

ENDESA, S.A.
y Sociedades Dependientes

**Informe de Gestión Consolidado
correspondiente al ejercicio anual
terminado a 31 de diciembre de 2013**

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

**INFORME DE GESTION CONSOLIDADO CORRESPONDIENTE
AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO A 31 DE DICIEMBRE DE
2013**

Índice

1. Situación de la Entidad	4
1.1. Actividades Principales	4
1.2. Mercados Principales	5
1.3. Estructura Organizativa	5
2. Evolución y Resultado de los Negocios en el ejercicio 2013	8
2.1. Resultados Consolidados	8
2.2. Resultados por Negocios	13
2.2.1. Negocio en España y Portugal	13
2.2.2. Negocio en Latinoamérica	28
2.3. Anexo Estadístico	40
3. Liquidez y Recursos de Capital	44
3.1. Gestión Financiera	44
3.2. Gestión de Capital	48
3.3. Gestión de la Calificación Crediticia	48
3.4. Flujos de Efectivo	49
3.5. Obligaciones Contractuales y Operaciones Fuera de Balance	51
4. Acontecimientos Posteriores al Cierre	51
5. Evolución Previsible	51
5.1. Estrategia	51
5.2. Evolución Previsible	52
6. Principales Riesgos e Incertidumbres Asociados a la Actividad de ENDESA	54
6.1. Riesgos relacionados con la Actividad y Sector	54
6.2. Riesgos relacionados con los Países en los que ENDESA Opera	57

6.3. Riesgos Operacionales	58
6.4. Riesgos Financieros.....	58
6.5. Otros Riesgos.....	62
7. Política de Gestión de Riesgos e Instrumentos Financieros Derivados	63
8. Tecnología, Innovación y Protección del Medio Ambiente	63
8.1. Actividades de I+D+i	63
8.2. Protección del Medio Ambiente	70
9. Recursos Humanos	75
10. Acciones Propias.....	79
11. Otra Información	79
11.1. Información Bursátil	79
11.2. Política de Dividendos	81
12. Informe Anual de Gobierno Corporativo requerido por el Artículo 538 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital	82
13. Propuesta de Aplicación de Resultados	82
ANEXO I: Informe Anual de Gobierno Corporativo	83

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

ENDESA ha elaborado el presente Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013 siguiendo la "Guía para la elaboración del Informe de Gestión de las Entidades Cotizadas" emitida por el Grupo de Expertos designado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

1. Situación de la Entidad.

1.1. Actividades Principales.

ENDESA, S.A. se constituyó el 18 de noviembre de 1944 y tiene su domicilio social en Madrid, calle Ribera del Loira número 60.

Su objeto social es el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial o relacionados con su negocio principal, en especial los de gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del Grupo empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades. La sociedad desarrollará, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.

El sector principal de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (C.N.A.E.) en que se encuadra el objeto social de ENDESA, S.A. es el correspondiente a la sección E, división 40, subclase 40.10.

ENDESA, S.A. realiza principalmente actividades de generación, transporte y distribución de electricidad, y venta de electricidad y gas, a través de Compañías participadas.

Para organizar dichas actividades, dentro de cada segmento geográfico ENDESA, S.A. considera la existencia de dos líneas de negocio separadas (la Generación y la Distribución incluyendo en cada una de ellas la actividad de Comercialización vinculada a la misma) gestionadas de forma independiente, pero coordinadas a nivel país con el fin de capturar las ventajas competitivas que proporciona la integración vertical, respetando la normativa legal sobre separación de actividades en aquellas jurisdicciones que así lo contemplan, y las oportunidades de optimización de costes que pueden derivarse del mayor tamaño conjunto.

Dadas las actividades a las que se dedican las Sociedades de ENDESA, S.A., las transacciones no cuentan con un carácter cíclico o estacional significativo.

1.2. Mercados Principales.

ENDESA, S.A. realiza las actividades de generación, transporte, distribución y venta de electricidad, principalmente, en España, Portugal, Andorra, Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Perú y Marruecos. Además, tiene una presencia significativa en el mercado liberalizado de gas natural de España.

La actividad de ENDESA, S.A. se estructura por líneas de negocio para actuar con agilidad en los mercados donde opera y tener en cuenta las necesidades de sus clientes en los territorios y negocios en que está presente.

En el desarrollo de su actividad, la organización de ENDESA, S.A. se articula sobre la base de dos grandes líneas de negocio, basada cada una de ellas en un área geográfica:

- España y Portugal.
- Latinoamérica.

1.3. Estructura Organizativa.

ENDESA, S.A. y sus sociedades filiales (en adelante, "ENDESA") están integradas en el Grupo ENEL, cuya cabecera en España es ENEL Energy Europe, S.L.U. que posee, a 31 de diciembre de 2013, una participación del 92,063% en el capital social de ENDESA.

A la fecha de presentación de este Informe de Gestión Consolidado el Comité Ejecutivo de Dirección de ENDESA, que tiene entre sus funciones la implementación de las estrategias adoptadas por la Sociedad, presenta la siguiente composición:

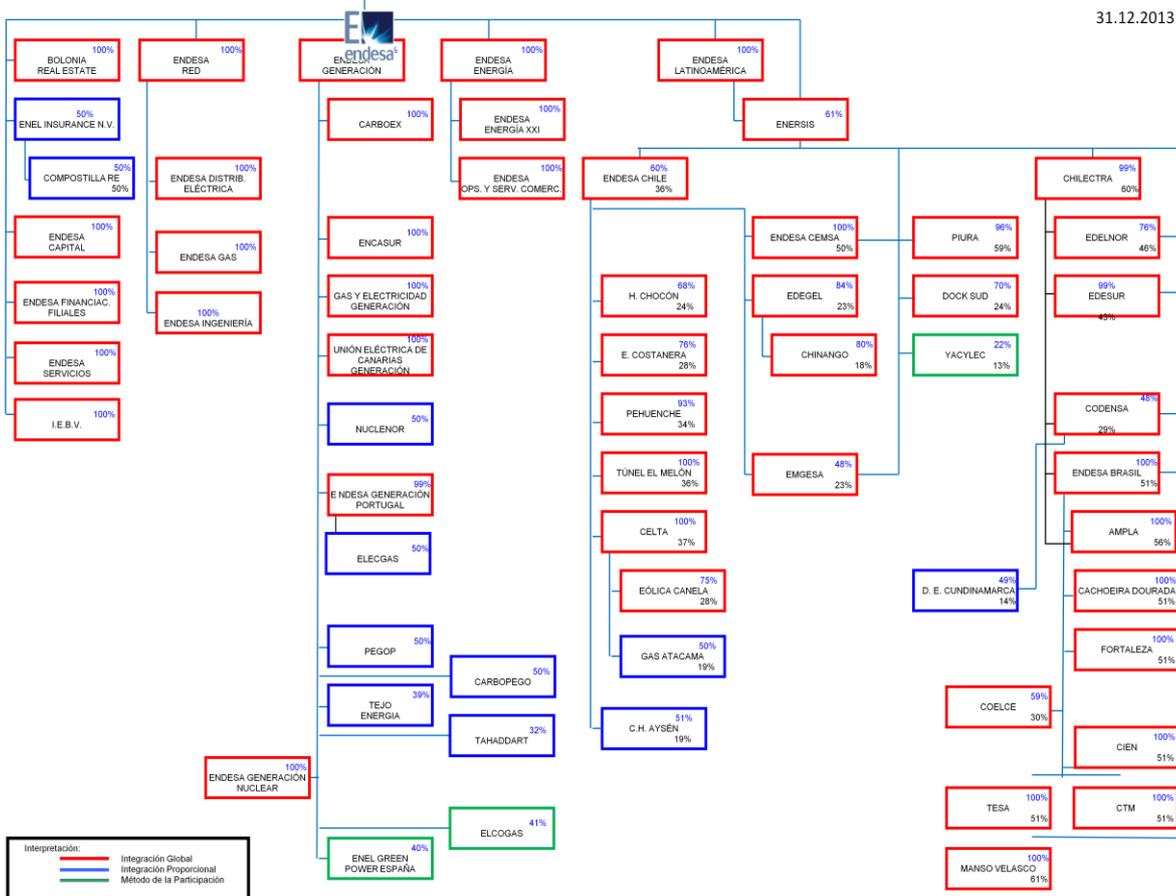
Cargo	Miembro
Consejero Delegado	D. Andrea Brentan
Director General Asesoría Jurídica y Secretaría General	D. Francisco de Borja Acha Besga
Director General España y Portugal	D. José Damián Bogas Galvez
Director General Compras	D. Francesco Buresti
Director General de Comunicación	D. Alberto Fernández Torres
Director General Económico-Financiero	D. Paolo Bondi
Director General de Estrategia	D. Héctor López Vilaseco
Director General de Innovación	D. Federico Fea
Director General de Latinoamérica	D. Ignacio Antoñanzas Alvear
Director General de Recursos Humanos y Organización	D. José Luis Puche Castillejo
Director General de Sistemas y Telecomunicaciones	D. Rafael López Rueda

