/3316/2010, de 17 de diciembre de 2010.

En todo caso, practicada la retención a cuenta del IRnR o reconocida la procedencia de la exención, los accionistas no residentes no estarán obligados a presentar declaración en España por el IRnR, sin perjuicio de las obligaciones de declaración para el pagador de los rendimientos (artículos 28 y 31 TRLIRnR).

Se aconseja a los inversores que consulten con sus abogados o asesores fiscales sobre el procedimiento a seguir, en cada caso, a fin de solicitar la mencionada devolución a la Hacienda Pública española.

(c.1.2) Ganancias y pérdidas patrimoniales

De acuerdo con el TRLIRnR, las ganancias patrimoniales obtenidas por personas físicas o entidades no residentes sin mediación de establecimiento permanente en España por la transmisión de las acciones o cualquier otra ganancia de capital relacionada con dichos valores, estarán sometidas a tributación por el IRnR y se cuantificarán, con carácter general, conforme a las normas previstas en la LIRPF. En particular, las ganancias patrimoniales derivadas de la transmisión de acciones tributarán por el IRnR, en el periodo impositivo 2014, al tipo del 21% salvo que resulte aplicable una exención interna o un CDI suscrito por España, en cuyo caso se estará a lo dispuesto en dicho CDI.

En este sentido, estarán exentas, por aplicación de la ley interna española, las ganancias patrimoniales siguientes:

- (i) Las derivadas de la transmisión de las acciones en mercados secundarios oficiales de valores españoles, obtenidas sin mediación de establecimiento permanente en España por personas físicas o entidades residentes en un Estado que tenga suscrito con España un CDI con cláusula de intercambio de información, siempre que no hayan sido obtenidas a través de países o territorios calificados reglamentariamente como paraísos fiscales.
- (ii) Las derivadas de la transmisión de las acciones obtenidas sin mediación de establecimiento permanente en España por personas físicas o entidades residentes a efectos fiscales en otros Estados miembros de la Unión Europea o por establecimientos permanentes de dichos residentes situados en otro Estado miembro de la Unión Europea, siempre que no hayan sido obtenidas a través de países o territorios calificados reglamentariamente como paraísos fiscales o mediante un establecimiento permanente situado fuera de la Unión Europea. La exención no alcanza a las ganancias patrimoniales derivadas de la transmisión de acciones o derechos de una entidad cuando (i) el activo de dicha entidad consista principalmente, de forma directa o indirecta, en bienes inmuebles situados en territorio español, o (ii) en algún momento, dentro de los doce meses precedentes a la transmisión, el sujeto pasivo haya participado directa o indirectamente en, al menos, el 25% del capital o patrimonio de la sociedad.

La ganancia o pérdida patrimonial se calculará y someterá a tributación separadamente para cada transmisión, no siendo posible la compensación de ganancias y pérdidas en caso de varias transmisiones con resultados de distinto signo. Su cuantificación se efectuará aplicando las reglas del artículo 24 del TRLIRnR.

De acuerdo con lo dispuesto en el TRLIRnR, las ganancias patrimoniales obtenidas por no residentes sin mediación de establecimiento permanente no estarán sujetas a retención o ingreso a cuenta del IRnR.

El accionista no residente estará obligado a presentar declaración, determinando e ingresando, en su caso, la deuda tributaria correspondiente. Podrán también efectuar la declaración e ingreso su representante fiscal en España o el depositario o gestor de las acciones, con sujeción al procedimiento y modelo de declaración previstos en la Orden EHA/3316/2010, de 17 de diciembre de 2010.

De resultar aplicable una exención, ya sea en virtud de la ley española o de un CDI, el

inversor no residente habrá de acreditar su derecho mediante la aportación de un certificado de residencia fiscal expedido por la autoridad fiscal correspondiente de su país de residencia (en el que, si fuera el caso, deberá constar expresamente que el inversor es residente en dicho país en el sentido definido en el CDI que resulte aplicable) o del formulario previsto en la Orden que desarrolle el CDI que resulte aplicable. Dicho certificado de residencia tiene generalmente, a estos efectos, una validez de un año desde su fecha de emisión.

(c.2) Impuesto sobre el Patrimonio

Sin perjuicio de lo que resulte de los CDI suscritos por España están sujetas al IP las personas físicas que no tengan su residencia habitual en territorio español de conformidad con lo previsto en el artículo 9 de la LIRPF y que sean titulares a 31 de diciembre de cada uno de los citados años de bienes situados en territorio español o de derechos que pudieran ejercitarse o hubieran de cumplirse en el mismo. Estos bienes o derechos serán gravados en España por el IP, si bien los sujetos pasivos podrán practicar la minoración correspondiente al mínimo exento por importe de 700.000 euros, aplicándoseles la escala de gravamen general del impuesto, cuyos tipos marginales oscilan para el año 2014 entre el 0,2% y el 2,5%.

Las autoridades españolas vienen entendiendo que las acciones de una sociedad española deben considerarse bienes situados en España a efectos fiscales en todo caso.

En caso de que proceda su gravamen por el IP, las acciones propiedad de personas físicas no residentes y que estén admitidas a negociación en mercado secundario oficial de valores español se computarán por el valor de negociación medio del cuarto trimestre de cada año. El Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas publica anualmente el mencionado valor de negociación medio a efectos de este impuesto.

Finalmente, las entidades no residentes en España no son sujetos pasivos de este impuesto.

(c.3) Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones

Sin perjuicio de lo que resulte de los CDI suscritos por España, las adquisiciones a título lucrativo por personas físicas no residentes en España y cualquiera que sea la residencia del transmitente, estarán sujetas al ISD cuando la adquisición lo sea de bienes situados en territorio español o de derechos que puedan ejercitarse o hubieran de cumplirse en ese territorio. Las autoridades fiscales españolas vienen entendiendo que las acciones de una sociedad española deben considerarse bienes situados en España a efectos fiscales en todo caso.

Las entidades no residentes en España no son sujetos pasivos de este impuesto y las rentas que obtengan a título lucrativo tributarán generalmente como ganancias patrimoniales de acuerdo con las normas del IRnR anteriormente descritas, sin perjuicio de lo previsto en los CDI que pudieran resultar aplicables.

Se aconseja a los accionistas no residentes que consulten con sus asesores fiscales sobre los términos en los que, en cada caso concreto, habrá de aplicarse el ISD.

4.11.2 *Indicación de si el emisor asume la responsabilidad de la retención de impuestos en origen*

ENDESA, en cuanto emisor y pagador de las rentas que puedan derivarse de la titularidad de los valores, asume la responsabilidad de practicar la correspondiente retención a cuenta de impuestos en España con arreglo a lo dispuesto en la normativa vigente.

5. CLÁUSULAS Y CONDICIONES DE LA OFERTA

5.1 **Condiciones, estadísticas de la oferta, calendario previsto y procedimiento para la suscripción de la oferta**

5.1.1 *Condiciones a las que está sujeta la oferta*

La Oferta no está sujeta a ninguna condición. No obstante, la Oferta está sujeta a los supuestos de desistimiento y revocación que se describen en el epígrafe 5.1.4 siguiente.

5.1.2 *Importe total de la oferta, distinguiendo los valores ofertados para la venta y los ofertados para suscripción; si el importe no es fijo, descripción de los acuerdos y del momento en que se anunciará al público el importe definitivo de la oferta*

Sin perjuicio de la existencia de dos tramos diferentes para la Oferta en su conjunto (por un lado, Tramo Minorista y, por otro, Tramo para Inversores Cualificados), el importe nominal global de la Oferta sin incluir las acciones correspondientes a la opción de compra *green shoe* a la que se hace referencia en el epígrafe 5.2.5 siguiente se fija entre un mínimo de 187.813.417,2 euros (la “**Oferta Inicial**”) y un máximo de 242.160.000 euros (la “**Oferta Máxima**”), lo que implica ofrecer entre 156.511.181 y 201.800.000 acciones ordinarias, de 1,2 euros de valor nominal cada una de ellas, que representan, aproximadamente, entre un 14,78% y un 19,06% del capital social de ENDESA.

Adicionalmente, el importe nominal global de la Oferta podrá ampliarse en el supuesto de que las Entidades Coordinadoras Globales ejerciten la opción de compra *green shoe* que EEE, como Oferente, tiene previsto otorgar a dichas Entidades en los términos que se describen en el epígrafe 5.2.5 siguiente, sobre un mínimo de 23.476.678 acciones (en caso de que la Oferta fuera por el importe de la Oferta Inicial) y un máximo de 30.270.000 acciones (en caso de que la Oferta fuera por el importe de la Oferta Máxima), con un valor nominal de 1,2 euros cada una de ellas, que representan en su conjunto un importe nominal de entre un mínimo de 28.172.013,6 y un máximo de 36.324.000 euros, lo que supone un 15% de los respectivos importes totales de las Ofertas Inicial y Máxima (sin incluir el *green shoe*).

El número de acciones que constituye el objeto de la Oferta (incluyendo la opción de compra *green shoe* a que se refiere el epígrafe 5.2.5 siguiente) estaría entre 179.987.859 y 232.070.000 acciones que representan, aproximadamente, entre un 17% y un 21,92% del capital social de ENDESA.

El importe definitivo de la Oferta que fijará el Oferente, a su entera discreción, será comunicado al mercado tras el fin del Periodo de Prospección de la Demanda, en la fecha de firma del Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados (prevista para el día 20 de noviembre de 2014 o al día hábil siguiente), a través del oportuno hecho relevante.

5.1.3 *Plazo, incluida cualquier posible modificación, durante en el que estará abierta la oferta y descripción del proceso de solicitud.*



A) Procedimiento de colocación del Tramo Minorista

El procedimiento de colocación en el Tramo Minorista estará integrado por las siguientes fases, que se describen en detalle a continuación:

Actuación	Fecha
Firma del Contrato de Colocación del Tramo Minorista (el “ Contrato de Colocación del Tramo Minorista ”)	5 de noviembre de 2014
Registro del Folleto Informativo por la CNMV Fijación del Precio Máximo Minorista	6 de noviembre de 2014
Inicio del Periodo de Solicitudes Vinculantes de Compra	7 de noviembre de 2014
Fin del Periodo de Solicitudes Vinculantes de Compra	19 de noviembre de 2014
Asignación definitiva de acciones al Tramo Minorista	Hasta las 23:59 horas del 19 de noviembre de 2014
Realización del prorrateo, en su caso	Hasta el 20 de noviembre de 2014 (incluida esta fecha)
Fijación del Precio del Tramo Minorista	20 de noviembre de 2014
Adjudicación de acciones a inversores (“ Fecha de la Operación ”)	21 de noviembre de 2014
Liquidación de la Oferta (“ Fecha de Liquidación ”)	26 de noviembre de 2014

No obstante lo anterior, el periodo de la Oferta podrá reducirse o ampliarse por decisión del Oferente, oídas las Entidades Coordinadoras Globales. En caso de que el Oferente acuerde reducir el periodo de la Oferta, el Oferente y ENDESA lo comunicarán a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (“CNMV”) mediante hecho relevante no más tarde del día hábil siguiente a aquel en que tenga lugar la adopción de esta decisión. De producirse esta eventualidad, se ajustará el calendario anterior, adelantándose en el tiempo los diversos hitos previstos en el mismo.

En caso de que el Oferente acuerde ampliar el periodo de la Oferta, el Oferente y ENDESA deberá (i) someter de forma inmediata a la aprobación de la CNMV el correspondiente suplemento a la presente Nota sobre las Acciones y abrir un periodo de revocación para que

los peticionarios que hubieran formulado Solicitudes de compra puedan revocarlos en su totalidad; y (ii) dar publicidad a la decisión mediante hecho relevante. Este periodo extraordinario de revocación de Solicitudes tendrá una duración mínima de dos días hábiles a partir de la aprobación por la CNMV del suplemento antes referido. De producirse esta eventualidad, se ajustará el calendario anterior, retrasándose en el tiempo los diversos hitos previstos en el mismo.

▪ **Forma de efectuar las peticiones**

Los inversores del Tramo Minorista que reúnan los requisitos previstos en la presente Nota sobre las Acciones podrán realizar peticiones desde las 8:30 horas de Madrid del día 7 de noviembre de 2014, hasta las 14:00 horas de Madrid (o antes, dentro del horario de atención al público que tenga establecido cada entidad colocadora) del día 19 de noviembre de 2014, ambos inclusive (el “**Periodo de Solicitudes Vinculantes de Compra**”), mediante la formulación de solicitudes de compra (“**Solicitudes**”) no revocables.

▪ **Reglas generales aplicables a las Solicitudes**

Las Solicitudes se ajustarán a las siguientes reglas:

- (i) Deberán presentarse exclusivamente ante alguna de las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista o, en su caso, de sus respectivas entidades colocadoras asociadas, que se relacionan en el epígrafe 5.4.1. siguiente de la presente Nota sobre las Acciones (en adelante, las “**Entidades Colocadoras Asociadas**”). Cualquier variación que se produzca en la identidad de estas entidades será objeto de información adicional a la presente Nota sobre las Acciones y publicada a través de los mismos medios en que se hizo público el Folleto. El inversor deberá abrir una cuenta corriente y una cuenta de valores en alguna de estas entidades ante las que presente su Solicitud, en el caso de no disponer de ellas con anterioridad. La apertura y cierre de las cuentas deberán estar libres de gastos y comisiones para el inversor. Por lo que respecta a los gastos que se deriven del mantenimiento de estas cuentas, las citadas entidades podrán aplicar las comisiones previstas al efecto en sus respectivos cuadros de tarifas.
- (ii) Deberán ser otorgadas por escrito y firmadas por el inversor interesado (en adelante, el “**Peticionario**”) en el correspondiente impreso que la Entidad Colocadora del Tramo Minorista o su Entidad Colocadora Asociada deberá facilitarle. La formulación de una Solicitud implicará por parte del Peticionario la aceptación de los términos de la Oferta contenidos en el Folleto. No se aceptará ninguna Solicitud que no posea todos los datos identificativos del Peticionario que vengan exigidos por la legislación vigente para este tipo de operaciones (nombre y apellidos o denominación social, dirección y N.I.F. o, en caso de no residentes en España que no dispongan de N.I.F., número de pasaporte y su nacionalidad). En caso de Solicitudes formuladas en nombre de menores de edad o incapacitados, deberá expresarse el N.I.F. del menor o incapacitado, así como los datos identificativos de su representante legal, sin que ello implique asignar el N.I.F. del representante a la petición a efectos del control del número máximo de Solicitudes

realizadas en cotitularidad ni del control del límite máximo de inversión descritos en la presente Nota sobre las Acciones.

En su virtud, la formulación de la Solicitud implicará por parte del Peticionario la aceptación de los términos contenidos en el Folleto.