Para ordenar sus líneas de negocio, ENDESA cuenta principalmente con las siguientes Compañías: ENDESA Generación, S.A.U., ENDESA Red, S.A.U., ENDESA Energía, S.A.U. y ENDESA Latinoamérica, S.A.U.:

- ENDESA Generación, S.A.U.: Concentra en ella los activos de generación y minería de ENDESA y agrupa, entre otras, las participaciones del 100% en Gas y Electricidad Generación, S.A.U., Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U., y una participación del 40% en la sociedad ENEL Green Power España, S.L., controlada por ENEL Green Power, S.p.A., que aglutina la actividad del Grupo ENEL en energías renovables en el ámbito de España y Portugal.

- ENDESA Red, S.A.U.: Integra las compañías de distribución de ámbito territorial de ENDESA en España. Esta sociedad agrupa, entre otras, la participación del 100% en ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U., que asume las actividades reguladas de transporte y distribución de electricidad. Asimismo, ENDESA Red, S.A.U. controla la sociedad ENDESA Ingeniería, S.L.U.
- ENDESA Energía, S.A.U.: Desarrolla actividades de comercialización de electricidad y gas en el mercado liberalizado. Su actividad fundamental es el suministro de energías 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. ostenta la participación del 100% en ENDESA Energía XXI, S.L.U., sociedad que comercializa el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), y en ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U., con el objeto de prestar servicios comerciales vinculados al suministro de energía eléctrica y gas. Además, ENDESA Energía, S.A.U. realiza actividades de comercialización en los mercados liberalizados de diversos países europeos.
- ENDESA Latinoamérica, S.A.U.: Su objetivo es gestionar la presencia de ENDESA en el mercado latinoamericano, a través de su participación en Enersis, S.A., que es una sociedad radicada en Chile que posee participaciones de control en sociedades generadoras y distribuidoras de electricidad en cinco países latinoamericanos. Sus principales sociedades participadas, directa o indirectamente, son: Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (generación en Chile con participaciones en otras empresas generadoras), Chilectra, S.A. (distribuidora en Chile con participaciones en otras empresas distribuidoras de electricidad latinoamericanas), Empresa Distribuidora Sur, S.A. (distribución en Argentina), ENDESA Costanera, S.A. e Hidroeléctrica el Chocón, S.A. y Central Dock Sud, S.A. (generación en Argentina), Compañía de Interconexión Energética, S.A. (interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil), Central Geradora Termeléctrica Fortaleza, S.A. y Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada, S.A. (generación en Brasil), Ampla Energia e Serviços, S.A. y Companhia Energética do Ceará, S.A. (distribución en Brasil), Emgesa, S.A. E.S.P. (generación en Colombia), Codensa, S.A. E.S.P. (distribución en Colombia), Edegel, S.A.A. y Empresa Eléctrica de Piura, S.A. (generación en Perú) y Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. (distribución en Perú).

A continuación se detalla el mapa societario de ENDESA en el que se recoge, de forma gráfica, la situación a 31 de diciembre de 2013 de las principales sociedades participadas por ENDESA:



En el Anexo I de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las sociedades dependientes y de control conjunto de ENDESA. En el Anexo II de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las sociedades asociadas de ENDESA.

Como Anexo I de este Informe de Gestión Consolidado se adjunta el Informe Anual de Gobierno Corporativo, que describe la organización de su Consejo de Administración y de los órganos en que éste delega sus decisiones.

2. Evolución y Resultado de los Negocios en el Ejercicio 2013.

2.1. Resultados Consolidados.

El beneficio neto de ENDESA ascendió a 1.879 millones de euros en el ejercicio 2013.

ENDESA obtuvo un beneficio neto de 1.879 millones de euros en el ejercicio 2013, lo que supone una reducción del 7,6% respecto del obtenido en el ejercicio anterior, debido a la disminución de 234 millones de euros en el resultado del Negocio en España y Portugal como consecuencia del impacto de la aplicación desde el 1 de enero de 2013 de las medidas fiscales para la sostenibilidad energética establecidas en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y de las medidas urgentes establecidas en los Reales Decretos Ley 2/2013 de 1 de febrero, y 9/2013, de 12 de julio, que han tenido un impacto bruto de 941 millones de euros, y 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.

Este impacto bruto de 1.337 millones de euros es inferior en aproximadamente 400 millones de euros a la estimación de impacto anual recurrente de estas medidas como consecuencia de los menores impuestos sobre la producción soportados en el ejercicio 2013 dada la menor generación eléctrica del período, así como los menores precios durante el año en el mercado mayorista de electricidad que han reducido la base de cálculo del impuesto, y la aplicabilidad de alguna de las nuevas medidas regulatorias aprobadas sólo durante el segundo semestre de 2013.

La evolución negativa del resultado neto del Negocio en España y Portugal se ha visto parcialmente compensada por el aumento de 79 millones de euros en el resultado neto del Negocio en Latinoamérica como consecuencia, fundamentalmente, de la Resolución 250/2013 aprobada el 7 de mayo de 2013 por la Secretaría de Energía de la República Argentina, que reconoció a Empresa Distribuidora Sur, S.A. el ingreso por la compensación de las variaciones de costes no trasladados a tarifa desde 2007 hasta febrero de 2013 en aplicación del ajuste del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por un importe total de 333 millones de euros, incluyendo los correspondientes intereses, con un impacto en el resultado neto de 94 millones de euros.

A continuación se presenta la distribución de este resultado entre los dos negocios de ENDESA y su variación respecto del mismo período del ejercicio anterior:

Beneficio Neto de ENDESA en el ejercicio 2013			
	Millones de Euros	% Var. 2012	% Aportación a Beneficio Neto Total
España y Portugal	1.176	(16,6)	62,6
Latinoamérica	703	12,7	37,4
TOTAL	1.879	(7,6)	100,0

Generación y ventas de electricidad.

La generación de electricidad de ENDESA en el ejercicio 2013 ascendió a 132.427 GWh, un 6,4% inferior al ejercicio 2012, mientras que las ventas de electricidad se situaron en 157.634 GWh, con una reducción del 3,0%.

Producción y Ventas de electricidad en el ejercicio 2013				
	Producción		Ventas	
	GWh	% Var. 2012	GWh	% Var. 2012
España y Portugal	70.542	(9,9)	96.122	(6,5)
Latinoamérica	61.885	(2,0)	61.512	3,0
TOTAL	132.427	(6,4)	157.634	(3,0)

Resultado bruto de explotación (EBITDA): 6.720 millones de euros.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) del ejercicio 2013 han experimentado una reducción del 4,1% y 2,6%, respectivamente, situándose en 6.720 millones de euros y 4.302 millones de euros.