- (iii) Deberán reflejar, escrita de puño y letra por el Peticionario, la cantidad en euros que desea invertir, cantidad que se aplicará a la adquisición de acciones al Precio del Tramo Minorista que se determine tras el Periodo de Solicitudes Vinculantes de Compra. Será aceptable que la cantidad figure impresa mecánicamente siempre que haya sido fijada por el Peticionario y así se confirme por el mismo mediante firma autógrafa sobre ella. Todo ello, sin perjuicio de la posibilidad de formular Solicitudes por vía telefónica o telemática (Internet) según lo previsto en epígrafes posteriores.
- (iv) Las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista y, en su caso, las Entidades Colocadoras Asociadas deberán facilitar a los Peticionarios, con carácter previo a la formulación de las Solicitudes, una copia del Resumen incluido como capítulo I del presente Folleto y tendrán a disposición de los mismos el Folleto. Los Peticionarios deberán firmar una copia del referido Resumen, que deberá ser conservada por la entidad ante la que se haya formulado la Solicitud.
- (v) Las Solicitudes del Tramo Minorista también podrán ser cursadas por vía telemática (Internet) a través de aquellas Entidades Colocadoras del Tramo Minorista y Entidades Colocadoras Asociadas que estén dispuestas a aceptar Solicitudes cursadas por esta vía y reúnan los medios suficientes para garantizar la seguridad y confidencialidad de las correspondientes transacciones. En este sentido:
 - El Peticionario cumplirá con las reglas de acceso y contratación por vía telemática que tenga establecidas la Entidad Colocadora del Tramo Minorista o Entidad Colocadora Asociada y estas últimas, a su vez, responderán de la autenticidad e integridad de las Solicitudes cursadas por esta vía y garantizarán la confidencialidad y el archivo de tales Solicitudes.
 - El Peticionario, antes de proceder a la contratación de las acciones, podrá acceder a información relativa a la Oferta y, en particular, al Folleto y al Resumen, a través de Internet. En el supuesto de que el Peticionario decida acceder a la página de contratación de acciones de las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista o Entidades Colocadoras Asociadas habilitada para la contratación de acciones de la Sociedad, la entidad deberá asegurarse de que, con carácter previo, el Peticionario haya cumplimentado un campo que garantice que este ha tenido acceso al Folleto y al Resumen.
 - Posteriormente, el Peticionario accederá a la página de contratación de acciones de las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista o Entidades Colocadoras Asociadas, en la que introducirá su Solicitud cuyo importe en euros no podrá ser inferior ni superior a los límites mínimo y máximo fijados en el epígrafe 5.1.6 de esta Nota sobre las Acciones. Por último, el Peticionario deberá introducir el número de cuenta de valores donde desea

que se abone la adquisición de las acciones de la Sociedad y la cuenta de efectivo donde desea que se le cargue el importe correspondiente. Si tuviera más de una cuenta de efectivo y/o de valores abierta en las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista o Entidades Colocadoras Asociadas, deberá elegir una de ellas. Si el Peticionario no tuviera contratada ninguna de estas cuentas en las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista o Entidades Colocadoras Asociadas deberá proceder a contratarla en los términos establecidos por dicha entidad, en todo caso, con la apertura de la cuenta libre de gastos y comisiones para el inversor. Una vez introducida la orden en el sistema, este deberá permitir al inversor la obtención de una confirmación de esta orden en la que conste la fecha y hora de la misma, confirmación que deberá ser susceptible de impresión en papel.

- Las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista que aceptan Solicitudes por esta vía han confirmado por escrito en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista la suficiencia de medios de su entidad y de sus Entidades Colocadoras Asociadas, en su caso, para garantizar la seguridad y confidencialidad de las transacciones por vía telemática.
- En relación con lo anterior, las siguientes entidades ofrecerán la posibilidad de cursar Solicitudes por vía telemática (Internet):

Entidades Colocadoras:

- Banco Santander, S.A.
- Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.
- Banca March, S.A.
- Banco de Sabadell, S.A.
- Banco Mediolanum, S.A.
- Banco Popular Español, S.A.
- Bankinter, S.A.
- Beka Finance, S.V., S.A.
- Caja Laboral Popular, Sociedad Cooperativa de Crédito
- Ibercaja Banco, S.A.
- Norbolsa S.V. S.A.
- Renta 4 Banco, S.A.

Entidades Colocadoras Asociadas:

- Banco Pastor, S.A.
- bancopopular-e, S.A.
- Caja de Crédito de los Ingenieros, Sociedad Cooperativa de Crédito
- ING Bank N.V., Sucursal en España

- Open Bank, S.A.
 - Targobank, S.A.
 - Uno-e Banco, S.A.
- (vi) Las Solicitudes podrán ser igualmente cursadas telefónicamente a través de aquellas Entidades Colocadoras del Tramo Minorista o Entidades Colocadoras Asociadas, en su caso, que estén dispuestas a aceptar Solicitudes cursadas por esta vía, siempre que previamente hayan suscrito un contrato con el Peticionario por el que este acepte un sistema de identificación, al menos, de una clave que permita conocer y acreditar la identidad del Peticionario. En este sentido:
- El Peticionario cumplirá con las reglas de acceso y contratación por vía telefónica que tengan establecidas la Entidad Colocadora del Tramo Minorista o la Entidad Colocadora Asociada y estas, a su vez, responderán de la autenticidad e integridad de las Solicitudes cursadas por dicha vía y garantizarán la confidencialidad y el archivo de tales Solicitudes, que estarán formadas por las grabaciones de las conversaciones con los Peticionarios.
 - El Peticionario, antes de proceder a la petición de acciones de la Sociedad, deberá declarar haber tenido a su disposición el Folleto y el Resumen. En caso de que manifieste no haberlos leído, se le señalará la forma en que puede obtenerlos y, en caso de que no deseara acceder a los mismos por medios públicos se le facilitará el Resumen a través de los canales que la Entidad Colocadora o Entidad Colocadora Asociada tenga establecidos para ello.
 - Posteriormente, el Peticionario responderá a cada uno de los epígrafes previstos en el modelo de Solicitud en su formato escrito. El importe de la Solicitud no podrá ser inferior ni superior a los límites mínimo y máximo fijados en el epígrafe 5.1.6 de esta Nota sobre las Acciones. Por último, el Peticionario deberá designar el número de cuenta de valores donde desea que se abone la adquisición de las acciones de la Sociedad y la cuenta de efectivo donde desea que se le cargue el importe correspondiente. Si tuviera más de una cuenta de efectivo y/o valores abierta en las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista o Entidades Colocadoras Asociadas deberá elegir una de ellas. Si el Peticionario no tuviera contratada ninguna de estas cuentas en las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista o Entidades Colocadoras Asociadas deberá proceder a contratarla en los términos establecidos por la entidad que corresponda, en todo caso, con la apertura de la cuenta libre de gastos y comisiones para el inversor.
 - Las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista que aceptan Solicitudes por esta vía han confirmado por escrito en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista la suficiencia de medios de su entidad y de sus Entidades Colocadoras Asociadas, en su caso, para garantizar la seguridad y confidencialidad de las transacciones por vía telefónica.

- En relación con lo anterior, las siguientes entidades ofrecerán la posibilidad de cursar Solicitudes por vía telefónica:

Entidades Colocadoras:

- Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.
- Banco Mediolanum, S.A.
- Banco Popular Español, S.A.
- Bankia, S.A.
- Bankinter, S.A.
- Beka Finance, S.V., S.A.
- Caja Laboral Popular, Sociedad Cooperativa de Crédito
- GVC Gaesco, S.V. S.A.
- Ibercaja Banco, S.A.
- Renta 4 Banco, S.A.

Entidades Colocadoras Asociadas:

- Banco Pastor, S.A.
- bancopopular-e, S.A.
- Caja de Crédito de los Ingenieros, Sociedad Cooperativa de Crédito
- ING Bank N.V., Sucursal en España
- Open Bank, S.A.
- Popular Bolsa, S.V., S.A.
- Targobank, S.A.
- Unicorp Patrimonio, S.V., S.A.
- Uno-e Banco, S.A.

- (vii) El número de acciones en que se convertirá la petición de compra basada en la ejecución de la Solicitud será el cociente resultante de dividir la mencionada cantidad señalada en euros entre el Precio Máximo Minorista, redondeado por defecto al número entero inmediatamente anterior.
- (viii) Todas las peticiones individuales o en régimen de cotitularidad formuladas por una misma persona se agregarán a efectos de control de máximos, formando una única petición de compra que computará como tal.
- (ix) Las Entidades Colocadoras o Entidades Colocadoras Asociadas receptoras de las Solicitudes podrán exigir de los correspondientes Peticionarios la provisión de fondos necesaria para ejecutarlas. Si, como consecuencia del prorrateo, anulación de la petición, desistimiento de la Oferta o revocación, fuera necesario devolver a los adjudicatarios de las acciones la totalidad o parte de la provisión efectuada, la

devolución deberá hacerse con fecha valor del día hábil siguiente a la fecha de adjudicación, anulación, desistimiento o revocación.

Si por causas imputables a las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista o las Entidades Colocadoras Asociadas, en su caso, se produjera cualquier retraso sobre la fecha límite indicada para la devolución del exceso o de la totalidad de la provisión efectuada, dichas Entidades deberán abonar intereses de demora al tipo de interés legal del dinero (fijado actualmente en el 4%) a partir de la citada fecha y hasta el día de su abono al Peticionario.

- (x) Las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista o, en su caso, las Entidades Colocadoras Asociadas, deberán rechazar aquellas Solicitudes que no cumplan cualesquiera de los requisitos que para las mismas se exijan.
- (xi) Las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista, tras recibir los datos de las correspondientes Entidades Colocadoras Asociadas, deberán enviar a la Entidad Agente Principal (que actuará por cuenta de la Sociedad y del Oferente e informará con carácter inmediato a estos y a las Entidades Coordinadoras Globales) las relaciones de las Solicitudes recibidas en las fechas y términos establecidos en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista. La Entidad Agente Principal podrá denegar la recepción de aquellas relaciones de Solicitudes que no se hubieran entregado por las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista en los términos establecidos en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista. De las reclamaciones por daños y perjuicios o por cualquier otro concepto que pudieran derivarse de la negativa de la Entidad Agente Principal a recibir las mencionadas relaciones, serán exclusivamente responsables ante los inversores las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista que hubieran entregado las relaciones fuera de tiempo, defectuosas o con errores u omisiones sustanciales, sin que en tal caso pueda imputarse ningún tipo de responsabilidad a la Sociedad, al Oferente, a la Entidad Agente Principal o a las restantes Entidades Colocadoras del Tramo Minorista.

No más tarde del día 19 de noviembre de 2014 se procederá a la determinación del número de acciones asignadas al Tramo Minorista para la realización, en su caso, del prorrateo por la Entidad Agente Principal, que se realizará no más tarde del 20 de noviembre de 2014, conforme al calendario previsto al inicio del presente epígrafe 5.1.3.

B) Procedimiento de colocación del Tramo para Inversores Cualificados

El procedimiento de colocación en el Tramo para Inversores Cualificados estará integrado por las siguientes fases, que se describen en detalle a continuación:

Actuación	Fecha
Registro del Folleto por la CNMV	6 de noviembre de 2014
Inicio de las labores de comercialización y marketing (<i>roadshow</i>)	7 de noviembre de 2014
Inicio del Periodo de Prospección de la Demanda (<i>book-building</i>) Inicio de formulación de Propuestas de compra por los inversores del Tramo para Inversores Cualificados	13 de noviembre de 2014
Fin del Periodo de Prospección de la Demanda	20 de noviembre de 2014
Fijación del Precio del Tramo para Inversores Cualificados de la Oferta Firma del Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados Inicio del plazo de confirmación de Propuestas de compra	20 de noviembre de 2014
Selección de Propuestas de compra	Hasta el 21 de noviembre de 2014
Finalización del plazo de confirmación de Propuestas de compra	21 de noviembre de 2014
Adjudicación de acciones a inversores y Fecha de Operación	21 de noviembre de 2014
Liquidación de la Oferta	26 de noviembre de 2014
Fin del periodo de estabilización	15 de diciembre de 2014

Cualquier modificación de las anteriores fechas y fases se comunicará por el Oferente y Endesa a la CNMV mediante un hecho relevante.

▪ **Periodo de Prospección de la Demanda**

A partir del 7 de noviembre de 2014 se iniciarán las labores de comercialización y marketing (*roadshow*) de la Oferta.

El Periodo de Prospección de la Demanda comenzará desde las 08:30 horas de Madrid del 13 de noviembre de 2014 y finalizará a las 12:00 horas de Madrid del día 20 de noviembre de



2014. Durante este periodo los inversores cualificados podrán presentar propuestas de compra de acciones de ENDESA (las “**Propuestas**”).

Durante este Periodo, las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados desarrollarán actividades de difusión y promoción de la Oferta, con el fin de obtener de los potenciales destinatarios una indicación sobre el número de acciones y el precio al que estarían dispuestos a adquirir las acciones de ENDESA cada uno de ellos.

La formulación, recepción y tramitación de las Propuestas se ajustarán a las siguientes reglas:

- (a) La formulación de Propuestas de compra de acciones deberá realizarse por el Peticionario exclusivamente ante cualquiera de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados que se relacionan en el epígrafe 5.4.1 siguiente.
- (b) Las Propuestas deberán incluir una indicación del número de acciones que cada inversor estaría interesado en adquirir, así como, en su caso, del precio al que cada inversor podría estar dispuesto a adquirirlas, con el objetivo de lograr, de acuerdo con la práctica internacional, una mayor estimación de las características de la demanda.
- (c) Las Propuestas constituyen únicamente una indicación del interés de los destinatarios por los valores que se ofrecen, sin que su formulación tenga carácter vinculante para quienes las realicen ni para el Oferente.

▪ **Selección de Propuestas**

El día 20 de noviembre de 2014, tras la fijación del Precio del Tramo para Inversores Cualificados y antes del inicio del plazo de confirmación de Propuestas, las Entidades Coordinadoras Globales, en su condición de entidades encargadas de la llevanza del Libro de Propuestas del presente Tramo, prepararán una propuesta de adjudicación que será presentada al Oferente.

Sobre la base de dicha propuesta, el Oferente, previa consulta con las Entidades Coordinadoras Globales, procederá a evaluar las Propuestas recibidas, aplicando criterios de calidad y estabilidad de la inversión, pudiendo admitir, total o parcialmente, o rechazar cualquiera de estas Propuestas, a su entera discreción y sin necesidad de motivación alguna, salvo que el referido rechazo implicara el ejercicio del aseguramiento previsto en el epígrafe 5.4 (en cuyo caso el Oferente y las Entidades Coordinadoras Globales se pondrán de acuerdo para la sustitución de las Propuestas rechazadas por otras), respetando que no se produzcan discriminaciones injustificadas entre Propuestas del mismo rango y características.

Las Entidades Coordinadoras Globales comunicarán a cada una de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados el precio por acción, el número de acciones definitivamente asignado al Tramo para Inversores Cualificados y la relación de Propuestas seleccionadas de entre las recibidas de dicha Entidad Aseguradora, antes del inicio del plazo de confirmación de Propuestas.

▪ **Confirmación de Propuestas**

El proceso de confirmación de las Propuestas seleccionadas por los inversores adjudicatarios se iniciará una vez y siempre que se otorgue, en su caso, el Contrato de Aseguramiento para el Tramo para Inversores Cualificados.

El periodo de confirmación de las Propuestas seleccionadas por los Inversores Cualificados adjudicatarios comenzará en el momento de la firma del Contrato de Aseguramiento para el Tramo para Inversores Cualificados y finalizará a las 09:00 el 21 de noviembre de 2014.

Ningún Peticionario, salvo autorización expresa del Oferente, previa consulta no vinculante con las Entidades Coordinadoras Globales, podrá realizar confirmaciones de Propuestas por un número de acciones superior al número de acciones previamente seleccionadas.

Las Propuestas confirmadas se convertirán en órdenes de adquisición en firme y tendrán la condición de irrevocables. En el supuesto de que alguna de las entidades que hubiera recibido Propuestas seleccionadas no llegara a firmar el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados, las Entidades Coordinadoras Globales informarán a los Peticionarios que hubieran formulado Propuestas ante dicha entidad de la selección total o parcial de sus Propuestas, del Precio del Tramo para Inversores Cualificados, de que pueden confirmar las Propuestas ante ella y del plazo límite para confirmar las Propuestas seleccionadas.

▪ **Peticiones distintas de las Propuestas inicialmente seleccionadas y nuevas Propuestas**

Excepcionalmente, podrán admitirse, durante el periodo de confirmación de Propuestas, Propuestas distintas de las inicialmente seleccionadas o nuevas Propuestas, pero únicamente se podrán adjudicar estas acciones si fueran aceptadas por el Oferente, oídas las Entidades Coordinadoras Globales y siempre que las confirmaciones de Propuestas seleccionadas no cubrieran la totalidad de la Oferta en el Tramo para Inversores Cualificados.