La disminución del 4,1% en el resultado bruto de explotación (EBITDA) en el ejercicio 2013 se corresponde, por una parte, con una disminución del 13,7% en el Negocio en España y Portugal y, por otra, con un aumento del 7,3% en el Negocio en Latinoamérica. Estas variaciones se deben fundamentalmente a los siguientes factores:

- En el Negocio en España y Portugal la reducción del resultado bruto de explotación (EBITDA) ha sido tan sólo de 519 millones de euros, a pesar del impacto negativo de las medidas fiscales aprobadas por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de 1 de febrero, que han supuesto un incremento de 664 millones de euros en los costes, y a las medidas adoptadas en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, y en la Ley 2/2013, de 1 de febrero, que han supuesto una reducción de los ingresos de 269 millones de euros, gracias a las mejores condiciones de mercado e hidraulicidad que se han dado en el ejercicio 2013 y a las mejoras operativas alcanzadas en este Negocio durante el ejercicio 2013 que han dado lugar a una reducción de los costes fijos por importe de 142 millones de euros.
- El aumento en el Negocio en Latinoamérica por importe de 234 millones de euros es debido al ingreso registrado por la aplicación de la Resolución 250/2013 de la Secretaría de Energía de la República Argentina, aprobada el 7 de mayo de 2013, que ha reconocido el ajuste del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por importe de 293 millones de euros por los incrementos de costes no trasladados a tarifa desde 2007 hasta febrero de 2013. Este impacto positivo en Argentina se ha visto parcialmente compensado por el efecto de los sobrecostes soportados por las compañías de distribución en Brasil que no han sido compensados en su totalidad por las medidas extraordinarias adoptadas por el Gobierno brasileño para su inmediata compensación y cuyo importe asciende a 63 millones de euros y se compensarán en las sucesivas revisiones tarifarias, de acuerdo con lo establecido en la regulación brasileña. Aislado los dos efectos mencionados anteriormente, el buen comportamiento operativo de las sociedades participadas en Latinoamérica ha permitido absorber el impacto negativo de 349 millones de euros que ha supuesto sobre el resultado bruto de explotación (EBITDA) la devaluación de las monedas latinoamericanas con el euro entre los ejercicios 2013 y 2012.

A pesar de la disminución en un 4,1% del resultado bruto de explotación (EBITDA), el resultado de explotación (EBIT) tan sólo ha caído un 2,6% gracias a la disminución del 6,5% en el epígrafe "Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro" como consecuencia del saneamiento extraordinario realizado en el ejercicio 2012 sobre determinados activos, fundamentalmente la Central Nuclear Santa María de Garoña, los activos de la actividad de minería en España, los activos de generación en Irlanda y la central de Tarapacá en Chile, por un importe total de 213 millones de euros.

A continuación se incluye el desglose por Negocios de los ingresos, el resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) y su variación respecto al ejercicio anterior:

	Ingresos		EBITDA		EBIT	
	Millones de Euros	% Var. 2012	Millones de Euros	% Var. 2012	Millones de Euros	% Var. 2012
España y Portugal	21.512	(7,1)	3.277	(13,7)	1.651	(17,4)
Latinoamérica	9.691	(10,2)	3.443	7,3	2.651	9,5
TOTAL	31.203	(8,0)	6.720	(4,1)	4.302	(2,6)

El resultado financiero neto asciende a 350 millones de euros.

Los resultados financieros netos del ejercicio 2013 fueron negativos por importe de 350 millones de euros, lo que representa una mejora de 291 millones de euros respecto del ejercicio 2012. Los gastos financieros netos ascendieron a 344 millones de euros, 255 millones de euros inferiores a los del ejercicio 2012.

Las diferencias de cambio netas han sido negativas por importe de 6 millones de euros frente a los 42 millones de euros, también negativos, en el ejercicio 2012.

La evolución positiva tan significativa de los resultados financieros se ha debido fundamentalmente a la importante reducción de deuda experimentada entre ambos períodos.

Inversiones brutas: 2.458 millones de euros.

Las inversiones brutas de ENDESA se situaron en 2.458 millones de euros en el ejercicio 2013. De esta cifra, 2.253 millones de euros corresponden a inversiones materiales, inmateriales e inversiones inmobiliarias, y los 205 millones de euros restantes a inversiones financieras, conforme al detalle que figura a continuación:

Inversiones	Millones de Euros			% Var. 2012
	Materiales, Inmateriales e Inmobiliarias ⁽¹⁾	Financieras	TOTAL	
España y Portugal	876	57	933	(34,0)
Latinoamérica	1.377	148	1.525	16,1
TOTAL ⁽²⁾	2.253	205	2.458	(9,9)

(1) Excluyendo los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), "Certified Emissions Reductions" (CERs) y "Emission Reductions Unit" (ERUs).

(2) En el ejercicio 2012, no incluía 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

La información relativa a los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material e inmaterial mantenidos por ENDESA a 31 de diciembre de 2013 se incluyen en las Notas 5 y 7 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Situación financiera.

La deuda financiera neta de ENDESA se situó en 4.286 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, con una disminución de 4.492 millones de euros respecto de la existente a 31 de diciembre de 2012.

Las principales causas de esta significativa reducción del endeudamiento financiero neto han sido: la aportación de efectivo por importe de 1.796 millones de euros, realizada por los accionistas minoritarios en la ampliación de capital llevada a cabo por Enersis, S.A. en marzo de 2013, y los cobros realizados durante el ejercicio 2013 de los derechos acumulados en años anteriores por el déficit de tarifa por un importe total de que 3.751 millones de euros, de los que 3.541 millones de euros corresponden a las cesiones realizadas de derechos de crédito de déficit de tarifa al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE), que han superado a los pagos realizados durante el ejercicio para la financiación del mismo por un importe total de 2.605 millones de euros.

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que, a 31 de diciembre de 2013, existen 1.029 millones de euros que están colocados en instrumentos financieros con vencimiento superior a tres meses, por lo que no se incluyen como saldo de "Efectivo y otros medios equivalentes" y, por lo tanto, no netean la cifra de deuda financiera y no han contribuido a la reducción de la deuda financiera neta mencionada en el párrafo anterior.

Igualmente, a la hora de analizar el nivel de endeudamiento de ENDESA hay que tener en cuenta que, a 31 de diciembre de 2013, ENDESA tenía acumulado un derecho de cobro de 3.146 millones de euros por diversas partidas reconocidas en la regulación eléctrica española: 1.985 millones de euros por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas, y 1.161 millones de euros por las compensaciones derivadas de los sobrecostes de la generación extrapeninsular.

Si se descuentan los importes de las partidas indicadas en los párrafos anteriores, el endeudamiento neto de ENDESA a 31 de diciembre de 2013 se sitúa en 111 millones de euros, 3.521 millones de euros inferior al de 31 de diciembre de 2012.

La distribución por Negocios de la deuda financiera neta es como sigue:

Distribución por Negocios de la Deuda Financiera Neta de ENDESA (1)				
	Millones de Euros			
	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	Diferencia	% Var.
Negocio en España y Portugal	1.440	5.059	(3.619)	(71,5)
Negocio en Latinoamérica:	2.846	3.719	(873)	(23,5)
Enersis	2.649	4.144	(1.495)	(36,1)
Resto	197	(425)	622	146,4
TOTAL	4.286	8.778	(4.492)	(51,2)
Apalancamiento (%) (2)	16,0	33,3	NA	NA

(1) Deuda Financiera Neta = Deuda Financiera no Corriente + Deuda Financiera Corriente – Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes - Derivados Financieros registrados en el Activo.

(2) Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

El coste medio de la deuda de ENDESA ascendió a un 5,7% en 2013, manteniéndose similar respecto del ejercicio 2012 a pesar de la reducción del coste medio tanto en ENDESA y sus filiales directas como en Enersis, como consecuencia del aumento del peso relativo de la deuda financiera neta de ésta última que tiene un mayor coste. El coste medio de la deuda correspondiente a

Enersis fue un 8,1% (8,6% en el ejercicio 2012). Si se excluye la deuda de Enersis, el coste medio de la deuda de ENDESA se sitúa en un 3,1% en el ejercicio citado (3,5% en el ejercicio 2012).

A continuación se incluye el detalle de la estructura de la deuda financiera neta de ENDESA a 31 de diciembre de 2013:

Estructura de la Deuda Financiera Neta de ENDESA a 31 de Diciembre de 2013
(Millones de Euros)

	ENDESA y filiales directas		Enersis		Total ENDESA	
	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total
Euro	1.620	99	-	-	1.620	38
Dólar Estadounidense	-	-	1.098	42	1.098	26
Peso Chileno / Unidad de Fomento	-	-	(279)	(11)	(279)	(7)
Real Brasileño	-	-	405	15	405	9
Peso Colombiano	-	-	1.198	45	1.198	28
Sol Peruano	-	-	196	8	196	5
Peso Argentino	-	-	31	1	31	1
Otras monedas	17	1	-	-	17	-
TOTAL	1.637	100	2.649	100	4.286	100
Tipo Fijo	795	49	1.945	73	2.740	64
Tipo Variable	842	51	704	27	1.546	36
TOTAL	1.637	100	2.649	100	4.286	100
Vida media (nº años)	6,1		5,7		5,9	

A 31 de diciembre de 2013, la liquidez de ENDESA en España ascendía a 8.719 millones de euros y cubre los vencimientos de deuda de los próximos 37 meses de este conjunto de empresas. Dicha cantidad incluye 2.036 millones de euros correspondientes a la posición de tesorería disponible a esa fecha, de los que 1.000 millones de euros estaban colocados en ENEL Energy Europe, S.L.U. y fueron cancelados con fecha 2 de enero de 2014 con motivo del abono del dividendo a cuenta, y 6.683 millones de euros correspondientes a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito, de los que 3.500 millones de euros corresponden a una línea de crédito con ENEL Finance International, N.V., de la que a 31 de diciembre de 2013 no existe ningún importe dispuesto.

A su vez, Enersis tenía en esa misma fecha una posición de tesorería disponible de 2.299 millones de euros e importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito por 549 millones de euros, lo que cubre los vencimientos de su deuda de los próximos 42 meses. A estos importes hay que añadir 1.029 millones de euros colocados en instrumentos financieros con vencimiento superior a tres meses.

Ratio de apalancamiento.

El patrimonio neto consolidado de ENDESA a 31 de diciembre de 2013 ascendía a 26.769 millones de euros, cantidad superior en 400 millones de euros a la de 31 de diciembre de 2012. Este importe del patrimonio neto está minorado en 1.588 millones de euros por el dividendo a cuenta acordado por el Consejo de Administración de ENDESA celebrado el 17 de diciembre de 2013, y aumentado en 1.724 millones de euros como consecuencia de la aportación de capital realizada por los accionistas minoritarios en la ampliación de capital de Enersis, S.A.

De este patrimonio neto, 20.521 millones de euros corresponden a los accionistas de ENDESA, S.A. y 6.248 millones de euros a los accionistas minoritarios.

La evolución del patrimonio neto de ENDESA y de la deuda financiera neta, han situado el ratio de apalancamiento (deuda financiera neta / patrimonio neto) en un 16,0% a 31 de diciembre de 2013, frente al 33,3% que se registraba a 31 de diciembre de 2012.

Resultado en venta de activos.

Con fecha 28 de junio de 2013, se ha procedido 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), en un 47% y a Sonatrach S.P.A. en un 53%, en ejercicio de su derecho de adquisición preferente. El precio de la operación ha ascendido a 84 millones de euros e incluye la cesión a los compradores del crédito que ENDESA tiene frente a Medgaz, S.A. por un importe de 8 millones de euros. Igualmente, los compradores han liberado a ENDESA de sus garantías a favor del Banco Europeo de Inversiones en virtud de un préstamo concedido por esta entidad a Medgaz, S.A. y que venía siendo respaldado por ENDESA en un importe de 94 millones de euros. Esta venta ha generado una plusvalía bruta de 64 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado de ENDESA correspondiente al ejercicio 2013.

Con fecha 9 de diciembre de 2013, se ha producido la venta de la participación del 20% mantenida por ENDESA Gas, S.A.U. en 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 ENDESA Gas, S.A.U. tenía concedidos frente a ENDESA Gas T&D, S.L. por importe total de 90 millones de euros. Esta venta ha generado una plusvalía bruta de 12 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado de ENDESA correspondiente al ejercicio 2013.

2.2. Resultados por Negocios.

2.2.1. Negocio en España y Portugal.

Beneficio neto del Negocio en España y Portugal: 1.176 millones de euros.

El beneficio neto del Negocio en España y Portugal fue de 1.176 millones de euros en el ejercicio 2013, 234 millones de euros inferior al obtenido en el ejercicio 2012, con una contribución del 62,6% al resultado neto total de ENDESA.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) ascendió a 3.277 millones de euros, y el resultado de explotación (EBIT) a 1.651 millones de euros, con una reducción del 13,7% y del 17,4% respectivamente.

Para analizar la evolución del resultado bruto de explotación (EBITDA) durante este período, hay que tener en consideración los siguientes factores:

- Las medidas aprobadas en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que contempla diversas medidas con incidencia directa en el sector eléctrico, las cuales han comenzado a aplicarse en el año 2013, y las aprobadas en los Reales Decretos Ley 2/2013, de 1 de febrero, y 9/2013, de 12 de julio, han tenido un impacto negativo en el resultado bruto de explotación (EBITDA) del ejercicio 2013 por importe de 933 millones de euros. Este impacto se añade a los 396 millones de euros de impacto anual recurrente para ENDESA de las medidas regulatorias puestas en vigor durante el ejercicio 2012.

Este impacto de 1.329 millones de euros es inferior en aproximadamente 400 millones de euros a la estimación de impacto anual recurrente de estas medidas como consecuencia de los menores impuestos sobre la producción soportados en el ejercicio 2013 dada la menor generación eléctrica del período, así como los menores precios durante el año en el mercado mayorista de electricidad que han reducido la base de cálculo del impuesto, y la aplicabilidad de alguna de las nuevas medidas regulatorias aprobadas sólo durante el segundo semestre de 2013.

- Los esfuerzos realizados para conseguir mejoras operativas para tratar de compensar, al menos, una parte de los impactos negativos de las medidas regulatorias han dado como resultado una reducción de 142 millones de euros en los costes fijos del ejercicio 2013 de este Negocio en comparación con los del año 2012.
- El mejor "mix" de generación eléctrica debido a la extraordinaria situación de hidráulidad, que ha supuesto un incremento muy significativo de la producción hidráulica, y la reducción de la producción térmica convencional, todo lo cual ha producido una reducción del coste de los combustibles.
- El menor precio medio en el mercado mayorista de electricidad, que se ha situado en 44,4 €/MWh en 2013, un 9,8% inferior al del mismo período del ejercicio 2012 debido a la extraordinaria situación de hidráulidad mencionada, ha conllevado un menor coste medio en las compras de electricidad.

Durante el ejercicio 2013 la demanda eléctrica peninsular ha disminuido un 2,2% respecto del mismo período del año anterior.

Durante este período ENDESA alcanzó una cuota de mercado del 36,1% en generación peninsular en régimen ordinario, del 43,0% en distribución y del 37,5% en ventas a clientes del mercado liberalizado.

Aspectos Regulatorios.

La información relativa al marco regulatorio español se incluye en la Nota 4 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

A continuación se describen las principales novedades en el marco regulatorio español que, bien se han aprobado en el año 2013, o han tenido un impacto relevante sobre las Cuentas Anuales Consolidadas de dicho ejercicio.

Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Con fecha 28 de diciembre de 2012 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que contempla diversas medidas con incidencia directa en el Sector Eléctrico y cuya entrada en vigor ha sido el 1 de enero de 2013:

- 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.
- Eliminación de la prima a la producción renovable, por la parte de producción que use combustibles fósiles. Esta medida no afectará a la tecnología de biomasa.
- Se contempla igualmente que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del Sistema Eléctrico un importe equivalente a la recaudación por los tributos y cánones establecidos en la Ley, más el ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 500 millones de euros.

Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.

Con fecha 28 de diciembre de 2012 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2013, que de forma excepcional para este año, no incorpora partidas para financiar los extracostes de generación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) del ejercicio 2012, que, en todo caso, pasarán a ser financiados por el sistema de liquidaciones de actividades reguladas y, por tanto, por los peajes de acceso. Adicionalmente, se recogen las partidas destinadas a cubrir los costes del Sistema Eléctrico conforme a lo indicado por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, antes señalada.

Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social.

Con fecha 31 de diciembre de 2012 se publicó en el Boletín Oficial del Estado este Real Decreto Ley que incorpora medidas sobre el Sector Eléctrico:

- Se modifica la Ley del Sector Eléctrico, incrementándose el importe del déficit del ejercicio 2012 que podrá ser cedido al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) hasta la cuantía que resulte de la liquidación definitiva de dicho ejercicio. Adicionalmente, se elimina el apartado primero de la disposición adicional vigésimo primera de la citada Ley, que establecía que el déficit de 2013 sería cero.
- En relación con las instalaciones de generación en régimen especial, se establece que el régimen económico primado no se aplicará a las instalaciones inscritas en el Registro de preasignación de retribución que no estén totalmente finalizadas en el plazo fijado para ello en el citado Registro.

Real Decreto Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el Sistema Eléctrico y en el sector financiero.