▪ **Remisión de peticiones**

El mismo día de la finalización del periodo de confirmación de Propuestas, esto es, el día 21 de noviembre de 2014, cada Entidad Aseguradora que, en su caso, hubiera suscrito el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados, informará, antes de las 09:00 horas de Madrid, a las entidades encargadas de la llevanza de los libros del Tramo para Inversores Cualificados, quienes, acto seguido, informarán al Oferente y a la Entidad Agente Principal de las confirmaciones recibidas, indicando la identidad de cada Peticionario y el importe solicitado en firme por cada uno de ellos.

5.1.4 Indicación de cuándo, y en qué circunstancias, puede revocarse o suspenderse la oferta y de si la revocación puede producirse una vez iniciada la negociación

Desistimiento

El Oferente se reserva expresamente el derecho a desistir de la Oferta, posponerla, aplazarla o suspenderla temporal o indefinidamente, en cualquier momento anterior a la fijación definitiva del precio de las acciones de la Sociedad (previsto para no más tarde de las 23:59 horas del 20 de noviembre de 2014) y, en cualquier caso, con anterioridad a la firma del Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados (en adelante, el “**Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados**”), por cualesquiera causas y sin que el Oferente deba motivar su decisión. El desistimiento afectará a los dos Tramos de la Oferta, y dará lugar a la anulación de todas las Solicitudes de compra del Tramo Minorista, y todas las Propuestas de compra del Tramo para Inversores Cualificados. En consecuencia, se extinguirán las obligaciones asumidas por la Sociedad, el Oferente y por los Peticionarios derivadas de los mismos.

Salvo por lo que se prevé en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista (celebrado con fecha 5 de noviembre de 2014) y por lo que pudiera preverse, en su caso, en el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados que está previsto se celebre en el marco de la Oferta, el hecho del desistimiento no será causa de responsabilidad por parte de la Sociedad ni del Oferente frente a las Entidades Coordinadoras Globales, las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista, las Entidades Colocadoras Asociadas, las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, la Entidad Agente Principal ni la Entidad Co-Agente o las personas físicas o jurídicas que hubieran formulado Solicitudes o Propuestas, ni tampoco de las Entidades Coordinadoras Globales, las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista, las Entidades Colocadoras Asociadas, las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, la Entidad Agente Principal y la Entidad Co-Agente, frente a la Sociedad, el Oferente, ni frente a las personas físicas o jurídicas que hubieran formulado Solicitudes o Propuestas, sin perjuicio de los acuerdos en materia de gastos reembolsables y/o incumplimiento incluidos en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista y los que, en su caso, se incluyan en el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados o que de otra forma se acuerde entre los interesados. Por tanto, sin perjuicio de lo expuesto, no tendrán derecho a reclamar el pago de daños y perjuicios o indemnización alguna por el mero hecho de haberse producido el desistimiento de la Oferta.

En este caso, las entidades que hubieran recibido provisiones de fondos de los inversores, deberán devolverlas, libres de comisiones y gastos y sin interés, con fecha valor del día hábil siguiente al de la comunicación del desistimiento. Si se produjera un retraso en la devolución por causas imputables a dichas entidades, deberán abonar intereses de demora, devengados desde el día hábil siguiente a la fecha en que tenga lugar la comunicación del desistimiento y hasta la fecha de su abono efectivo, al tipo de interés legal (fijado actualmente en el 4%).

El Oferente deberá comunicar el desistimiento a la CNMV, a las Entidades Coordinadoras Globales y a la Entidad Agente Principal, el día en que se produjera y en el plazo más breve posible, y difundirlo posteriormente a través de, al menos, un diario de difusión nacional, no más tarde del día hábil siguiente a dicha comunicación.

Revocación automática total

La Oferta quedará automáticamente revocada en los dos Tramos en los siguientes supuestos:

- (i) En caso de que la Oferta, en cualquier momento anterior a la adjudicación definitiva, sea suspendida o dejada sin efecto por cualquier autoridad administrativa o judicial competente.
- (ii) En caso de que antes de las 03:00 horas de Madrid del día 21 de noviembre no se hubiera firmado el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados.
- (iii) En caso de que en cualquier momento anterior a las 09:00 horas de Madrid del día 21 de noviembre de 2014 quedara resuelto el Contrato de Colocación del Tramo Minorista o el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados como consecuencia de las causas previstas en los mismos.
- (iv) En caso de que, no habiendo otorgado alguna o algunas de las entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados, ninguna de las restantes Entidades Aseguradoras o ninguna



tercera entidad financiera aprobada por el Oferente estuviera interesada en asumir el compromiso de aseguramiento que se hubiera previsto para la Entidad Aseguradora que no firma el citado Contrato, salvo que el Oferente resolviera continuar con la Oferta, en cuyo caso informaría a la CNMV, mediante el registro de un suplemento al Folleto, y lo haría público el día en que ello se produjera o al día hábil siguiente a través de los mismos medios en que se hizo público el Folleto, indicando la Entidad Aseguradora que no otorga el Contrato y el número de acciones no aseguradas en el Tramo para Inversores Cualificados.

La revocación automática total de la Oferta dará lugar a la anulación de todas las Solicitudes del Tramo Minorista y de todas las Propuestas del Tramo para Inversores Cualificados que hubieran sido formuladas, seleccionadas y confirmadas, en su caso. En consecuencia, no existirá obligación de entrega de las acciones por el Oferente ni obligación de pago o desembolso por los inversores.

Las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista, las Entidades Colocadoras Asociadas o las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados que hubieran recibido provisiones de fondos de los inversores, deberán devolver dichas provisiones, libres de comisiones y gastos, y sin interés, con fecha valor del día hábil siguiente a la comunicación de la revocación. Si se produjera un retraso en la devolución por causas imputables directamente a estas entidades, deberán abonar intereses de demora, devengados desde el día hábil siguiente a la fecha en que tenga lugar la revocación y hasta la fecha de devolución efectiva, al tipo de interés legal (fijado actualmente en el 4% anual).

En caso de revocación automática total, el Oferente lo comunicará el día que se produjera y en el plazo más breve posible, a la CNMV y a las Entidades Coordinadoras Globales, y lo hará público, en el plazo más breve posible, mediante su difusión a través de, al menos, un diario de difusión nacional no más tarde del día hábil siguiente al de su comunicación a la CNMV y a las Entidades Coordinadoras Globales.

Salvo por lo previsto en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista y lo que pudiera preverse en el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados, el hecho de la revocación automática de la Oferta no será causa de responsabilidad por parte del Oferente frente a las Entidades Coordinadoras Globales, las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista, las Entidades Colocadoras Asociadas, las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, la Entidad Agente Principal y Entidad Co-Agente o las personas físicas o jurídicas que hubieran formulado Solicitudes o Propuestas, ni tampoco de las Entidades Coordinadoras Globales, las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista, las Entidades Colocadoras Asociadas, las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, la Entidad Agente Principal o la Entidad Co-Agente, ni frente a la Sociedad, ni frente al Oferente o a las citadas personas físicas o jurídicas que hubieran formulado Solicitudes o Propuestas, sin perjuicio de los acuerdos en materia de gastos que sean reembolsables y de incumplimiento incluidos en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista y los que, en su caso, se incluyan en el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados o que de otra forma se acuerde entre los interesados. Por tanto, sin perjuicio de lo expuesto, no tendrán derecho a reclamar el pago de daños y perjuicios o indemnización alguna por el mero hecho de haberse producido la revocación de la Oferta.

5.1.5 Descripción de la posibilidad de reducir suscripciones y la manera de devolver el importe sobrante de la cantidad pagada por los solicitantes

No existe la posibilidad de reducir las órdenes de compra ni de revocar las Solicitudes, sin perjuicio del derecho a no confirmar las Propuestas en los supuestos previstos en la presente Nota sobre las Acciones.

5.1.6 Detalles de la cantidad mínima y/o máxima de solicitud (ya sea por el número de los valores o por el importe total de la inversión)

A) Tramo Minorista

A este Tramo se le asignan inicialmente 23.476.677 acciones, que representan un 15% del número de acciones objeto de la Oferta Inicial y un 11,63% de la Oferta Máxima (sin incluir la opción de compra *green shoe*), si bien se le podrían asignar hasta un máximo de 46.953.355 acciones (en caso de reasignación de tramos), que representarían un 30% del número de acciones objeto de la Oferta Inicial y un 23,27% del número de acciones objeto de la Oferta Máxima (sin incluir la opción de compra *green shoe*).

En ningún caso (ni siquiera en caso de reasignación entre tramos), se le podrán asignar al Tramo Minorista más de 46.953.355 acciones, pudiendo no obstante reducirse este Tramo, en caso de que no exista demanda suficiente.

El importe mínimo por el que podrán formularse Solicitudes en el Tramo Minorista será de 1.500 euros y el importe máximo será de 200.000 euros.

En consecuencia, no se tomarán en consideración las peticiones de compra realizadas por un mismo Peticionario en el Tramo Minorista en la parte que excedan de dicho límite máximo de 200.000 euros, ya se trate de peticiones formuladas de forma individual o en cotitularidad.

Los controles de máximos que se describen en este epígrafe se realizarán utilizando el N.I.F. o el número de pasaporte de los Peticionarios.

A estos efectos, las Solicitudes formuladas en nombre de varias personas se entenderán hechas por cada una de ellas por la cantidad reflejada en la Solicitud.

A los efectos de computar el límite máximo por Peticionario, cuando coincidan todos y cada uno de los Peticionarios en varias peticiones se agregarán, formando una única petición de compra, con el límite previsto en el apartado 5.2.3.(h) siguiente para las peticiones en cotitularidad.

Si algún Peticionario excediera los límites de inversión se estará a las siguientes reglas:

- En el supuesto de que hubiera que reducir peticiones, se procederá a reducir proporcionalmente el exceso entre l Solicitudes afectados.
- A efectos de reducir el importe de las peticiones, si un mismo Peticionario efectuara diferentes peticiones en régimen de cotitularidad, se procederá de la siguiente forma:
 - (i) Las peticiones donde aparezca más de un titular se dividirán en tantas peticiones como titulares aparezcan, asignándose a cada titular el importe total reflejado en cada petición original.
 - (ii) Se agruparán todas las peticiones obtenidas de la forma descrita en el epígrafe (i) en las que coincida el mismo titular.
 - (iii) Si, conjuntamente consideradas, las peticiones que presente un mismo titular de la forma establecida en los epígrafes (i) y (ii) excedieran el límite de inversión, se procederá a atribuir dicho exceso (para su posterior eliminación conforme a las reglas

establecidas) proporcionalmente entre las peticiones afectadas, teniendo en cuenta que si una petición se viera afectada por más de una operación de redistribución de excesos sobre límites se aplicará aquella cuya reducción sea un importe mayor final.

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LAS REGLAS DE CONTROL DE LÍMITES MÁXIMOS

Entidad Colocadora	Carácter	Peticionario	Importe
Banco A	Solicitud Individual	Sr. nº 1	200.000,00 euros
Banco B	Solicitud Cotitularidad	Sr. nº 1 y 2	160.000,00 euros
Banco C	Solicitud Cotitularidad	Sr. nº 2 y 3	100.000,00 euros
Banco D	Solicitud Cotitularidad	Sr. nº 3 y 4	120.000,00 euros
Banco E	Solicitud Cotitularidad	Sr. nº 4 y 5	120.000,00 euros

A efectos de computabilidad de límite de inversión se considerará que:

- El Sr. nº 1 solicita 360.000,00 euros en Solicitudes (200.000,00 + 160.000,00)
- El Sr. nº 2 solicita 260.000,00 euros en Solicitudes (160.000,00 + 100.000,00)
- El Sr. nº 3 solicita 220.000,00 euros en Solicitudes
- El Sr. nº 4 solicita 240.000,00 euros en Solicitudes (120.000,00 + 120.000,00)
- El Sr. nº 5 solicita 120.000,00 euros en Solicitudes

Por tanto, los Peticionarios que superarían el límite máximo de inversión serían:

- El Sr. nº 1 con un exceso de 160.000,00 euros (360.000,00 – 200.000,00)
- El Sr. nº 2 con un exceso de 60.000,00 euros (260.000,00 – 200.000,00)
- El Sr. nº 3 con un exceso de 20.000,00 euros (220.000,00 – 200.000,00)
- El Sr. nº 4 con un exceso de 40.000,00 euros (240.000,00 – 200.000,00)

Dichos excesos deben distribuirse entre las peticiones afectadas para lo cual se efectuará la siguiente operación:

Banco A:

$$\text{Sr. nº 1} = \frac{160.000,00 \text{ (exceso)} \times 200.000,00 \text{ (importe solicitado en Banco A)}}{360.000,00 \text{ (importe total solicitado)}} = 88.888,89$$

Banco B:

$$\text{Sr. nº 1} = \frac{160.000,00 \times 160.000,00}{360.000,00} = 71.111,11$$

$$\text{Sr. nº 2} = \frac{60.000,00 \times 160.000,00}{260.000,00} = 36.923,08$$

**Banco C:**

$$\text{Sr. n}^\circ 2 = \frac{60.000,00 \times 100.000,00}{260.000,00} = 23.076,92$$

$$\text{Sr. n}^\circ 3 = \frac{20.000,00 \times 100.000,00}{220.000,00} = 9.090,91$$

Banco D:

$$\text{Sr. n}^\circ 3 = \frac{20.000,00 \times 120.000,00}{220.000,00} = 10.909,09$$

$$\text{Sr. n}^\circ 4 = \frac{40.000,00 \times 120.000,00}{240.000,00} = 20.000,00$$

Banco E:

$$\text{Sr. n}^\circ 4 = \frac{40.000,00 \times 120.000}{240.000,00} = 20.000,00$$

Dado que la solicitud cursada por el Banco B está afectada por dos operaciones distintas de eliminación de excesos, se aplicará la mayor y, por tanto, los correspondientes excesos se eliminarán deduciendo: de la petición del Banco A: 88.888,89 euros, de la petición del Banco B: 71.111,11 euros, de la petición del Banco C: 23.076,92 euros, de la petición del Banco D: 20.000,00 euros y de la petición del Banco E: 20.000,00 euros, con lo que las peticiones quedarían de la siguiente forma:

Entidad Colocadora	Carácter	Peticionario	Importe
Banco A	Solicitud Individual	Sr. n° 1	111.111,11 euros
Banco B	Solicitud Cotitularidad	Sr. n° 1 y 2	88.889,11 euros
Banco C	Solicitud Cotitularidad	Sr. n° 2 y 3	76.923,08 euros
Banco D	Solicitud Cotitularidad	Sr. n° 3 y 4	100.000,00 euros
Banco E	Solicitud Cotitularidad	Sr. n° 4 y 5	100.000,00 euros

B) Tramo para Inversores Cualificados

A este Tramo se le asignan inicialmente 133.034.504 acciones, que representan un 85% del número de acciones objeto de la Oferta Inicial (sin incluir la opción de compra *green shoe*), si bien, en caso de que la Oferta fuera finalmente por el importe de la Oferta Máxima, se le podrían asignar hasta un máximo de 178.323.323 acciones, que representarían un 88,37% del número de acciones objeto de la Oferta Máxima (sin incluir la opción de compra *green shoe*), todo ello sin perjuicio de la posible reasignación de tramos en virtud de la cual podría variar el número de acciones finalmente asignadas a este Tramo .



Las Propuestas no podrán ser por un importe inferior a 100.000 euros. En el caso de las entidades habilitadas para la gestión de carteras de valores de terceros, este límite se referirá al global de las Propuestas formuladas por la entidad gestora.

Las entidades gestoras de carteras, con anterioridad a realizar Propuestas por cuenta de sus clientes, deberán tener firmado con los mismos el oportuno contrato de gestión de cartera de valores, incluyendo la gestión de renta variable. Las entidades gestoras de carteras que resulten adjudicatarias de acciones en la presente Oferta deberán, a su vez, adjudicar a cada uno de los clientes por cuya cuenta hubieran adquirido las acciones, el número mínimo de acciones que resulte de aplicar lo previsto en el epígrafe 5.2.3 siguiente para la adjudicación mínima del Tramo Minorista, siempre que hubieran recibido adjudicación suficiente.

5.1.7 Indicación del plazo en el cual pueden retirarse las solicitudes, siempre que se permita a los inversores dicha retirada

De conformidad con las previsiones contenidas en el epígrafe 5.1.3 anterior de la presente Nota sobre las Acciones:

- Las Solicitudes formuladas en el Tramo Minorista tendrán carácter irrevocable.
- Las Propuestas formuladas en el Tramo para Inversores Cualificados constituyen únicamente una indicación del interés de los destinatarios por los valores, sin que su formulación tenga carácter vinculante para quienes las realicen.
- Las confirmaciones de Propuestas en el Tramo para Inversores Cualificados serán irrevocables.
- Sin perjuicio de lo anterior, si se publica un suplemento al Folleto, las Solicitudes serán revocables.

5.1.8 Método y plazos para el pago de los valores y para la entrega de los mismos

A) Pago de los valores

Independientemente de la provisión de fondos que pudiera ser exigida a los inversores, el pago por parte de los mismos de las acciones finalmente adjudicadas en el marco de la Oferta se realizará no antes de la Fecha de la Operación (el día 21 de noviembre de 2014) ni más tarde de la Fecha de Liquidación (el día 26 de noviembre de 2014).

Las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista, las Entidades Colocadoras Asociadas y las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados cargarán en la cuenta de los inversores los importes correspondientes a las acciones finalmente adjudicadas a cada uno de ellos, no antes de la Fecha de Operación (21 de noviembre de 2014), ni más tarde de la Fecha de Liquidación (26 de noviembre de 2014), y ello con independencia de la provisión de fondos que pudiera serles exigida.

B) Entrega de los valores

La adjudicación definitiva de las acciones en el Tramo de Inversores Cualificados se hará por el Oferente, oídas las entidades encargadas de la llevanza del Libro de Órdenes, quienes se lo comunicarán no más tarde de las 09:00 horas de Madrid del 21 de noviembre de 2014 a la Entidad Agente Principal mediante la remisión de ficheros para su presentación a Iberclear.



La adjudicación definitiva de las acciones en todos los Tramos se realizará por la Entidad Agente Principal el día 21 de noviembre de 2014, coincidiendo con la Fecha de Operación de la Oferta.

Ese mismo día, la Entidad Agente Principal remitirá el detalle de la adjudicación definitiva de las acciones a cada una de las Entidades Colocadoras y Entidades Colocadoras Asociadas del Tramo Minorista, quienes lo comunicarán a los Peticionarios que resulten adjudicatarios.

En la Fecha de Operación, la Entidad Agente Principal y la Entidad Co-Agente comenzarán a gestionar ante Iberclear la necesaria asignación de las correspondientes referencias de registro a los adjudicatarios de las acciones.

La perfección de la venta, en el precio y condiciones en que la adjudicación esté efectuada, se realizará en la Fecha de Operación.

5.1.9 Descripción completa de la manera y fecha en la que se deben hacer públicos los resultados de la oferta

El resultado de la Oferta se hará público por el Oferente o por la Sociedad mediante la presentación en la CNMV del correspondiente hecho relevante el mismo día o el día hábil siguiente a la Fecha de Operación.

5.1.10 Procedimiento para el ejercicio de cualquier derecho preferente de compra, la negociabilidad de los derechos de suscripción y el tratamiento de los derechos de suscripción no ejercidos

No existen derechos preferentes de adquisición en la presente Oferta.

5.2 Plan de colocación y adjudicación

5.2.1 Las diversas categorías de posibles inversores a los que se ofertan los valores. Si la oferta se hace simultáneamente en los mercados de dos o más países y si se ha reservado o se va a reservar un tramo para determinados países, indicar el tramo

La presente Oferta se distribuye en dos Tramos, de acuerdo con lo indicado a continuación:

A) Tramo Minorista

A este Tramo se le asignan inicialmente 23.476.677 acciones, que representan un 15% del número de acciones objeto de la Oferta Inicial (sin incluir la opción de compra *green shoe*), si bien se le podrían asignar hasta un máximo de 46.953.355 acciones (en caso de reasignación de tramos), que representarían un 30% del número de acciones objeto de la Oferta Inicial y un 23,27% del número de acciones objeto de la Oferta Máxima (sin incluir la opción de compra *green shoe*).

El Tramo Minorista se dirige a las siguientes personas o entidades:

- (i) Personas físicas o jurídicas residentes en España cualquiera que sea su nacionalidad.
- (ii) Personas físicas o jurídicas no residentes en España que tengan la condición de nacionales de uno de los Estados miembros de la Unión Europea o de uno de los Estados firmantes del Acuerdo y el Protocolo sobre el Espacio Económico Europeo (Estados miembros de la Unión Europea, más Islandia, Noruega y Liechtenstein) o del Principado de Andorra y sin que pueda entenderse en ningún caso que las acciones



objeto del Tramo Minorista se ofrecen en régimen de oferta pública en ningún territorio o jurisdicción distinto del Reino de España.

B) Tramo para Inversores Cualificados

Se dirige a inversores cualificados residentes en España, tal y como estos se definen en el artículo 39 del Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en materia de admisión a negociación de valores en mercados secundarios oficiales, de ofertas públicas de venta o compra y del folleto exigible a tales efectos, así como a inversores cualificados residentes fuera del territorio de España.

A este Tramo se le asignan inicialmente 133.034.504 acciones, que representan un 85% del número de acciones objeto de la Oferta Inicial (sin incluir la opción de compra *green shoe*), si bien, en caso de que la Oferta fuera finalmente por el importe de la Oferta Máxima, se le podrían asignar hasta un máximo de 178.323.323 acciones, que representarían un 88,37% del número de acciones objeto de la Oferta Máxima (sin incluir la opción de compra *green shoe*), todo ello sin perjuicio de la posible reasignación de tramos en virtud de la cual podría variar el número de acciones finalmente asignadas a este Tramo.

El número de acciones asignadas a este Tramo podrá verse modificado en función de la redistribución entre Tramos prevista en el epígrafe 5.2.3 siguiente de la presente Nota sobre las Acciones y del ejercicio de la opción de compra, en su caso, establecida en el epígrafe 5.2.5 siguiente de la presente Nota sobre las Acciones.

Esta Oferta no será objeto de registro en ninguna jurisdicción distinta de España.

Las acciones objeto de la presente Oferta no han sido ni serán registradas bajo la *United States Securities Act* de 1933 y sus modificaciones (la "*U.S. Securities Act*") o bajo la normativa de mercado de valores de ningún Estado de los Estados Unidos de América y no serán ofrecidas, vendidas, pignoradas o, en forma alguna, transmitidas, sin haber sido previamente registradas o salvo que la Oferta sea objeto de una exención de registro o no esté sujeta a la obligación de registro bajo la *U.S. Securities Act*. El presente Folleto no ha sido aprobado ni será aprobado por la *Securities Exchange Commission* ni ninguna autoridad o agencia de los Estados Unidos de América y no constituye una oferta de compra ni una solicitud de ofertas de compra de valores en los Estados Unidos de América.

Las acciones incluidas en el Tramo para Inversores Cualificados serán ofrecidas y vendidas fuera de los Estados Unidos de América de acuerdo con lo previsto en la *Regulation S* de la *U.S. Securities Act*, y en los Estados Unidos de América a inversores institucionales cualificados (*qualified institutional buyers*, tal y como éstos se definen en la *Rule 144A* de la *U.S. Securities Act*) al amparo de lo previsto en la *Rule 144A*.

A efectos aclaratorios, se hace constar que, a pesar de que las acciones de ENDESA cotizan en el Registro de Valores Extranjeros de Santiago de Chile, la Oferta objeto del presente Folleto no constituye una oferta de venta de acciones de ENDESA en Chile, ni el Oferente ni ENDESA tienen la intención de realizar ningún tipo de oferta.

5.2.2 *En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, indicar si los accionistas principales o los miembros de los órganos de administración, de gestión o de*



supervisión del emisor tienen intención de suscribir la oferta, o si alguna persona tiene intención de suscribir más del cinco por ciento de la oferta

La Sociedad no tiene constancia de que su Accionista Principal, en su calidad de Oferente, los miembros de su Consejo de Administración o sus altos directivos tengan intención de adquirir acciones de la Sociedad en el marco de la Oferta, ni de que alguna persona tenga interés en adquirir más del 5% de las acciones que constituyen el objeto de la Oferta.

No obstante lo anterior, el Oferente tiene intención de continuar manteniendo en el corto plazo una participación de, aproximadamente, entre el 77,3% del capital de la Sociedad tras la Oferta Inicial (en caso de que no se ejercite la opción de compra *green shoe*) y el 70,143% si se realiza la Oferta Máxima y se ejercita la opción de compra *green shoe* en su integridad.

5.2.3 Información previa sobre la adjudicación

(a) División de la oferta en tramos, incluidos los tramos institucional, minorista y de empleados del emisor y otros tramos

La asignación inicial de las acciones entre los Tramos de la Oferta (excluida la opción de compra *green shoe* y sin perjuicio de posibles reasignaciones de Tramos) es la siguiente:

Tramo	Nº de Acciones Oferta Inicial	% de la Oferta Inicial	Nº de Acciones Oferta Máxima	% de la Oferta Máxima
Minorista	23.476.677	15%	23.476.677	11,6%
Inversores Cualificados	133.034.504	85%	178.323.323	88,4%
Total (excluyendo <i>green shoe</i>)	156.511.181	100%	201.800.000	100%
<i>Green shoe</i>	23.476.678	-	30.270.000	-
Total (si ejercicio íntegro <i>green shoe</i>)	179.987.859	-	232.070.000	-

(b) Condiciones en las que pueden reasignarse los tramos, volumen máximo de dicha reasignación y, en su caso, porcentaje mínimo destinado a cada tramo

Corresponderá al Oferente, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, y a su total discreción, la determinación del tamaño final de la Oferta y de todos y cada uno de sus Tramos, así como la adopción de todas las decisiones de reasignación entre Tramos, dentro de unos límites razonables, con el objeto de que no se altere sustancialmente la configuración de la Oferta, de acuerdo con las siguientes reglas:

1. En ningún caso podrá verse reducido el tamaño inicial del Tramo Minorista si se produce en el mismo un exceso de demanda.

2. Se podrá aumentar el volumen asignado al Tramo Minorista en cualquier momento, así como en el momento de la adjudicación definitiva de las acciones correspondientes al mismo, en caso de exceso de demanda en este Tramo, en el importe necesario para cubrir, total o parcialmente, el citado exceso de demanda, si bien el volumen de acciones inicialmente asignado al Tramo Minorista (23.476.677) solo podrá incrementarse hasta en un máximo de 23.476.678 acciones adicionales (es decir, un 15% del importe inicial de la Oferta— equivalentes a las acciones objeto de la opción de compra *green shoe*—).
3. En el supuesto de que no quedara cubierto el Tramo Minorista, las acciones sobrantes se reasignarán al Tramo para Inversores Cualificados en cualquier momento anterior a la adjudicación definitiva.

Cualquier reasignación de acciones entre Tramos se comunicará por el Oferente y ENDESA a la CNMV, el mismo día en que se realice, o el siguiente día hábil, mediante un hecho relevante.

La fijación del volumen final de acciones asignadas al Tramo Minorista se realizará antes de las 23:59 horas del día 19 de noviembre de 2014. En su caso, la práctica del prorrateo en el Tramo Minorista, que se llevará a cabo conforme a lo previsto en la Nota sobre las Acciones del Folleto Informativo y en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista, se realizará hasta el 20 de noviembre de 2014 (incluida esta fecha).

El volumen de acciones finalmente asignado al Tramo para Inversores Cualificados se fijará el día 20 de noviembre de 2014, una vez finalizado el plazo de presentación de Propuestas en dicho Tramo y antes de la adjudicación definitiva. Este hecho será objeto de información adicional al Folleto Informativo por el Oferente y ENDESA, mediante un hecho relevante ese día o al día hábil siguiente.

(c) Método o métodos de asignación que deben utilizarse para el Tramo Minorista del emisor en caso de sobre-suscripción de estos tramos

Prorrateo en el Tramo Minorista

A efectos de realizar el prorrateo que se menciona en este epígrafe, las peticiones de compra expresadas en euros se traducirán en peticiones de compra expresadas en número de acciones, dividiendo las primeras entre el Precio Máximo Minorista recogido en el apartado 5.3.1 de la presente Nota sobre las Acciones. En caso de fracción se redondeará por defecto.

Al no fijarse el Precio del Tramo Minorista hasta el día anterior a la adjudicación, es necesaria la utilización de otra referencia de precio para realizar, con la oportuna antelación, las operaciones de prorrateo y adjudicación sobre la base de un baremo objetivo y no discriminatorio para los inversores. En el caso de que, finalmente, el Precio del Tramo Minorista fuese menor que el precio utilizado para la traducción de las peticiones de compra expresadas en euros a peticiones de compra expresadas en número de acciones, ello no afectará al prorrateo efectuado, aunque, en este caso, la inversión se reduciría, al reducirse el precio.

En el supuesto de que las peticiones de compra en el Tramo Minorista, formuladas en el Periodo de Solicitudes Vinculantes de Compra, excedan del volumen de acciones asignadas

finalmente al Tramo Minorista, se realizará el prorrateo entre las peticiones de compra, de acuerdo con los siguientes principios:

- (i) Se realizará, en primer lugar, la adjudicación preferente a los accionistas de ENDESA que lo sean a cierre de la sesión del 5 de noviembre de 2014 que se describe en el apartado d) siguiente.
- (ii) Sólo se tendrán en cuenta las Solicitudes no anuladas.
- (iii) Cuando coincidan todos y cada uno de los Peticionarios en varias Solicitudes de compra se agregarán formando una única petición de compra. El número de acciones adjudicadas a la petición o peticiones, consideradas de forma agregada, se distribuirá proporcionalmente entre las peticiones afectadas.
- (iv) Salvo por lo dispuesto en el epígrafe d) siguiente, las Solicitudes tendrán igual preferencia en la adjudicación.
- (v) Para el caso de que las peticiones basadas en Solicitudes excedan del volumen de acciones asignadas al Tramo Minorista, se adjudicará, en primer lugar, a todas y cada uno de las Solicitudes, un número de acciones que sea igual al número entero, redondeado por defecto, que resulte de dividir 1.500 euros (petición mínima en el Tramo Minorista) entre el Precio Máximo Minorista, esto es, 96 acciones (“**Número Mínimo de Acciones**”). No obstante lo anterior, tal y como se indica en el apartado d) siguiente, los Peticionarios del Tramo Minorista que tuvieran la condición de accionistas de ENDESA al cierre de mercado del día 5 de noviembre de 2014 gozarán de una preferencia en la adjudicación de acciones consistente en una adjudicación máxima de hasta 300 acciones por petición, con el límite de 12.874.155 acciones que es el número máximo de acciones a distribuir entre dichos accionistas existentes que acudan a la Oferta en el Tramo Minorista y que equivale al número entero redondeado por defecto resultado de dividir 200 millones de euros entre el Precio Máximo Minorista. La descripción de esta adjudicación preferente se expone en el apartado d) siguiente.

No obstante, en el supuesto de que la demanda en el Tramo Minorista fuese tal que no fuera posible adjudicar a cada Peticionario el Número Mínimo de Acciones, el Oferente, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, y a su total discreción, en ejercicio de sus facultades de redistribución entre Tramos, podrá decidir ampliar el volumen asignado al Tramo Minorista en la medida necesaria para adjudicar el referido Número Mínimo de Acciones a un mayor número de peticiones o, incluso, a todas las Solicitudes formuladas en el Tramo Minorista.