Este Real Decreto Ley modifica el mecanismo de actualización de las retribuciones de actividades reguladas vinculadas al Índice de Precios de Consumo (IPC). Establece que estas

retribuciones se actualizarán con el Índice de Precios de Consumo (IPC) a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos.

Además, se modifican las opciones de venta de energía para las instalaciones de régimen especial, quedando todas acogidas a la opción de venta a tarifa desde el 1 de enero de 2013, salvo que manifiesten expresamente lo contrario, en cuyo caso no podrán volver a la opción de venta a tarifa, ni percibirán prima alguna.

Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE).

Con fecha 30 de octubre de 2013 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado esta Ley, cuyo objeto es reforzar la garantía de suministro y la competencia en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE). Los principales aspectos en ella contenidos son los siguientes:

- Por razones de seguridad o eficiencia técnica y económica, se podrá reconocer el régimen retributivo adicional al precio del mercado peninsular a nuevas instalaciones de generación en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), incluso si se superan los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de demanda.
- No se reconocerá este régimen a nuevas instalaciones en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), tanto de régimen ordinario como especial, que sean titularidad de una empresa o Grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación superior al 40% en ese sistema. Se exceptúan aquellas instalaciones adjudicadas en concursos de capacidad para la implantación de fuentes de energías renovables, que dispongan de autorización administrativa o que hayan resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución de instalaciones de régimen especial. Igualmente, se contemplan excepciones en el caso de inversiones de renovación y mejora de eficiencia de las centrales en explotación que no supongan un aumento de capacidad, o cuando no existan otros agentes interesados en promover instalaciones.
- La titularidad de bombeos que tengan como finalidad la garantía y seguridad de suministro, o la integración de renovables, deberá corresponder al Operador del Sistema. En el resto de casos, se instrumentará un procedimiento de concurrencia. No obstante lo anterior, las empresas que con anterioridad al 1 de marzo de 2013 tuvieran otorgada concesión de aprovechamiento hidráulico o dispusieran de autorización administrativa y no dispusieran a la fecha de entrada en vigor de autorización de puesta en servicio, mantendrán su titularidad, debiendo presentar un aval del 10% de la inversión y cumplir un calendario de ejecución.
- La titularidad de las plantas de regasificación corresponderá exclusivamente al Gestor Técnico del Sistema, debiendo transmitirse las instalaciones afectadas en el plazo de 6 meses, a precio de mercado. En el supuesto de que la instalación no cuente con autorización administrativa se limitará el precio a los costes totales efectivamente incurridos hasta el 1 de marzo de 2013.
- Los conceptos retributivos asociados a los costes de combustibles serán establecidos mediante un mecanismo que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.

- Será obligatoria una resolución de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas previa a la autorización de nuevos grupos, para determinar que la instalación es compatible con los criterios técnicos establecidos por el Operador del Sistema y con criterios económicos para la reducción de costes.
- Se contempla la posibilidad de reducción de la retribución de las instalaciones de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) 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.

Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con fecha 5 de junio de 2013 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado esta Ley, por la que se crea la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por medio del 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, la Comisión Nacional de la Competencia, 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 se compondrá 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 por mayoría absoluta de la Comisión correspondiente.

El Consejo constará 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 estará compuesta por cinco miembros cuya composición será rotatoria.

Como se ha indicado anteriormente, la nueva Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) asume las funciones hasta ahora desarrolladas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), si bien parte de dichas funciones pasarán 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.

Nuevas Medidas de Reforma iniciadas tras el Consejo de Ministros de 12 de julio de 2013.

El Consejo de Ministros de 12 de julio de 2013 puso en marcha la tramitación de un paquete de medidas de reforma en el sector energético con la finalidad de poner fin definitivamente a los desequilibrios que persisten en el Sistema Eléctrico, establecer un marco normativo que garantice la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico y mejorar el sistema de cara al consumidor, clarificando la factura y favoreciendo la competencia de cara al ciudadano.

Este conjunto de medidas está integrado por 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, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y un conjunto de disposiciones de desarrollo.

Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico.

En relación con este Real Decreto Ley, los principales aspectos contenidos en el mismo son los siguientes:

- Se establece un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos, que recibirán un complemento por sus costes de inversión basado en estándares por tecnologías garantizando una rentabilidad razonable basada en las Obligaciones del Tesoro a diez años más 300 puntos básicos, con revisión cada seis años.
- Se establece un régimen para las redes de transporte y la distribución que establece una retribución homogénea basada en las Obligaciones del Tesoro 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 en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, tendrán carácter definitivo, y para el resto del ejercicio se utilizará como tasa de retribución las Obligaciones del Tesoro a diez años más cien puntos básicos.
- Se incrementa el límite de avales en 4.000 millones de euros, para poder cubrir las emisiones asociadas al desajuste 2012, en relación con el cual se cuantifica su importe en 4.109 millones de euros, que tendrán carácter definitivo a efectos de su cesión.
- Se modifica el incentivo de inversión del mecanismo de pagos de capacidad, reduciéndose el importe de 26.000 a 10.000 euros/MW, pero ampliando el período durante el cual podrá percibirse al doble del tiempo que les restara actualmente hasta la finalización del plazo de diez años.
- Se contempla la financiación del Bono Social por las empresas matrices de los Grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica, en proporción a la suma del número de suministros conectados a las redes de distribución y los clientes suministrados por las empresas comercializadoras. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) propondrá los porcentajes de reparto de la financiación del Bono Social, siendo éste cubierto por los peajes de acceso hasta entonces.

- En el plazo de un mes desde la entrada en vigor, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo aprobará, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, una revisión de los peajes de acceso.
- Se contempla la posibilidad de revisión trimestral de los peajes de acceso con carácter excepcional cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o los parámetros utilizados en su cálculo.
- Se contempla que los Presupuestos Generales del Estado financiarán el 50% de la compensación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) del año anterior. En relación con el ejercicio 2013, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ha derogado esta financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Ha derogado la hasta entonces vigente Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, estableciendo un nuevo marco general de funcionamiento del sector y del régimen de actividades y agentes. Los cambios más significativos respecto al esquema vigente hasta su entrada en vigor son los siguientes:

- 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 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. Adicionalmente:
 - Cualquier incremento de costes o reducción de ingresos tendrá que llevar acompañada una reducción equivalente de otros costes o un incremento de ingresos. Al mismo tiempo, mientras existan partidas de coste destinadas a pagar deudas pendientes de año anteriores, no se podrán revisar a la baja los cargos.
 - Para los ejercicios que se inicien desde 2014, los desajustes temporales que se produzcan estarán limitados a un importe máximo anual del 2% de los ingresos estimados del Sistema (o del 5% en términos acumulados). Los desajustes y desviaciones transitorias que se produzcan serán financiados por todos los sujetos del sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda. En el supuesto de que se sobrepasen los límites antes indicados, se revisarán los peajes o cargos en un importe equivalente. Dentro de los límites citados, los desajustes que se produzcan generarán para los sujetos financiadores el derecho a su recuperación en los cinco años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.
 - En relación con el ejercicio 2013, se reconoce la existencia de un déficit por un importe máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse. Este déficit generará el derecho a su recuperación en los quince años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. Estos derechos podrán ser objeto de cesión, de acuerdo con el procedimiento que se establezca reglamentariamente.

- Los Presupuestos del Estado de cada año financiarán el 50% de la compensación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) del propio año.
- En cuanto a la retribución de las actividades, se establece que la retribución de las actividades de transporte, distribución, producción en los territorios no peninsulares 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 períodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años. La Ley fija la tasa de retribución de los activos para el primer período 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 Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos para las actividades de transporte, distribución y producción en los territorios no peninsulares, y en 300 puntos básicos para la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.
- Desaparece igualmente la diferenciación entre generación de energía eléctrica en régimen ordinario y régimen especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares para ciertas tecnologías.
- La Tarifa de Último Recurso (TUR), a la que se acogen la mayor parte de los consumidores domésticos, pasa a denominarse Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), manteniéndose la Tarifa de Último Recurso (TUR) para los consumidores vulnerables y aquellos que, sin cumplir los requisitos para tener derecho al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), transitoriamente no dispongan de un contrato en vigor con un comercializador en mercado libre.

Otros desarrollos reglamentarios.

Junto con las disposiciones anteriores, el Gobierno inició en julio de 2013 la tramitación del resto de desarrollos reglamentarios, que hacen referencia a las actividades de transporte, distribución, generación en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), renovables, autoconsumo, pagos de capacidad, así como a aspectos de comercialización y del suministro.