En el supuesto de que el número de acciones asignadas al Tramo Minorista no fuera suficiente para adjudicar el Número Mínimo de Acciones a todas las Solicitudes, dicha adjudicación se efectuará de acuerdo con las siguientes reglas:

- Elección de una letra, según sorteo celebrado ante fedatario público.
- Ordenación alfabética de todas las Solicitudes de compra, sobre la base del contenido de la primera posición del campo “Nombre y Apellidos o Razón Social”, sea cual sea el contenido de las cuarenta posiciones de dicho campo del fichero según Circular 1909, de 5 de mayo de 2014, de la Asociación

Española de Banca (AEB), formato Cuaderno 61, Anexo 1 de 120 posiciones, remitido a la Entidad Agente Principal por las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista. En caso de que existan inversores cuyos datos personales sean coincidentes según la información remitida, se ordenarán estos por orden de mayor a menor cuantía de sus Solicitudes y, en caso de cotitularidades, se tomará el primer titular que aparezca en la primera petición encontrada.

- Adjudicación del Número Mínimo de Acciones a la petición de la lista obtenida en el punto anterior, cuya primera posición del campo “Nombre y Apellidos o Razón Social”, coincida con la letra del sorteo. Desde esta petición y continuando con las siguientes, según el orden de la lista, hasta que se agoten las acciones asignadas al Tramo Minorista. En el supuesto de que no hubiera acciones suficientes para adjudicar el Número Mínimo de Acciones al último Peticionario que resultara adjudicatario de acciones, no se adjudicarán las acciones remanentes a este último Peticionario, sino que se procederá a distribuir esas acciones una a una entre las peticiones de compra a las que se les hubiera adjudicado acciones por orden alfabético, según el campo “Nombre y Apellidos o Razón Social”, empezando por la misma letra que haya resultado en el sorteo y siguiendo el mismo orden.
- (vi) En el supuesto de que, conforme al primer párrafo del epígrafe (iv) anterior, se haya podido realizar la adjudicación del Número Mínimo de Acciones a todas las Solicitudes, las acciones sobrantes se adjudicarán de forma proporcional al volumen no satisfecho de las Solicitudes. A tal efecto, se dividirá el número de acciones pendientes de adjudicación entre el volumen total de demanda insatisfecha en el Tramo Minorista.

Las reglas generales de este prorrateo son las siguientes:

- En caso de fracciones en la adjudicación, se redondeará por defecto, de forma que resulte un número exacto de acciones a adjudicar.
 - Los porcentajes a utilizar para la asignación proporcional se redondearán también por defecto hasta tres cifras decimales (es decir, 0,78974 se igualará a 0,789).
 - A ningún inversor se le podrá adjudicar un número de acciones mayor al que se derive de su petición.
- (vii) Si, tras la aplicación del prorrateo referido en el epígrafe (v) anterior, hubiese acciones no adjudicadas por efecto del redondeo, éstas se distribuirán una a una, por orden de mayor a menor cuantía de la petición y, en caso de igualdad, por el orden alfabético de los Peticionarios, a partir de la primera posición del campo “Nombre y Apellidos o Razón Social”, sea cual sea su contenido (en caso de que existan inversores cuyos datos personales sean coincidentes según la información remitida, se ordenarán estos por orden de mayor a menor cuantía de sus Solicitudes y, en caso de cotitularidades, se tomará el primer titular que aparezca en la primera petición encontrada a partir de la letra que resulte del sorteo celebrado).

A efectos ilustrativos, se incorpora seguidamente un ejemplo de prorrateo elaborado por la Entidad Agente Principal que será quien realice y se responsabilice del prorrateo. Se hace constar que se trata de un mero ejemplo y que su resultado no es significativo de lo que pueda ocurrir en la realidad, habida cuenta, especialmente, de que dicho resultado dependerá en cada caso de diversas variables entre las cuales, la más sensible es el número real de peticiones y que, en todo caso, las reglas de aplicación serán las mencionadas anteriormente.

EJEMPLO DE PRORRATEO - TRAMO MINORISTA

Suponiendo que una vez finalizado el periodo de formulación de Solicitudes Vinculantes de compra en la Oferta Pública de Venta se dieran los siguientes datos:

- | | |
|---|--------------|
| A. Acciones asignadas al Tramo Minorista: | 23.476.677 |
| B. Precio máximo de venta: | 15,535 Euros |
| C. Solicitudes vinculantes de compra no anuladas: | 111.000 |

SOLICITUDES			
Número de Solicitudes	Importe Petición (Euros)	Acciones por Petición (Importe de la Petición/15,535)	Acciones solicitadas (Número de solicitudes x acciones)
75.000	1.500,00	96	7.200.000
20.000	5.000,00	321	6.420.000
10.000	10.000,00	643	6.430.000
5.000	100.000,00	6.437	32.185.000
1.000	200.000,00	12.874	12.874.000
111.000			65.109.000

1. ADJUDICACIÓN FIJA (se adjudican 96 acciones a las 111.000 Solicitudes Vinculantes)

- | | |
|--|----------------|
| a) Acciones a adjudicar: | 23.476.677 |
| b) Número fijo de acciones a adjudicar: | 96 |
| c) Número de acciones solicitadas: | 65.109.000 |
| d) Número total de acciones adjudicadas: | 10.656.000 (1) |

e) Número de acciones pendientes de adjudicar: 12.820.677 (=23.476.677 -10.656.000)

f) Demanda no satisfecha: 54.453.000 (2)

2. ADJUDICACIÓN PROPORCIONAL (el número de acciones pendientes de adjudicar se asignan de forma proporcional al volumen de demanda no satisfecho).

a) Demanda no satisfecha: 54.453.000 (2)

b) Coeficiente de adjudicación: 23,544%(3)

c) Número total de acciones adjudicadas: 12.788.000 (4)

d) Número de acciones pendientes de adjudicar: 32.677
(= 23.476.677-10.656.000-12.788.000)

e) Demanda no atendida: 41.665.000
(=-65.109.000-10.656.000-12.788.000)(5)

(1) 10.656.000

Número de Solicitudes	Número Acciones Adjudicadas	Número Acciones Adjudicadas (Total)
75.000	96	7.200.000
20.000	96	1.920.000
10.000	96	960.000
5.000	96	480.000
1.000	96	96.000
111.000		10.656.000

(2) 54.453.000

Número de Solicitudes	Número Acciones Pendientes de adjudicar	Número Acciones Pendientes de adjudicar (Total)
20.000	225	4.500.000
10.000	547	5.470.000
5.000	6.341	31.705.000

1.000	12.778	12.778.000
36.000		54.453.000

(3) $12.820.677 / 54.453.000 = 0,23544$ (23,544%)

(4) 12.788.000

Número de Solicitudes	Número Acciones Adjudicadas (Número Acciones Pendientes de adjudicar (2) x 23,544%)	Número Acciones Adjudicadas (Total)
20.000	52	1.040.000
10.000	128	1.280.000
5.000	1.492	7.460.000
1.000	3.008	3.008.000
36.000		12.788.000

(5) 41.665.000

Número de Solicitudes	Número Acciones no adjudicadas	Número Acciones no adjudicadas (Total)
20.000	173	3.460.000
10.000	419	4.190.000
5.000	4.849	24.245.000
1.000	9.770	9.770.000
36.000		41.665.000

3. ADJUDICACIÓN UNITARIA

Las 32.677 acciones sobrantes pendientes de adjudicar se reparten de forma unitaria entre las Solicitudes Vinculantes de compra no satisfechas, ordenadas de mayor a menor importe.

Se adjudica 1 acción más a las Solicitudes Vinculantes de compra de 12.874, 6.437 y 643 acciones. El sorteo se producirá entre las Solicitudes Vinculantes de compra de 321 acciones, correspondiendo 1 acción más a 16.677 de ellos, quedándose los restantes 3.323 con el número de acciones ya adjudicadas.

4. RESUMEN DE ADJUDICACIÓN DEFINITIVA

La adjudicación definitiva por Solicitud vinculante de compra sería la siguiente:

- a) Solicitudes de 96 acciones: 96 acciones por adjudicación fija.
- b) Solicitudes de 321 acciones: 96 acciones por adjudicación fija.
52 acciones por adjudicación proporcional.
1 acción por adjudicación unitaria en algunos casos.
- c) Solicitudes de 643 acciones: 96 acciones por adjudicación fija.
128 acciones por adjudicación proporcional.
1 acción por adjudicación unitaria.
- d) Solicitudes de 6.437 acciones: 96 acciones por adjudicación fija.
1.492 acciones por adjudicación proporcional.
1 acción por adjudicación unitaria.
- e) Solicitudes de 12.874 acciones: 96 acciones por adjudicación fija.
3.008 acciones por adjudicación proporcional.
1 acción por adjudicación unitaria.

Si el número de acciones asignadas al Tramo Minorista (en este ejemplo, 23.476.677) no fuera suficiente para adjudicar 96 acciones a todas las Solicitudes Vinculantes de compra, se adjudicarían 96 acciones por Solicitud Vinculante de compra a partir de la letra según sorteo previsto.

- (d) **Descripción de cualquier trato preferente predeterminado que se conceda a ciertas clases de inversores o a ciertos grupos afines (incluidos los programas para amigos y familia) en la asignación, el porcentaje de la oferta reservada a ese trato preferente y los criterios para la inclusión en tales clases o grupos**

Los Peticionarios del Tramo Minorista que hubieran cursado Solicitudes de compra y que hubieran adquirido y no transmitido acciones de ENDESA hasta el cierre de mercado del 5 de noviembre de 2014 se beneficiarán de un régimen de adjudicación preferente en los términos que se detallan a continuación:

1. Los Peticionarios que resulten legitimados serán aquellos que hubieran adquirido y no transmitido acciones de ENDESA hasta el cierre de la sesión bursátil correspondiente al 5 de noviembre de 2014 conforme a la información que le conste a la Sociedad en virtud de los registros para la identificación de los accionistas de los que dispone en virtud de lo previsto en el artículo 497 de la Ley de Sociedades de Capital. ENDESA facilitará a la Entidad Agente Principal el detalle de los accionistas legitimados con anterioridad suficiente a la adjudicación preferente.
2. Para beneficiarse de esta adjudicación preferente las Solicitudes de compra deberán hacerse en el mismo régimen de titularidad o co-titularidad que conste en los registros de ENDESA, coincidiendo todos y cada uno de los titulares o co-titulares. Es decir, un accionista, que conforme a dichos registros a 5 de noviembre de 2014, conste como accionista individual (no en régimen de co-titularidad) que presente una Solicitud en co-titularidad con otro accionista individual o con otra persona no accionista de la Sociedad, no podría beneficiarse de esta adjudicación preferente.
3. El número máximo de acciones que se destinan a la adjudicación preferente es de 12.874.155 acciones, equivalente al número entero redondeado por defecto que resulta de dividir 200 millones de euros entre el Precio Máximo Minorista.
4. Se establece una adjudicación de hasta un máximo de 300 acciones por petición para los Peticionarios accionistas de ENDESA.
5. En el supuesto de que la demanda presentada por accionistas de ENDESA, con preferencia en la adjudicación, fuese tal que la adjudicación preferente implicara un reparto de más de 12.874.155 acciones, se procederá a realizar un prorrateo con las siguientes reglas:
 - Se realizará una adjudicación inicial de un número de acciones equivalente al resultado de dividir 12.874.155 acciones entre el número total de Solicitudes recibidas (número entero redondeado por defecto), o cantidad inferior solicitada.
 - Las acciones no adjudicadas, como consecuencia de la adjudicación anterior, serán distribuidas siguiendo la misma regla entre el resto de la demanda insatisfecha.
 - El número de acciones no adjudicadas a los accionistas de ENDESA en la adjudicación preferente por efecto del redondeo se aplicará al Tramo Minorista.
 - Al eventual exceso de las acciones solicitadas por el accionista en su petición de compra se le aplicarán las reglas de prorrateo generales descritas en el apartado c) anterior.

En el caso de demanda insatisfecha procedente de accionistas de ENDESA tras la adjudicación preferente, dicha demanda insatisfecha se considerará como una nueva Solicitud que seguirá las reglas de prorrateo generales.

EJEMPLO DE PRORRATEO PARA ACCIONISTAS

Suponiendo que una vez finalizados los periodos de Formulación de Solicitudes Vinculantes de Compra en la Oferta Pública de Venta, formulados por accionistas de ENDESA, se dieran

los siguientes datos:

- A. Acciones asignadas a los accionistas beneficiarios de la adjudicación preferente: 12.874.155 (200.000.000 euros)
- B. Precio máximo de venta: 15,535 Euros
- C. Solicitudes Vinculantes de compra no anuladas: 81.500

Adjudicación inicial de 157 acciones (12.874.155 / 81.500) por petición.

SOLICITUDES				
Número de Solicitudes	Importe Petición (Euros)	Acciones por Petición	Acciones adjudicadas por Petición	Total Acciones adjudicadas
50.000	1.500,00	96	96	4.800.000
20.000	5.000,00	321	157	3.140.000
10.000	10.000,00	643	157	1.570.000
1.000	100.000,00	6.437.	157	157.000
500	200.000,00	12.874	157	78.500
81.500				9.745.500

Las 3.128.655 acciones no adjudicadas (12.874.155 – 9.745.500) se asignarán siguiendo la misma regla, es decir adjudicación lineal a cada Solicitud.

Segunda adjudicación lineal de 99 acciones (3.128.655 / 31.500 —número de peticiones con demanda insatisfecha—) por petición.

SOLICITUDES					
Número de Solicitudes	Importe Petición (Euros)	Acciones por Petición primera adjudicación lineal	Acciones segunda adjudicación lineal	Total Acciones adjudicadas por petición	Total Acciones adjudicadas
50.000	1.500,00	96	0	96	4.800.000
20.000	5.000,00	157	99	256	5.120.000
10.000	10.000,00	157	99	256	2.560.000
1.000	100.000,00	157	99	256	256.000
500	200.000,00	157	99	256	128.000
81.500					12.864.000

Las 10.155 acciones (12.874.155 – 12.864.000) no adjudicadas a los accionistas de ENDESA en la adjudicación preferente por efecto del redondeo se aplicarán al tramo minorista general.

Si no se cubre la oferta en el periodo de Solicitudes:

SOLICITUDES			
Número de Solicitudes	Importe Petición (Euros)	Acciones por Petición	Acciones solicitadas
40.000	1.500,00	96	3.840.000
10.000	5.000,00	300	3.000.000
5.000	10.000,00	300	1.500.000
1.000	100.000,00	300	300.000
500	200.000,00	300	150.000
56.500			8.790.000

Las 4.084.155 acciones (12.874.155 – 8.790.000) no adjudicadas a los accionistas de ENDESA se aplicarán al Tramo Minorista.

Asimismo, los Peticionarios que acudan al Tramo Minorista (incluidos aquellos que, siendo accionistas de ENDESA, se beneficien de la preferencia de adjudicación descrita anteriormente) tendrán derecho a percibir del Oferente una acción adicional por cada 40 acciones que adquieran en la Oferta, sujeto al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- (i) Que se trate de un Peticionario correspondiente al Tramo Minorista.
- (ii) Que haya adquirido acciones en el marco de la Oferta.

- (iii) Que las acciones adquiridas en el marco de la Oferta se mantengan, bajo la titularidad del Peticionario que acuda al Tramo Minorista, en una o varias entidades participantes en Iberclear durante un plazo mínimo de 12 meses a contar desde la Fecha de Liquidación (prevista para el 26 de noviembre de 2014), tras acreditarse debidamente el mantenimiento de un número diario de acciones de ENDESA hasta el día 26 de noviembre de 2015 (esto es, 12 meses después de la Fecha de Liquidación de la Oferta), inclusive, como mínimo igual al número total de acciones adjudicadas en la Oferta.