Con fecha 30 de diciembre se han 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 destacan:

- Se retribuirá la inversión de los activos en servicio no amortizados, considerando el valor neto de los mismos y una tasa de retribución financiera referenciada a las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 200 puntos básicos además de la operación y el mantenimiento de los activos.
- Se retribuirán los costes necesarios para ejercer la actividad de distribución como las lecturas de contadores, la contratación, la facturación de peajes de acceso y gestión de impagos, la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes, las tasas de ocupación de la vía pública, y los costes de estructura.

- Se incluyen incentivos y penalizaciones a la mejora de la calidad de suministro, a la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, así como un nuevo incentivo a la reducción del fraude.
- El sobrecoste derivado de normativas autonómicas o locales específicas no será sufragado por la tarifa eléctrica.
- El 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.
- 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 anuales y plurianuales para su aprobación, requiriendo igualmente informe favorable de las Comunidades Autónomas afectadas. Se establece también una limitación de desviaciones frente al estándar establecido, reconociendo sólo parcialmente el sobrecoste, que deberá estar debidamente justificado y auditado. Además, se minorará el volumen de inversión en caso de incumplimiento de los planes previstos y se establece la posibilidad de adelantar la construcción de una instalación, siempre que ésta estuviera prevista y que no sea a cargo del Sistema.

En la misma fecha ha sido igualmente publicado el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

Respecto al resto de desarrollos pendientes, incluyen, entre otros aspectos, la posibilidad de cierre temporal de instalaciones (hibernación) bajo estrictos criterios de garantía de seguridad de suministro, medidas para disminuir el coste de producción eléctrica en los Sistemas Eléctricos Extrapeninsulares e Insulares (SEIE) o el establecimiento de incentivos para el desarrollo de las energías renovables en Islas Canarias y Baleares. En relación con los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), la propuesta de Real Decreto en tramitación establece un esquema similar al actual, si bien se modifican determinados aspectos de los costes con la finalidad de mejorar la eficiencia del Sistema; la metodología planteada sería de aplicación desde 2014, contemplándose un período transitorio para 2012 y 2013; igualmente, se desarrollan o recogen aspectos ya contenidos en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en estos sistemas, antes mencionada.

Tarifa eléctrica para 2013.

Tras la celebración de la correspondiente subasta, la Resolución de 27 de diciembre de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas revisó la Tarifa de Último Recurso (TUR) para el primer trimestre de 2013, incrementándola un 3%.

Con fecha 16 de febrero de 2013 se publicó la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecieron los peajes de acceso desde el 1 de enero de 2013. Dicha Orden mantuvo los peajes de acceso sin cambios respecto a los que estaban vigentes previamente. Igualmente, incluyó otros aspectos, como la posibilidad de ceder al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) el desajuste del ejercicio 2012 conforme al importe que resulte de la liquidación de actividades reguladas 14/2012, o la inclusión en las liquidaciones de actividades reguladas de 2012 de cuantías de la compensación extrapeninsular de 2011 y 2012 no financiadas por Presupuestos Generales del Estado.

Tras la celebración de la correspondiente subasta, la Resolución de 25 de marzo de 2013 de la Dirección General de Política Energética y Minas revisó la Tarifa de Último Recurso (TUR) para el segundo trimestre de 2013, reduciéndola un 6,6%.

Del mismo modo, la Resolución de 26 de junio de 2013 de la Dirección General de Política Energética y Minas revisó la Tarifa de Último Recurso (TUR) para el tercer trimestre de 2013, incrementándola en un 1,3%.

En cumplimiento con el mandato establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, antes citado, con fecha 3 de agosto de 2013 se publicó la Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisaron los peajes de acceso, incrementándolos un 6,8% de media. Se revisó igualmente la Tarifa de Último Recurso (TUR), resultando un aumento del 3,1%.

Finalmente, y tras la celebración de la correspondiente subasta, la Resolución de 24 de septiembre de 2013 de la Dirección General de Política Energética y Minas revisó la Tarifa de Último Recurso (TUR) para el cuarto trimestre de 2013, incrementándola en torno a un 3%.

Por otro lado, con fecha 14 de enero de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW. De acuerdo con este Real Decreto, la facturación para los clientes acogidos a la Tarifa de Último Recurso (TUR) se realiza de forma bimestral desde el 1 de abril de 2013, basada en lecturas reales.

A 31 de diciembre de 2013, la insuficiencia de las tarifas de acceso devengadas durante 2013 para hacer frente a los costes del Sistema Eléctrico ha generado un déficit de ingresos de las actividades reguladas del que a ENDESA le ha correspondido financiar el 44,16% por importe de 1.979 millones de euros. Adicionalmente, durante este período se ha generado un déficit extrapeninsular de 905 millones de euros por el ejercicio 2013 correspondiendo la mayor parte de este importe a compensaciones que, conforme al Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, iban a ser financiadas por los Presupuestos Generales del Estado pero que, finalmente y conforme a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, serán financiadas con cargo a los peajes de acceso de 2013, aspecto que ha quedado recogido en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, de revisión de peajes para 2014.

Tarifa eléctrica para 2014.

El pasado 19 de diciembre de 2013 se celebró la vigesimoquinta subasta CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso) para la determinación del coste de la energía a integrar en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), que sustituye a la actual Tarifa de Último Recurso (TUR). Tras la subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) emitió con fecha 20 de diciembre un pronunciamiento en el que declaraba que no procedía validar los resultados de la subasta por la concurrencia de circunstancias atípicas durante su desarrollo y por haberse realizado en un contexto energético considerado no extrapolable al primer trimestre de 2014. En consecuencia, y de acuerdo con lo establecido en la normativa, la subasta ha quedado anulada a todos los efectos.

De acuerdo con ello, mediante Resolución de 20 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, se ha establecido que el precio resultante de la vigesimoquinta subasta CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso) no debe ser considerado

en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, al haber quedado anulada a todos los efectos.

Con fecha 28 de diciembre de 2013 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en el primer trimestre de 2014. Este Real Decreto Ley ha fijado los precios de los productos base y punta necesarios para el cálculo del coste de la energía a incluir en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) considerando las referencias de precios públicos del Operador del Mercado Ibérico a Plazo (OMIP) correspondientes a la cotización de los contratos Q1-14 en base y en punta en los seis últimos meses de negociación disponibles a fecha de aprobación del Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre. Fruto de ello, ha resultado una modificación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) a partir del 1 de enero de 2014, considerando constantes los peajes, del 1,4%, que ha sido aprobado mediante Resolución de 30 de diciembre de 2013. Por otro lado, el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, establece igualmente que se reconocerán a los comercializadores de referencia los desvíos entre los precios en él establecidos y el precio del mercado, que serán incorporados en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) del trimestre siguiente.

Con fecha 1 de febrero se ha publicado la Orden IET/107/2014, de revisión de peajes de acceso para 2014, que se incrementan de media desde el 1 de febrero en torno a un 2%. Esta Orden contempla una anualidad para la recuperación del déficit previsto para 2013, así como la inclusión con cargo a los peajes de acceso de 2013 de la compensación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) de dicho ejercicio que no son financiados finalmente por los Presupuestos Generales del Estado, todo ello conforme a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Del mismo modo, se ha revisado el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), de modo que su incremento medio tras el Real Decreto Ley 17/2013, de 29 de octubre, y la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, respecto a los vigentes a 31 de diciembre de 2013, es de un 2% aproximadamente.

Tarifa de gas natural para 2013.

La Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, revisó los peajes de acceso a partir de 1 de enero, habiendo sido el incremento general de los mismos del 1%, y la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de diciembre de 2012 aprobó una reducción de la TUR.1 y TUR.2 del 2,5% y 3,7%, respectivamente.

Tarifa de gas natural para 2014.

La Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, ha revisado los peajes de acceso a partir de 1 de enero, siendo el incremento general de los mismos en torno al 2%, habiéndose mantenido sin cambios relevantes las Tarifas de Último Recurso, aprobadas mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 26 de diciembre de 2012.

Ingresos: 21.512 millones de euros.

Los ingresos del Negocio en España y Portugal se situaron en 21.512 millones de euros en el ejercicio 2013, con una disminución del 7,1% respecto del ejercicio anterior.

De esta cifra, 20.494 millones de euros corresponden a la cifra de ventas (-7,0%) y 1.018 millones de euros a otros ingresos de explotación (-8,9%).

Ventas.

El detalle del epígrafe de "Ventas" del Negocio en España y Portugal del ejercicio 2013 es como sigue:

	Millones de Euros			% Var.
	2013	2012	Diferencia	
Ventas del Negocio en España y Portugal				
Ventas de Electricidad	15.244	17.019	(1.775)	(10,4)
Ventas Mercado Liberalizado	7.761	7.881	(120)	(1,5)
Ventas Comercializadora Ultimo Recurso	3.993	4.841	(848)	(17,5)
Ventas Mercado Mayorista	965	1.283	(318)	(24,8)
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	895	822	73	8,9
Compensaciones Extrapeninsulares	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.

La producción eléctrica de ENDESA en España y Portugal fue de 70.542 GWh en el ejercicio 2013 lo que supone una reducción del 9,9% respecto al ejercicio 2012. De esta cifra, 68.514 GWh corresponden a España (-9,9%), 1.176 GWh a Portugal (-13,5%) y 852 GWh al resto del segmento (-8,4%).

La producción eléctrica peninsular en el ejercicio 2013 fue de 56.179 GWh, un 10,3% menor que la del ejercicio 2012 debido al fuerte descenso de la producción, tanto de las centrales de carbón (-26,7%), como de los ciclos combinados (-62,2%), que se ha compensado, sólo en parte, por el incremento de la hidráulica (+77,8%). Por su parte, la producción nuclear también ha descendido un 3,7% como consecuencia del cese de explotación de la Central Nuclear de Santa María de Garoña.

Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 63,2% del "mix" de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario (51,6% en el ejercicio 2012), frente al 55,7% del resto del sector (44,1% en el ejercicio 2012).

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares fue de 12.335 GWh, con un descenso del 7,9% respecto del ejercicio 2012.

Comercialización a clientes del mercado liberalizado.

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado era de 3.802.064 (+33,9%) al término del ejercicio 2013: 3.635.862 (+33,9%) en el mercado peninsular español y 166.202 (+35,1%) en mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA al conjunto de estos clientes ascendieron a un total de 74.209 GWh en el ejercicio 2013, con una disminución del 3,8%.

Las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 7.761 millones de euros, un 1,5% inferiores a las ejercicio 2012.

A su vez, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España fueron de 895 millones de euros, un 8,9% superiores a las del ejercicio 2012.

Ventas Comercializadora de Último Recurso.

Durante el ejercicio 2013 ENDESA ha vendido 21.913 GWh a través de su sociedad Comercializadora de Último Recurso, un 14,5% menos que durante el ejercicio 2012 como consecuencia del paso de clientes acogidos a la Tarifa de Último Recurso (TUR) al mercado liberalizado.

Estas ventas han supuesto un ingreso de 3.993 millones de euros en el ejercicio 2013, un 17,5% inferior al del ejercicio 2012.

Distribución de electricidad.

ENDESA distribuyó 112.031 GWh en el mercado español durante el ejercicio 2013, un 2,9% menos que en el ejercicio 2012.

Los ingresos regulados de la actividad de distribución durante 2013 han ascendido a 2.001 millones de euros, con una reducción del 1,2% respecto de los registrados en 2012. Para analizar esta evolución hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La base de comparación de los ingresos registrados en el ejercicio 2012 incorporaba la reducción de la retribución de la distribución que se aplicó desde el 1 de enero de 2012 de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, y que supuso que los ingresos regulados de la actividad de distribución de 2012 se redujeran en un 9,6% respecto de los registrados en el mismo período de 2011.
- Durante el primer semestre de 2013 los ingresos registrados por la actividad de distribución aumentaron un 6,6% respecto de los del mismo semestre de 2012.
- Los ingresos registrados durante el segundo semestre de 2013 han disminuido un 14,2% como consecuencia fundamentalmente de la reducción de la retribución de distribución aplicable desde el 14 de julio de 2013 de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio.

Por lo tanto, como consecuencia de la aplicación de los Reales Decretos Ley 13/2012, de 30 de marzo, y 9/2013, de 12 de julio, los ingresos regulados de distribución del segundo semestre de 2013, que ya incorporan el impacto de ambos Reales Decretos Ley, se han reducido un 17,5% respecto de los que se registraron en el mismo período de 2011.

Comercialización de gas.

ENDESA ha vendido 57.334 GWh a clientes en el mercado liberalizado de gas natural en el ejercicio 2013, lo que supone un aumento del 1,6% respecto del total de ventas de gas del ejercicio 2012.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado fueron de 2.042 millones de euros, con un aumento del 5,9%.

Otros ingresos de explotación.

Los "Otros Ingresos de Explotación" del ejercicio 2013 han disminuido en 100 millones de euros respecto del ejercicio anterior.

El epígrafe de "Otros Ingresos de Explotación" del ejercicio 2012 incluía 157 millones de euros por la imputación como ingreso de la parte de los derechos de emisión de CO₂ asignados a ENDESA en el marco del Plan Nacional de Asignación (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 han desaparecido los Planes Nacionales de Asignación (PNA) no recogiendo, en consecuencia, ningún importe por este concepto en el ejercicio 2013.

Costes de explotación.

La distribución de los costes de explotación del Negocio en España y Portugal del ejercicio 2013 fue la siguiente:

	Millones de Euros			% Var.
	2013	2012	Diferencia	
Costes de Explotación del Negocio en España y Portugal				
Aprovisionamientos y Servicios	15.951	16.933	(982)	(5,8)
Compras de Energía	5.274	5.848	(574)	(9,8)
Consumo de Combustibles	2.817	3.052	(235)	(7,7)
Gastos de Transporte de 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)

Aprovisionamientos y servicios (costes variables).

Los costes por aprovisionamientos y servicios (costes variables) del ejercicio 2013 han ascendido a 15.951 millones de euros, con una reducción del 5,8% respecto del ejercicio anterior.

Este epígrafe incluye 664 millones de euros correspondientes al impacto negativo de algunas de las medidas aprobadas en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, cuya entrada en vigor ha tenido lugar en el ejercicio 2013.

A pesar del impacto negativo de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, mencionado en el párrafo anterior, los costes variables han disminuido como consecuencia, fundamentalmente, de la reducción del 9,8% en las compras de energía, que se situaron en 5.274 millones de euros debido al menor precio medio de compra, y a la reducción del 7,7% en el consumo de combustibles, que se situó en 2.817 millones de euros debido a la menor producción térmica del período. Por otra parte, el coste de los derechos de emisión de CO₂ consumidos durante el período, que se incluye en el epígrafe "Otros Aprovisionamientos y Servicios" ha sido 137 millones de euros inferior al del ejercicio 2012 como consecuencia, tanto de la reducción de la generación eléctrica con tecnologías emisoras de CO₂, como del precio de mercado de los derechos de emisión. Esta reducción del coste se compensa con los 157 millones de euros de reducción del ingreso registrado por la imputación a los resultados del ejercicio 2012 de los derechos de emisión de CO₂ recibidos gratuitamente de acuerdo con el Plan Nacional de Asignación (PNA).

Por último, durante el ejercicio 2013, se ha registrado en este epígrafe un menor gasto por la retrocesión del coste de 102 millones de euros registrado entre los ejercicios 2009-2011 por el Bono Social de acuerdo al Auto del Tribunal Supremo 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.

Gastos de personal y otros gastos de explotación (costes fijos).

Los costes fijos ascendieron a 2.386 millones de euros en el ejercicio 2013, con una reducción de 142 millones de euros (-5,6%) respecto al ejercicio 2012 como consecuencia de la política de reducción de costes implantada.

Los "Gastos de personal" se situaron en 1.043 millones de euros, con una disminución del 3,2% a pesar de incorporar costes asociados a la reducción de plantilla. Para analizar esta variación hay que tener en cuenta la variación de 23 millones de euros en los costes de personal de carácter no recurrente, que incluyen 57 millones de mayores indemnizaciones y 34 millones de euros de menores costes por actualización de las provisiones por expedientes de regulación de empleo. Sin tener en consideración los mismos, los costes de personal de carácter recurrente disminuyeron un 5,4% como consecuencia de la contención salarial y de la reducción del 3,7% en la plantilla media de este Negocio.