El accionista que, transcurridos 12 meses desde la Fecha de Liquidación de la Oferta, no mantenga depositadas sus acciones de ENDESA en la misma entidad depositaria en la que las tuviese a la Fecha de Liquidación de la Oferta, deberá dirigirse a la entidad a través de la cual adquirió las acciones de ENDESA en el marco de la Oferta y solicitar un escrito a dicha entidad en el que se acredite que las acciones traspasadas a la nueva entidad depositaria proceden de esta Oferta. Dicho escrito deberá entregarse, con al menos un mes de antelación, a su entidad depositaria para que esta pueda presentar a la Entidad Agente Principal los ficheros correspondientes a las acciones con derecho a acciones adicionales siguiendo las instrucciones operativas que enviará la Entidad Agente Principal a todas las entidades participantes de Iberclear, que acrediten el mantenimiento de sus acciones.

Se hace constar que las Entidades Colocadoras y Colocadoras Asociadas y las depositarias a las que se solicite este escrito podrán aplicar las tarifas o gastos que pudieran tener establecidos para este tipo de servicios de emisión de certificados o escritos.

- (iv) La asignación de las acciones tendrá lugar dentro de los 15 días naturales siguientes a la expiración del periodo arriba mencionado sobre la base de la certificación, emitida por la Entidad Colocadora u otra entidad adscrita a Iberclear en la que el Peticionario tenga, en ese momento, depositadas sus acciones, acerca de la titularidad ininterrumpida de un número diario de acciones de ENDESA como mínimo igual al número total de acciones adjudicadas en la Oferta durante el periodo de 12 meses desde la Fecha de Liquidación.
- (v) El número exacto de acciones que corresponderá a cada uno de los Peticionarios del Tramo Minorista que resulten adjudicatarios de acciones en el marco de la Oferta será el número entero redondeado por defecto que resulte de dividir el número de acciones adquiridas en el marco de la Oferta entre 40.

- (e) **Si el tratamiento de las suscripciones u ofertas de suscripción en la asignación depende de la empresa que las realiza o de la empresa a través de la que se realiza**

No existe diferencia en el tratamiento de las compras en función de la entidad ante la que se tramitan.



(f) Cantidad mínima de adjudicación objetivo de asignación individual mínima, en su caso, en el tramo minorista

Ver epígrafe c) anterior sobre el prorrateo en el Tramo Minorista.

(g) Condiciones para el cierre de la oferta así como la fecha más temprana en la que puede cerrarse la oferta

En el epígrafe 5.1.3 anterior de la presente Nota sobre las Acciones se describen las fechas de cierre de los periodos de la Oferta.

(h) Si se admiten o no las suscripciones múltiples y, en caso de no admitirse, cómo se gestionan las suscripciones múltiples

Las peticiones de compra formuladas en régimen de cotitularidad se permiten exclusivamente en el Tramo Minorista.

No obstante, una misma persona no podrá formular más de dos peticiones de forma conjunta con otras personas utilizando distintas formas de cotitularidad. Es decir, no se podrán formular peticiones en forma tal que una misma persona aparezca en más de dos peticiones formuladas de forma conjunta. A estos efectos, cuando coincidan todos y cada uno de los Peticionarios en varias peticiones de compra, las mismas se agregarán a efectos de control de máximos, formando una única petición que computará como tal. Si una misma persona formula más de dos peticiones, de forma conjunta, se anularán, a todos los efectos, las peticiones que haya formulado de forma conjunta, respetándose únicamente la o las peticiones formuladas de forma individual.

El límite del número de peticiones que se pueden formular utilizando distintas formas de cotitularidad es independiente del límite máximo de inversión descrito en el apartado 5.1.6.

Asimismo, para beneficiarse la adjudicación preferente descrita en el apartado d) anterior las Solicitudes de compra deberán hacerse en el mismo régimen de titularidad o co-titularidad que conste en los registros de accionistas de ENDESA, coincidiendo todos y cada uno de los titulares o co-titulares.

5.2.4 Proceso de notificación a los solicitantes de la cantidad asignada e indicación de si la negociación puede comenzar antes de efectuarse la notificación

La adjudicación definitiva de las acciones del Tramo Minorista se realizará por la Entidad Agente Principal, conforme a las reglas ya expuestas, y la adjudicación definitiva de las acciones del Tramo para Inversores Cualificados la realizará el Oferente, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, quien lo comunicará a la Entidad Agente Principal, en todo caso antes o hasta las 09:00 horas del día 21 de noviembre de 2014, coincidiendo con la Fecha de Operación de la Oferta.

Ese mismo día, 21 de noviembre de 2014, la Entidad Agente Principal remitirá el detalle de la adjudicación definitiva de las acciones a cada una de las Entidades Colocadoras y Entidades Colocadoras Asociadas del Tramo Minorista, quienes lo comunicarán a los Peticionarios que resulten adjudicatarios en los tres días hábiles siguientes.

5.2.5 *Sobre-adjudicación y green shoe*

(a) Existencia y volumen de cualquier mecanismo de sobre-adjudicación y/o de *green shoe*

El volumen de la Oferta asignado globalmente al Tramo para Inversores Cualificados podrá ser ampliado, en función del tamaño final de la Oferta, en 23.476.678 (en caso de que el importe sea el de la Oferta Inicial) y en 30.270.000 acciones (en caso de que el importe sea el de la Oferta Máxima), por decisión de la mayoría de las Entidades Coordinadoras Globales, actuando en su propio nombre y en nombre y por cuenta de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, mediante el ejercicio de la opción de compra *green shoe* sobre acciones de la Sociedad que el Oferente tiene previsto conceder a dichas Entidades, mediante el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados. Esta opción de compra se otorga para atender libremente los excesos de demanda que se puedan producir en este Tramo. Su ejercicio deberá ser comunicado a la CNMV, para su difusión, el mismo día en que se produzca o el siguiente día hábil con los detalles pertinentes, incluidos, en particular, la fecha de ejercicio y el número y naturaleza de las acciones de que se trate.

Esta opción de compra tendrá por objeto entre un mínimo de 23.476.678 y hasta un máximo de 30.270.000 acciones de la Sociedad (esto es, un número de acciones equivalente al 15% del tamaño de la Oferta Inicial y Máxima, respectivamente).

El precio de compra de las acciones, en caso de ejercicio de la opción *green shoe*, será igual al Precio del Tramo para Inversores Cualificados de la Oferta.

(b) Periodo de existencia del mecanismo de sobre-adjudicación y/o de *green shoe*

La opción de compra será ejercitada, en una o varias veces, total o parcialmente, en la Fecha de Operación (prevista para el 21 de noviembre de 2014) o durante 25 días naturales (incluyendo esta fecha).

(c) Cualquier condición para el uso del mecanismo de sobre-adjudicación o de *green shoe*

La opción de compra podrá, eventualmente, acompañarse de un préstamo de valores con el que se cubrirían las sobreadjudicaciones que se realicen, en su caso, por las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, para atender los posibles excesos de demanda que se produzcan en dicho Tramo. El préstamo sería otorgado, en su caso, por EEE, como Oferente, a las Entidades Coordinadoras Globales o a aquellas designadas por mutuo acuerdo entre EEE y las Entidades Coordinadoras Globales, por cuenta de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, y tendría por objeto, como máximo, un número de acciones igual al número de acciones objeto de la referida opción de compra.

Los préstamos de valores suelen tener una duración similar a la de la opción de compra *green shoe*. La posición deudora de valores asumida por las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados suele cubrirse a través de la adquisición de estos valores en Bolsa, lo que podría favorecer, en su caso, la estabilización de la cotización de la acción o, directamente, mediante el ejercicio de la opción de compra *green shoe*.

No se prevé que exista condición alguna para el ejercicio de la opción de compra *green shoe*.



5.3 Precios

5.3.1 Indicación del precio al que se ofertarán los valores. Cuando no se conozca el precio o cuando no exista un mercado establecido y/o líquido para los valores, indicar el método para la determinación del precio de oferta, incluyendo una declaración sobre quién ha establecido los criterios o es formalmente responsable de su determinación

Precio Máximo Minorista

El Precio Máximo Minorista se fija en 15,535 euros y se corresponde con el precio máximo de los precios de cierre diarios de la cotización de la acción de ENDESA entre el 29 de octubre de 2014 (fecha de abono de los Dividendos) y el 5 de noviembre de 2014 (fecha anterior al registro del presente Folleto).

Este importe será el que los Peticionarios de acciones en el Tramo Minorista pagarán, como máximo, por cada acción que les sea adjudicada. Además, este será el precio que se tendrá en cuenta a efectos del prorrateo de este Tramo.

Precio del Tramo para Inversores Cualificados

El Precio del Tramo para Inversores Cualificados de la Oferta será fijado por el Oferente, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, el día 20 de noviembre de 2014, una vez finalizado el Periodo de Prospección de la Demanda del Tramo para Inversores Cualificados.

El Oferente, oídas las Entidades Coordinadores Globales, fijará, al final del Periodo de Oferta, el precio final de la Oferta tomando en consideración, entre otras, la cantidad y calidad de la demanda en el contexto del Tramo para Inversores Cualificados y la cantidad de demanda para toda la Oferta en su conjunto, así como las condiciones de mercado existentes.

Precio del Tramo Minorista

El Precio del Tramo Minorista de la Oferta será el menor de los siguientes precios: (i) el Precio Máximo Minorista y (ii) el Precio del Tramo para Inversores Cualificados de la Oferta.

Indicación del importe de todo gasto e impuesto cargados específicamente al suscriptor o comprador

El importe a pagar por los adjudicatarios de las acciones será únicamente el precio de las mismas, siempre que las peticiones de compra se cursen exclusivamente a través de las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista, de las Entidades Colocadoras Asociadas o de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados.

Tampoco se devengarán gastos a cargo de los adjudicatarios de las acciones por la inscripción de las mismas a nombre de los adjudicatarios en los registros contables a cargo de las Entidades Participantes. No obstante, las Entidades Participantes podrán establecer, de acuerdo con la legislación vigente, las comisiones y gastos repercutibles que libremente determinen en concepto de administración de valores o mantenimiento de los mismos en los registros contables.

5.3.2 Proceso de publicación del precio de oferta

El Precio del Tramo Minorista y el Precio del Tramo para Inversores Cualificados de la Oferta serán comunicados a la CNMV el 20 de noviembre de 2014 o el día hábil siguiente mediante hecho relevante.

5.3.3 *Si los tenedores de participaciones del emisor tienen derechos de adquisición preferentes y este derecho está limitado o suprimido, indicar la base del precio de emisión si esta es dineraria, junto con las razones y los beneficiarios de esa limitación o supresión*

No aplicable.

5.3.4 *En los casos en que haya o pueda haber una disparidad importante entre el precio de oferta pública y el coste real en efectivo para los miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión, o altos directivos o personas vinculadas, de los valores adquiridos por ellos en operaciones realizadas durante el último año, o que tengan el derecho a adquirir, debe incluirse una comparación de la contribución pública en la oferta pública propuesta y las contribuciones reales en efectivo de esas personas*

No aplicable.

5.4 Colocación y aseguramiento

5.4.1 *Nombre y dirección del coordinador o coordinadores de la oferta global y de determinadas partes de la misma y, en la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor o el oferente, de los colocadores en los diversos países donde tiene lugar la oferta.*

Función	Nombre	Dirección
Entidades Coordinadoras Globales	Credit Suisse Securities (Europe) Limited	One Cabot Square London E14 4QJ Reino Unido
	J.P. Morgan Securities Plc	25 Bank Street Canary Wharf London E14 5JP Reino Unido
	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	Plaza San Nicolás,4 48005 Bilbao España
	Banco Santander, S.A.	Paseo de Pereda, 9-12 39004 Santander España

5.4.2 *Nombre y dirección de cualquier agente de pagos y de las entidades depositarias en cada país.*

La Entidad Agente Principal de la Oferta es Santander Investment, S.A., con domicilio social en Gran Vía de Hortaleza, 3, Edificio Pedreña, Planta -1, 28033 Madrid. Por su parte, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A., con domicilio en Plaza San Nicolás, 4, 48005 Bilbao, prestará asimismo servicios de agencia, actuando como co-agente.

En concreto, la Entidad Co-Agente se encargará de intervenir y liquidar la venta por cuenta del Oferente, constituir, en su caso, el préstamo de valores de la estabilización y distribuir las comisiones de la Oferta según las instrucciones recibidas de las Entidades Coordinadoras Globales

5.4.3 *Nombre y dirección de las entidades que acuerdan asegurar la emisión con un compromiso firme, y detalles de las entidades que acuerdan colocar la emisión sin compromiso firme o con un acuerdo de «mejores esfuerzos». Indicación de las características importantes de los acuerdos, incluidas las cuotas. En los casos en que no se suscriba toda la emisión, declaración de la parte no cubierta. Indicación del importe global de la comisión de suscripción y de la comisión de colocación.*

El Contrato de Colocación del Tramo Minorista ha sido firmado el día 5 de noviembre de 2014 y está previsto que se firme el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados el día 20 de noviembre de 2014.

Se indican, a continuación, las entidades que han suscrito el Contrato de Colocación del Tramo Minorista antes mencionado y aquellas que está previsto que firmen el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados, con indicación del número indicativo e inicial de acciones que está previsto que estén aseguradas en el Tramo para Inversores Cualificados y del porcentaje que esas acciones representan sobre el volumen inicial de acciones ofrecidas en ese Tramo, si bien debe tenerse en cuenta que el número definitivo de acciones aseguradas por cada entidad será el que figure en el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados. A efectos aclaratorios, no existirá ningún compromiso de aseguramiento en el Tramo Minorista.

Tramo Minorista
Entidad Colocadora
Banco Santander, S.A.
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.
Banca March, S.A.
Banco Cooperativo Español, S.A.
Banco Mare Nostrum S.A.
Banco de Caja España de Inversiones, Salamanca y Soria, S.A.
Banco de Sabadell, S.A.
Banco Mediolanum, S.A.
Banco Popular Español, S.A.
Bankia, S.A.
Bankinter, S.A.
Beka Finance, S.V., S.A.
Caixabank, S.A.
Caja Laboral Popular Sociedad Cooperativa de Crédito
Cecabank, S.A.
GVC Gaesco, S.V. S.A.
Ibercaja Banco, S.A.
Norbolsa S.V. S.A.
Renta 4 Banco, S.A.



Tramo Minorista
Entidad Colocadora
Unicaja Banco, S.A.

Como Entidades Colocadoras Asociadas de Cecabank, S.A.:

- Ahorro Corporación S.A.
- Banco Castilla la Mancha, S.A.
- Banco Etcheverría, S.A.
- Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Ontinyent
- Catalunyaabanc, S.A.
- Colonya Caixa de Estalvis de Pollensa
- Liberbank, S.A.
- NCG Banco, S.A. (Abanca)

Como Entidades Colocadoras Asociadas de Norbolsa, S.V., S.A.:

- Caja de Crédito de los Ingenieros, Sociedad Cooperativa de Crédito
- Cajasur Banco, S.A.U.
- Kutxabank, S.A.

Como Entidad Colocadora Asociada de Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.:

- Uno-e Banco, S.A.

Como Entidad Colocadora Asociada de Renta 4 Banco, S.A.:

- ING Bank N.V., Sucursal en España

Como Entidad Colocadora Asociada de Unicaja Banco, S.A.:

- Unicorp Patrimonio, S.V., S.A.

Como Entidades Colocadoras Asociadas de Banco Santander, S.A.:

- Open Bank, S.A.
- Santander Investment Bolsa, S.V., S.A.
- Santander Investment, S.A.

Como Entidades Colocadoras Asociadas de Banco Cooperativo Español, S.A.:

- Caixa Popular, Caixa Rural
- Caixa Rural Benicarlo
- Caixa Rural d'Algemesi
- Caixa Rural Galega



- Caixa Rural les Coves de Vinromá, Coop. Cdto. Val.
- Caixa Rural Vinaros
- Caja Rural de Albacete, Ciudad Real y Cuenca “Globalcaja”
- Caja Rural de Albal
- Caja Rural de Almendralejo
- Caja Rural de Aragón
- Caja Rural de Asturias
- Caja Rural de Baena, Ntra. Sra. de Guadalupe, S.C.Cdto. Andaluza
- Caja Rural de Betxi
- Caja Rural de Burgos, Segovia, Fuentepelayo y Castelladans
- Caja Rural de Casas Ibáñez
- Caja Rural Castilla-La Mancha
- Caja Rural Central
- Caja Rural Comarcal de Mota del Cuervo
- Caja Rural de Córdoba
- Caja Rural de Extremadura
- Caja Rural de Gijón
- Caja Rural de Granada
- Caja Rural de Jaén
- Caja Rural de L’Alcudia
- Caja Rural de Navarra
- Caja Rural “Ntra. Madre del sol” de Adamuz
- Caja Rural “Ntra. Sra. de la Esperanza” de Onda
- C.R. “Ntra. Sra. del Campo” de Cañete de las Torres
- C.R. “Ntra. Sra. del Rosario” de Nueva Carteya
- C.R. Regional San Agustín de Fuente Álamo Murcia
- Caja Rural de Salamanca
- Caja Rural “San José” de Alcora
- Caja Rural “San José” de Almassora
- Caja Rural de Soria
- Caja Rural del Sur

- Caja Rural de Teruel
- Caja Rural de Utrera
- Caja Rural la Vall “San Isidro”
- Caja Rural de Villamalea
- Caja Rural de Zamora
- Caja Siete, Caja Rural, SCC

Como Entidades Colocadoras Asociadas de Banco Popular Español, S.A.:

- Banco Pastor, S.A.
- bancopopular-e, S.A.
- Popular Banca Privada, S.A.
- Popular Bolsa, S.V., S.A.
- Targobank, S.A.

Tramo para Inversores Cualificados		
Entidad Aseguradora	Acciones asegurables	%
CREDIT SUISSE SECURITIES (EUROPE) LIMITED	29.932.764	22,5%
J.P. MORGAN SECURITIES PLC	29.932.764	22,5%
GOLDMAN SACHS INTERNATIONAL	15.520.692	11,7%
MORGAN STANLEY & CO	15.520.692	11,7%
UBS LIMITED	15.520.692	11,7%
BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A.	13.303.450	10%
BANCO SANTANDER, S.A.	13.303.450	10%
TOTAL ⁽¹⁾	133.034.504	100%

⁽¹⁾ Se ha tenido en cuenta el número total de acciones del Tramo para Inversores Cualificados de la Oferta Inicial (sin incluir la opción de compra *green shoe*), esto es, 133.034.504 acciones

Debe tenerse en cuenta que las identidades de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados serán las que figuren en el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados. ENDESA y el Oferente harán públicas las variaciones que se produzcan en la identidad de las entidades que suscriban el Contrato de Aseguramiento del



Tramo para Inversores Cualificados, en su caso. A tal fin, ENDESA y el Oferente comunicarán, en su caso, estas variaciones a la CNMV.

Tramo Minorista

A continuación se incluye una descripción de las principales características del Contrato de Colocación:

A) Colocación

La colocación de acciones en el Tramo Minorista se realizará a través de las Entidades Colocadoras y de sus Entidades Colocadoras Asociadas, en su caso. Las Entidades Colocadoras, mediante la firma del Contrato de Colocación del Tramo Minorista, se han comprometido frente al Oferente, de acuerdo con lo previsto en dicho contrato y de forma mancomunada, a realizar sus mejores esfuerzos en la colocación de las acciones que se asignen al Tramo Minorista, conforme al procedimiento previsto en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista e incluyendo aquellas acciones que se sumen, en su caso, a su importe inicial al amparo de las reglas de redistribución entre Tramos previstas en el epígrafe 5.2.3 de la presente Nota sobre las Acciones. En concreto, las Entidades Colocadoras se han comprometido, dentro de los límites y condiciones establecidos por la ley y por el Contrato de Colocación, a:

- (i) aceptar, recibir y cursar las Solicitudes recibidas de los Peticionarios; y
- (ii) tener a disposición del público el Folleto de la Oferta.

Cada Entidad Colocadora responderá solidariamente del cumplimiento por sus respectivas Entidades Colocadoras Asociadas de las obligaciones derivadas del Contrato de Colocación del Tramo Minorista y de las que resulten del Folleto.

Las Entidades Colocadoras, por sí y en nombre y representación, en su caso, de sus Entidades Colocadoras Asociadas, han asumido el compromiso de no cobrar a los inversores gasto o comisión alguna por su participación en la Oferta, incluyendo los supuestos de revocación de la Oferta. Por lo que respecta a los gastos y comisiones que se deriven del mantenimiento de las cuentas de valores de los inversores, las Entidades Colocadoras y, en su caso, las Entidades Colocadoras Asociadas, podrán aplicar los previstos al efecto en sus respectivos cuadros de tarifas.

B) Publicidad no autorizada

En virtud de lo previsto en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista, las Entidades Colocadoras se han obligado a abstenerse de realizar en los medios de comunicación publicidad relacionada con la Oferta o su participación en la misma, sin la autorización del Oferente, de común acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales.

C) Comisión de colocación

El Oferente abonará, como contraprestación por la participación de las Entidades Colocadoras en el proceso de colocación del Tramo Minorista, una comisión de colocación del 2,1% del importe colocado, entendiéndose como tal el resultado de multiplicar el Precio del Tramo Minorista por el número de acciones finalmente adjudicadas a las Solicitudes presentadas a través de cada Entidad Colocadora y de sus Entidades Colocadoras Asociadas.



La comisión de colocación se distribuirá entre las Entidades Colocadoras en proporción al número de acciones finalmente adjudicadas a las Solicitudes de compra de acciones presentadas ante cada Entidad Colocadora y sus Entidades Colocadoras Asociadas.

El Contrato de Colocación del Tramo Minorista y el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados recogerán la posibilidad de que EEE, a su total discreción, pague a todas o a alguna de las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista y de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados una comisión por un importe máximo del 0,3% del importe efectivo de la Oferta.

D) Cesión de las comisiones

Las Entidades Colocadoras no podrán ceder, ni total ni parcialmente, la comisión de colocación, salvo en los casos previstos en el Contrato de Colocación o cuando la cesión se realice a favor de sus Entidades Colocadoras Asociadas o de los intermediarios financieros autorizados para realizar las actividades descritas en los artículos 63 y siguientes de la Ley del Mercado de Valores y que formen parte de su grupo de acuerdo con lo establecido en el artículo 42 del Código de Comercio, o de sus representantes o agentes debidamente registrados en la CNMV o en el Banco de España.

E) Supuestos de resolución del Contrato

El Contrato de Colocación del Tramo Minorista quedará resuelto en el caso de producirse la revocación automática de la Oferta en los siguientes supuestos:

- a) en el supuesto de que antes de las 03:00 horas del día 21 de noviembre de 2014 no llegue a firmarse el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados;
- b) en caso de que, en cualquier momento anterior a las 09:00 horas del día 21 de noviembre de 2014, quedara resuelto el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados de la Oferta que supondrá, en su caso, la revocación automática de la Oferta; o
- c) en caso de que, en cualquier momento anterior a la adjudicación definitiva de la Oferta, ésta quedara suspendida o dejada sin efecto por cualquier autoridad administrativa o judicial competente.

Tramo para Inversores Cualificados

El Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados se ajustará a las prácticas internacionales habituales en este tipo de ofertas en cuestiones tales como las condiciones de aseguramiento, las declaraciones y garantías formuladas por ENDESA y el Oferente, las comisiones y las causas de resolución. Las principales características del Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados se describen a continuación.

A) Colocación de acciones

La colocación de acciones se realizará a través de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, quienes obtendrán propuestas entre inversores cualificados de forma que puedan ser objeto de selección por parte del Oferente una vez concluido el Periodo de Prospección de la Demanda.



B) Aseguramiento

Las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados se comprometerán a adquirir al Precio del Tramo para Inversores Cualificados, para sí mismas, las acciones de la Oferta adjudicadas a dicho Tramo que, habiendo sido aseguradas, no hubiesen sido adquiridas por terceros inversores en el supuesto de que no se presenten durante el periodo establecido al efecto confirmaciones suficientes para cubrir el número total de acciones adjudicadas a dicho Tramo de la Oferta. Estas obligaciones no serán exigibles en los supuestos de revocación automática de la Oferta previstos en la presente Nota sobre las Acciones.

El compromiso de aseguramiento en firme por parte de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados solamente existirá desde el momento en que por ellas se suscriba el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados.

Las obligaciones asumidas por cada una de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados serán independientes y, en consecuencia, tendrán carácter mancomunado. No obstante, para el caso de que alguna de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados no atendiera a sus compromisos de aseguramiento, y si dicha circunstancia no se soluciona por las Entidades Coordinadoras Globales, entonces:

- a) si el número de acciones a las que afecte el incumplimiento no excede del 13% de las acciones aseguradas a esa fecha, las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados no incumplidoras estarán obligadas de forma mancomunada, y en proporción a su nivel de aseguramiento del Tramo, a encontrar compradores o a comprar para sí la totalidad de las acciones correspondientes a la Entidad Aseguradora incumplidora; o
- b) si el número de acciones afectadas por el incumplimiento excede del 13% de las acciones aseguradas a esa fecha, la obligación de aseguramiento de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados y la obligación del Oferente de vender las acciones bajo el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados quedarán sin efecto sin responsabilidad alguna para las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados no incumplidoras, lo que implica que se resolverá el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados, dando lugar a una revocación automática de la Oferta.

La responsabilidad de cada una de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados será proporcional a su nivel de aseguramiento en la Oferta. La circunstancia de haberse visto obligadas las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados a hacer efectivo este compromiso como consecuencia del incumplimiento por alguna de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados de su obligación de aseguramiento no determinará, por sí sola, la existencia de una causa de resolución del Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados por fuerza mayor.

C) Comisiones

El Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados recogerá la obligación de EEE de pagar a las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados (i) una comisión base que representaría el 1,50% del importe efectivo de la Oferta para Inversores Cualificados; y, en su caso, (ii) una comisión base que representaría el 1,15% del importe



efectivo de la Oferta para Inversores Cualificados correspondientes a la opción de compra *green shoe*.

El Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados y el Contrato de Colocación del Tramo Minorista recogerán la posibilidad de que EEE, a su total discreción, pague a todas o a alguna de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados y de las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista una comisión por un importe máximo del 0,3% del importe efectivo de la Oferta.

D) Resolución automática

La Oferta será revocada y el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados se resolverá automáticamente si cualquier autoridad administrativa o judicial suspende o revoca cualquier autorización necesaria para la Oferta con anterioridad a, o el día de, la Fecha de la Operación.

Elementos en común entre el Tramo Minorista y el Tramo para Inversores Cualificados

Causas de resolución por fuerza mayor

El Contrato de Colocación podrá ser resuelto por decisión conjunta de Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. y Banco Santander, S.A., oído el Oferente, en el supuesto de que se produzca, en cualquier momento desde su firma y hasta las 09:00 horas de Madrid de la Fecha de la Operación, algún supuesto de fuerza mayor o de alteración extraordinaria de las condiciones del mercado. Asimismo, está previsto que, en caso de firmarse, el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados incorpore la posibilidad de resolución por fuerza mayor en términos sustancialmente equivalentes a los del Contrato de Colocación por decisión, en este caso, de las Entidades Coordinadoras Globales.

A estos efectos, tendrán la consideración de supuestos de fuerza mayor o de alteración extraordinaria de las condiciones del mercado las siguientes situaciones, siempre que el efecto de dicho supuesto o cambio significativo en las condiciones del mercado sea tan relevante y adverso que hiciera imposible o desaconsejable la realización de la Oferta:

- (i) La ocurrencia, a juicio de Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. y Banco Santander, S.A. (para el caso del Contrato de Colocación) o las Entidades Coordinadoras Globales (para el caso del Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados), de un efecto material adverso desde la fecha de firma del Contrato de Colocación o desde las fechas a las que se refiere la información proporcionada en el Folleto (sin incluir los posibles suplementos al mismo), entendiéndose por “efecto material adverso” cualquier circunstancia o hecho que tenga, o razonablemente pueda tener en el futuro, individualmente o en conjunto con otros, un impacto negativo y/o grave en la situación económica, financiera, patrimonial, operativa, legal, regulatoria o de otro tipo o en los activos, perspectivas, ingresos, negocios o perspectivas de la Sociedad, esté o no originado en el curso ordinario de los negocios de ENDESA.
- (ii) Cualquier cambio relevante adverso en los mercados financieros de España, los Estados Unidos de América, Italia, Portugal, el Reino Unido, o en los mercados financieros internacionales, cualquier inicio o escalada de hostilidades o calamidad o crisis, o cualquier cambio o desarrollo que haga previsible un cambio en la situación política,

financiera o económica, nacional o internacional, o en los mercados de divisas, en todo caso cuando dichas circunstancias, a juicio razonable de Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. y Banco Santander, S.A. (para el caso del Contrato de Colocación) o las Entidades Coordinadoras Globales (para el caso del Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados), hagan impracticable o desaconsejable la comercialización de las acciones o ejecutar contratos para la compraventa de las acciones.

- (iii) La suspensión o limitación de la cotización de las acciones de ENDESA en las Bolsas de Valores españolas.
- (iv) La suspensión o limitación relevante en la negociación de acciones en las Bolsas de Valores Españolas, la Bolsa de Londres y la Bolsa de Nueva York, o la fijación de rangos vinculantes de precios para dicha negociación, o de precios mínimos y máximos por parte de dichos mercados o sistemas o por orden de las autoridades regulatorias de España, los Estados Unidos de América, el Reino Unido o cualquier otra autoridad gubernamental o auto-regulada, o la ocurrencia de una alteración sustancial en la banca comercial, en los sistemas de liquidación o en los servicios de aduanas de España, Italia, Portugal, el Reino Unido o Estados Unidos.
- (v) La suspensión general de la actividad bancaria en el Reino Unido, los Estados Unidos de América, España, Italia, Portugal o en el Estado de Nueva York.
- (vi) En caso de aprobación de cualquier nueva regulación o legislación, o cualquier modificación de la normativa actual, o cambios en la interpretación o aplicación de dicha normativa por cualquier tribunal o autoridad competente en o que afecte a España, Italia, Portugal y/o los Estados Unidos de América que, a juicio razonable de Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. y Banco Santander, S.A. (para el caso del Contrato de Colocación) o las Entidades Coordinadoras Globales (para el caso del Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados): (a) sea materialmente adversa para, o sea probable que afecte de manera adversa y relevante a, los negocios o la posición financiera o comercial o las perspectivas de la Sociedad o de su grupo en su conjunto; o (b) haga impracticable o desaconsejable la Oferta o la entrega de las acciones en la Fecha de Liquidación o en la fecha de ejercicio de la opción de compra *green shoe*.

5.4.4 Cuándo se ha alcanzado o se alcanzará el acuerdo de aseguramiento.

El Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados está previsto que se firme el día 20 de noviembre de 2014.

No está previsto que se suscriba ningún contrato de aseguramiento respecto del Tramo Minorista.



6. ACUERDOS DE ADMISIÓN A COTIZACIÓN Y NEGOCIACIÓN

6.1 Indicación de si los valores ofertados son o serán objeto de una solicitud de admisión a cotización, con vistas a su distribución en un mercado regulado o en otros mercados equivalentes, indicando los mercados en cuestión. Esta circunstancia debe mencionarse, sin crear la impresión de que se aprobará necesariamente la admisión a cotización

Todas las acciones de ENDESA ya son objeto de negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, así como en el Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo), y en el Registro de Valores Extranjeros de Santiago de Chile, con carácter previo a esta Oferta.

6.2 Todos los mercados regulados o mercados equivalentes en los que, según tenga conocimiento de ello el emisor, estén admitidos ya a cotización valores de la misma clase que los valores que van a ofertarse o admitirse a cotización

Como se ha indicado en el epígrafe 6.1, las acciones de ENDESA cotizan en las cuatro Bolsas españolas y en el Registro de Valores Extranjeros de Santiago de Chile.

6.3 Si, simultáneamente o casi simultáneamente a la creación de los valores para los que se busca la admisión en un mercado regulado, se suscriben o se colocan privadamente valores de la misma clase, o si se crean valores de otras clases para colocación pública o privada, deben darse detalles sobre la naturaleza de esas operaciones y del número y las características de los valores a los cuales se refieren

No aplicable.

6.4 Detalles de las entidades que tienen un compromiso firme de actuar como intermediarios en la negociación secundaria, aportando liquidez a través de las órdenes de oferta y demanda y descripción de los principales términos de su compromiso

Ninguna entidad tiene compromiso en firme alguno de actuar como intermediario en la negociación secundaria, aportando liquidez a través de las órdenes de oferta y demanda.

6.5 Estabilización: en los casos en que un emisor o un accionista vendedor haya concedido una opción de sobre-adjudicación o se prevé que puedan realizarse actividades de estabilización de precios en relación con la oferta

De acuerdo con lo indicado en el epígrafe 5.2.5 anterior de la presente Nota sobre las Acciones, el Oferente tiene previsto conceder a las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados una opción de compra *green shoe* sobre un mínimo de 23.476.678 y hasta un máximo de 30.270.000 acciones de la Sociedad.

En conexión con esta Oferta, a partir del 21 de noviembre de 2014, y durante 25 días naturales (incluyendo esta fecha), Credit Suisse Securities (Europe) Limited, en calidad de Agente de Estabilización, podrá realizar operaciones de estabilización en el Mercado Continuo, por cuenta de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados de acuerdo con lo establecido en el Reglamento CE 2273/2003 de la Comisión y siguiendo las prácticas internacionales habituales para estas operaciones de oferta internacional de acciones.



Las prácticas de estabilización tienen por objeto permitir al mercado absorber gradualmente el flujo extraordinario de órdenes de venta (*flow back*) de acciones que habitualmente suele producirse con posterioridad a una oferta pública y apoyar el precio de mercado de esas acciones.

A tal efecto, las Entidades Coordinadoras Globales, por cuenta de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, podrán realizar una sobreadjudicación al Tramo para Inversores Cualificados.

Conforme a las prácticas internacionales que suelen ser seguidas, aunque sin suponer obligación o compromiso alguno al respecto, las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados suelen atender los excesos de demanda tomando valores prestados (o adquiriendo la disponibilidad sobre los valores en virtud de títulos diversos) de accionistas, por un importe igual al de la opción de compra *green shoe*. Dichos préstamos de valores suelen tener una duración similar a la de la opción de compra *green shoe*.

Está previsto que EEE, como Oferente, conceda a Credit Suisse Securities (Europe) Limited, que actúa a instancias de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, un préstamo sobre un número de acciones de la Sociedad equivalente al de la opción de compra *green shoe* concedida por EEE a dichas Entidades Coordinadoras Globales, por cuenta de las Aseguradoras.

La posición deudora de valores asumida por las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados suele cubrirse a través de la adquisición de estos valores en Bolsa, lo que podría favorecer, en su caso, la estabilización de la cotización de la acción o mediante el ejercicio de la opción de compra *green shoe*.

A tal efecto, las Entidades Coordinadoras Globales, podrán realizar una sobreadjudicación al Tramo para Inversores Cualificados por cuenta de las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, que será cubierta por las propias Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, directamente o mediante el ejercicio de la opción de compra descrita en el epígrafe 5.2.5 de la presente Nota sobre las Acciones.

6.5.1 El hecho de que pueda realizarse la estabilización, de que no hay ninguna garantía de que se realice y que puede detenerse en cualquier momento

No existe ninguna obligación de las Entidades Coordinadoras Globales ni del Agente de Estabilización frente a la Sociedad, el Oferente o los inversores, de atender los excesos de demanda que puedan producirse en la presente Oferta, ni de llevar a cabo las prácticas de estabilización antes referidas, ni de ejercitar la opción de compra *green shoe*. La descripción de estas prácticas se ha realizado a efectos meramente ilustrativos de las prácticas internacionales, siendo las Entidades Coordinadoras Globales libres para definir el procedimiento que consideren más adecuado a los efectos señalados.

6.5.2 Principio y fin del periodo durante el cual puede realizarse la estabilización

De acuerdo con lo indicado anteriormente, las prácticas de estabilización podrán llevarse a cabo, a partir de la Fecha de la Operación (prevista para el 21 de noviembre de 2014) y durante 25 días naturales (incluyendo dicha fecha).



6.5.3 *Identidad de la entidad que dirija la estabilización para cada jurisdicción pertinente, a menos que no se conozca en el momento de la publicación*

La entidad que realizará las prácticas de estabilización será Credit Suisse Securities (Europe) Limited. De acuerdo con lo previsto en el Reglamento CE 2273/2003 de la Comisión Europea, de 22 de diciembre, por el que se aplica la Directiva 2003/6/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que se refiere a las exenciones para los programas de recompra y la estabilización de instrumentos financieros, Credit Suisse Securities (Europe) Limited notificará a la CNMV los detalles de todas las operaciones de estabilización a más tardar al final de la séptima sesión diaria del mercado a contar desde el día siguiente a la fecha de ejecución de estas operaciones e informará al público, en el plazo de una semana desde el final del periodo de estabilización, de lo siguiente:

- a) si se ha realizado o no la estabilización;
- b) la fecha de comienzo de la estabilización;
- c) la fecha en que se haya producido por última vez la estabilización; y
- d) la gama de precios en la que se haya efectuado la estabilización, para cada una de las fechas durante las cuales se efectuaron las operaciones de estabilización.

6.5.4 *El hecho de que las operaciones de estabilización puedan dar lugar a un precio de mercado más alto del que habría de otro modo*

Las prácticas de estabilización podrían dar lugar a un precio de mercado más alto del que habría en caso de no realizarse las mismas.

7. TENEDORES VENDEDORES DE VALORES

7.1 **Nombre y dirección profesional de la persona o de la entidad que se ofrece a vender los valores, naturaleza de cualquier cargo u otra relación importante que los vendedores hayan tenido en los últimos tres años con el emisor o con cualquiera de sus antecesores o personas vinculadas**

Las acciones objeto de la Oferta son ofrecidas por EEE, accionista mayoritario y de control de ENDESA quien tiene una participación del 92,063% del capital social del Emisor.

Nombre o denominación social del accionista significativo	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirecto	% sobre el total de derechos de voto
Enel Energy Europe, S.L.U. (EEE)	974.717.763	–	92,063
Enel, S.p.A. (ENEL)	–	974.717.763	92,063

El Oferente no tiene intención de reducir su participación en ENDESA por debajo del umbral del 70% del capital social en el corto plazo.

7.2 **Número y clase de los valores ofertados por cada uno de los tenedores vendedores de valores**

Los valores que se ofrecen son entre un mínimo de 156.511.181 y un máximo de 201.800.000 (excluyendo la opción de compra *green shoe*) acciones ordinarias de la Sociedad de 1,2 euros



de valor nominal cada una, totalmente desembolsadas, de una única clase y serie y que atribuirán a sus titulares plenos derechos políticos y económicos.

7.3 Compromisos de no disposición (*lock-up agreements*)

ENDESA y cualquiera de sus filiales ha asumido en el Contrato de Colocación del Tramo Minorista, frente a las Entidades Colocadoras y, una vez suscrito el Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados, suscribirán frente a las Entidades Coordinadoras Globales y las Entidades Aseguradoras del Tramo para Inversores Cualificados, el compromiso de no emitir, ni ofrecer, ni vender, ni acordar la venta, ni pignorar, ni otorgar ningún tipo de opción o derecho a comprar, ni ejercer ningún tipo de opción o derecho a vender, ni prestar ni de cualquier otro modo disponer, directa o indirectamente, ni realizar cualquier transacción que pudiera tener un efecto económico similar a la venta, o al anuncio de la venta, de las acciones, incluso mediante transacciones con instrumentos financieros de los previstos en el artículo 2 de la Ley del Mercado de Valores ni registrar ningún folleto de oferta pública en ninguna jurisdicción, ni anunciar públicamente su intención de llevar a cabo cualquiera de dichas acciones; todo ello desde la fecha del Contrato de Colocación del Tramo Minorista o del Contrato de Aseguramiento del Tramo para Inversores Cualificados, según corresponda, hasta 180 días naturales después de la Fecha de Liquidación, prevista para el 26 de noviembre de 2014, salvo que medie autorización por escrito de las Entidades Coordinadoras Globales.

Asimismo, hasta 180 días naturales después de la Fecha de Liquidación, el Oferente, ya sea por cuenta propia o a través de tercero, ha asumido el compromiso de no llevar a cabo las siguientes operaciones, sin que medie previamente autorización por escrito de las Entidades Coordinadoras Globales (autorización que no podrá ser rechazada ni retrasada sin causa razonable):

- (i) ofrecer, vender, acordar la venta, pignorar, vender u otorgar ningún tipo de opción o derecho de compra, adquirir o ejercer ningún tipo de opción de venta, prestar o de cualquier otro modo disponer, directa o indirectamente, ninguna de las acciones de la Sociedad de su titularidad, o solicitar de la Sociedad el registro de ningún folleto o documento equivalente de conformidad con la normativa aplicable; ni
- (ii) suscribir ningún tipo de contrato de permuta o contrato o transacción similar por la que se transfiera, en todo o en parte, directa o indirectamente, la titularidad de las acciones de ENDESA de su titularidad, aunque estas transacciones se liquiden mediante la entrega de acciones de ENDESA, de otros valores, en efectivo o la liquidación se produzca de otro modo.

Como excepciones al compromiso anterior, el Oferente podrá:

- (i) transmitir las acciones que vayan a ser vendidas en virtud del Contrato de Colocación del Tramo Minorista;
- (ii) prestar las acciones de su titularidad a las Entidades Coordinadoras Globales de acuerdo con el préstamo de valores que, en su caso, se otorgue;
- (iii) transmitir acciones a sociedades en las que el Oferente o Enel, S.p.A. sean, directa o indirectamente, junto con las sociedades de su grupo, los titulares de la mayoría de los derechos de voto de tal entidad, siempre que la misma acepte estar vinculada por las

restricciones indicadas en este apartado por el tiempo pendiente de transcurrir de los 180 días de *lock up*;

- (iv) transmitir acciones a cualquier sucesor legal a raíz de una fusión, liquidación, escisión u operación similar, siempre que el nuevo titular de las acciones continúe vinculado por las restricciones indicadas en este apartado por el tiempo pendiente de transcurrir de los 180 días de *lock up*;
- (v) transmitir acciones tras la aceptación de una oferta pública de adquisición; y
- (vi) transmitir acciones por imperativo legal o por orden de autoridad administrativa o judicial competente.

8. GASTOS DE LA EMISIÓN/OFERTA

8.1 Ingresos netos totales y cálculo de los gastos totales de la emisión/oferta

Los gastos de la Oferta son los que se citan a continuación, con carácter meramente indicativo, dada la dificultad de precisar su importe definitivo a la fecha de elaboración del presente Folleto:

Gastos	Millones de euros (con Oferta Inicial)	Millones de euros (con Oferta Máxima)
Comisiones de la Oferta ⁽¹⁾	39	52
Tarifas y cánones de las Bolsas españolas	0,75	0,75
Tasas de la CNMV	0,0725	0,0725
Tasas de Iberclear	0,05	0,05
Otros (publicidad legal y no legal, comisión y gastos de agencia, asesoramiento legal y financiero, auditorías, imprevistos y posibles desviaciones)	17	17
TOTAL	57	70

⁽¹⁾ Los gastos por comisiones son meramente estimativos y se han calculado asumiendo que todas las Entidades de los distintos sindicatos colocan el número de acciones asignadas a dichos tramos en los casos de Oferta Inicial y Oferta Máxima, tomando como referencia el Precio Máximo Minorista. No incluyen la comisión discrecional ni las comisiones en caso de eventual ejercicio de la opción de compra *green shoe*.

El coste para el Oferente ascendería a 57 millones de euros (en el caso de la Oferta Inicial) o 70 millones de euros (en el caso de la Oferta Máxima), lo que representaría el 2,3% o el 2,2%, respectivamente, del importe nominal de la Oferta y asumiendo la íntegra adquisición de las acciones objeto de la Oferta Inicial o de la Oferta Máxima al Precio Máximo Minorista, es decir, al precio máximo de los precios de cierre diarios de la cotización de la acción de ENDESA entre el 29 de octubre de 2014 (fecha de abono de los Dividendos) y el 5 de noviembre de 2014 (fecha anterior al registro del presente Folleto) (15,535 euros por acción).



9. DILUCIÓN

9.1 Cantidad y porcentaje de la dilución inmediata resultante de la oferta

Teniendo en cuenta que se trata de una oferta pública de venta, este apartado no es aplicable.

9.2 En el caso de una oferta de suscripción a los tenedores actuales, importe y porcentaje de la dilución inmediata si no suscriben la nueva oferta

Teniendo en cuenta que se trata de una oferta pública de venta, este apartado no es aplicable.

10. INFORMACIÓN ADICIONAL

10.1 Si en la nota sobre los valores se menciona a los asesores relacionados con una emisión, una declaración de la capacidad en que han actuado los asesores

Además de las Entidades Coordinadoras Globales, las siguientes entidades han prestado servicios de asesoramiento en relación con la Oferta objeto del presente Folleto Informativo:

- (a) Uría Menéndez Abogados, S.L.P., despacho encargado del asesoramiento legal en derecho español de ENDESA y del Oferente.
- (b) Davis Polk & Wardwell LLP, despacho encargado del asesoramiento legal en derecho inglés y estadounidense de ENDESA y del Oferente.
- (c) Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P., despacho encargado del asesoramiento legal en derecho español de las Entidades Coordinadoras Globales.
- (d) Shearman & Sterling LLP, despacho encargado del asesoramiento legal en derecho inglés y estadounidense de las Entidades Coordinadoras Globales.
- (e) Mediobanca Banca di Credito Finanziario S.p.A., en calidad de asesor financiero del Oferente.

10.2 Indicación de otra información de la nota sobre los valores que haya sido auditada o revisada por los auditores y si los auditores han presentado un informe. Reproducción del informe o, con el permiso de la autoridad competente, un resumen del mismo

No aplicable.

10.3 Cuando en la Nota sobre los valores se incluya una declaración o un informe atribuido a una persona en calidad de experto, proporcionar el nombre de esas personas, dirección profesional, cualificaciones e interés importante en el emisor, según proceda. Si el informe se presenta a petición del emisor, una declaración de que se incluye dicha declaración o informe, la forma y el contexto en que se incluye, y con el consentimiento de la persona que haya autorizado el contenido de esa parte de la Nota sobre los valores

No aplicable.

10.4 En los casos en que la información proceda de un tercero, proporcionar una confirmación de que la información se ha reproducido con exactitud y que, en la medida en que el emisor tiene conocimiento de ello y puede determinar a partir de la información publicada por ese tercero, no se ha omitido ningún hecho que



haría la información reproducida inexacta o engañosa. Además, el emisor debe identificar la fuente o fuentes de la información

No aplicable.



En Madrid, a 6 de noviembre de 2014

ENEL ENERGY EUROPE, S.L.U.

P.p.

D. Rafael Fauquié Bernal (Director Jurídico)

ENDESA, S.A.

P.p.

D. Paolo Bondi (Director General de Administración, Finanzas y Control)

* * *