Por lo que respecta a los "Otros gastos de explotación", se situaron en 1.343 millones de euros, lo que supone una disminución de 107 millones de euros (-7,4%) debido a la política de reducción de costes implantada.

Amortizaciones y pérdidas por deterioro.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 1.626 millones de euros en el ejercicio 2013, con una disminución de 172 millones de euros (-9,6%) respecto al ejercicio 2012.

En el ejercicio 2012 este epígrafe incluía los saneamientos realizados sobre los activos correspondientes a la Central Nuclear Santa María de Garoña y los activos de Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U. por importes 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 financiero neto: 100 millones de euros.

El resultado financiero neto del ejercicio 2013 supuso un coste de 100 millones de euros, 161 millones de euros menos que en el ejercicio 2012.

Esta variación se compone de una reducción de 128 millones de euros en los gastos financieros netos y una reducción de 33 millones de euros en las diferencias de cambio netas, que han pasado de un gasto de 5 millones de euros en el ejercicio 2012 a un ingreso de 28 millones de euros en el ejercicio 2013.

Con respecto a los gastos financieros netos, la evolución de los tipos de interés a largo plazo producida, tanto en el ejercicio 2013 como en el ejercicio 2012, 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, en el ejercicio 2013 y 76 millones de euros, negativos, en el ejercicio 2012.

Aislado dicho impacto, los gastos financieros netos se habrían reducido en 41 millones de euros (-22,8%), como consecuencia del menor coste medio de financiación y de la reducción de deuda durante el período.

Inversiones brutas: 933 millones de euros.

Las inversiones brutas del Negocio en España y Portugal fueron de 933 millones de euros en el ejercicio 2013 según el siguiente detalle:

Inversiones del Negocio en España y Portugal			
	Millones de Euros		% Var.
	2013	2012	
Generación	267	420	(36,4)
Distribución y Transporte	509	840	(39,4)
Otros	5	5	-
TOTAL MATERIAL	781	1.265	(38,3)
Inmaterial ⁽¹⁾	95	102	(6,9)
Financiera	57	46	23,9
TOTAL ⁽²⁾	933	1.413	(34,0)

(1) Excluyendo los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), "Certified Emissions Reductions" (CERs) y "Emission Reductions Unit" (ERUs).

(2) En el ejercicio 2012, no incluía 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.

En el Negocio en España y Portugal, las inversiones brutas de generación del ejercicio 2013 se corresponden en su mayor parte con inversiones recurrentes en las plantas. Por lo que respecta a las inversiones brutas 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.

2.2.2. Negocio en Latinoamérica.

Beneficio neto del Negocio en Latinoamérica: 703 millones de euros.

El beneficio neto del Negocio en Latinoamérica de ENDESA en el ejercicio 2013 se situó en 703 millones de euros, lo que supone un aumento del 12,7% con respecto al ejercicio 2012, siendo su contribución al resultado neto total de ENDESA igual al 37,4%.

Por su parte, el resultado bruto de explotación (EBITDA) ha sido de 3.443 millones de euros lo que supone un aumento del 7,3% respecto del ejercicio 2012. El resultado de explotación (EBIT) se ha situado en 2.651 millones de euros, un 9,5% superior al del ejercicio 2012.

Estos aumentos se deben, fundamentalmente, a la aprobación el 7 de mayo de 2013 de la Resolución 250/2013 emitida por la Secretaría de Energía de la República Argentina que ha reconocido a Empresa Distribuidora Sur, S.A. el ingreso por los costes no trasladados a tarifa desde 2007 hasta febrero de 2013, en aplicación del ajuste del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Con esta medida regulatoria, Empresa Distribuidora Sur, S.A. ha registrado un aumento de sus ingresos operativos en 2013 por importe de 293 millones de euros más 40 millones de euros

en concepto de ingreso financiero neto, con un impacto sobre el resultado neto de 94 millones de euros.

Por otra parte, esta mejora en los ingresos se ha visto parcialmente compensada por los sobrecostos soportados por las compañías de distribución de Brasil durante el período en la adquisición de la energía, que no han podido ser recuperados en su totalidad a través de las medidas extraordinarias adoptadas por el Gobierno brasileño para compensar, de forma inmediata, a los distribuidores del efecto de esta situación excepcional.

La compensación por dichos sobrecostos conforme al Decreto Presidencial 7.945/2013 ha ascendido a 189 millones de euros frente a unos sobrecostos soportados hasta el 31 de diciembre de 2013 de 252 millones de euros. Por tanto, el importe no cubierto por las medidas extraordinarias establecidas por el Gobierno brasileño ha ascendido a 63 millones de euros, que serán recuperados por las compañías distribuidoras de la forma habitual establecida por la regulación eléctrica brasileña, es decir, mediante su incorporación en futuras revisiones tarifarias.

Asimismo, los resultados de este Negocio se han visto impactados negativamente por la significativa devaluación de las monedas locales en que las sociedades desarrollan su actividad respecto del euro, que ha supuesto una disminución de 349 millones de euros sobre el resultado bruto de explotación (EBITDA), respecto al que hubiese resultado de haberse mantenido los tipos de cambio similares a los de 2012.

Indicadores clave.

El entorno económico de los países en los que operan las compañías de ENDESA se ha caracterizado por el crecimiento de la demanda de electricidad durante el ejercicio 2013, habiéndose producido aumentos de la demanda en Perú (+5,9%) y Chile (+4,3% en el SIC y +3,8% en el SING), Argentina (+3,8%), Brasil (+3,5%) y Colombia (+3,2%).

En ese entorno, las ventas de distribución de las compañías de ENDESA, sin incluir peajes y consumos no facturados, se situaron en 61.512 GWh, con un incremento del 3,0% respecto del ejercicio 2012, habiéndose registrado aumentos en Brasil (+4,4%), Chile (+4,4%), Perú (+2,7%), Argentina (+1,3%) y Colombia (+1,0%).

Por lo que respecta al negocio de generación de ENDESA, la producción de electricidad ha disminuido en un 2,0%, alcanzando los 61.885 GWh, habiéndose producido reducciones en Perú (-7,6%), Colombia (-4,1%), Brasil (-3,6%) y Chile (-1,6%) y, habiendo aumentado únicamente en Argentina (+3,4%).

Generación y ventas de electricidad del Negocio en Latinoamérica					
	Generación (GWh)			Distribución (GWh)	
	2013	% Var.2012		2013	% Var.2012
Argentina	15.743	3,4		14.953	1,3
Brasil	4.992	(3,6)		18.799	4,4
Chile	19.874	(1,6)		13.030	4,4
Colombia	12.747	(4,1)		8.274	1,0
Perú	8.529	(7,6)		6.456	2,7
TOTAL	61.885	(2,0)		61.512	3,0

Márgenes unitarios.

El margen unitario de la actividad de generación ha aumentado un 8,3%, situándose en 29,8 €/MWh. Durante el ejercicio 2013 se han producido mejoras en Argentina (+32,7%), Chile (+25,2%), Perú (+9,4%) y Colombia (+2,2%), que han compensado la reducción en el margen unitario de generación de Brasil (-9,3%).

Por lo que se refiere al margen unitario de la actividad de distribución del ejercicio 2013, se situó en 34,7 €/MWh, con un aumento del 0,2% respecto del ejercicio 2012, como consecuencia de la variación de Argentina (+125,0%) debido al reconocimiento puntual del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) desde 2007. En el resto de países, el margen unitario de la actividad de distribución ha disminuido: Brasil (-18,4%), Colombia (-8,1%), Perú (-8,1%), y Chile (-6,8%).

Desarrollo de nueva capacidad.

En relación a la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), durante 2013 se han continuado gestionando los acuerdos sociales y contractuales que permitirán ejecutar los trabajos en el embalse. Se están cerrando los acuerdos con la población residente y no residente de la zona del embalse que será relocalizada, y se ha iniciado la ejecución del contrato de reconstrucción de las vías sustitutivas de la zona de embalse. Lo anterior ha permitido continuar enfocándose en los trabajos de movimiento de tierra para terminar los rellenos de la presa.

Por lo que se refiere al Proyecto térmico de Talara en Perú (183 MW), el 11 de julio de 2013 se puso en operación comercial la planta.

Aspectos Regulatorios.

La información relativa a la regulación del Negocio en Latinoamérica se incluye en la Nota 4 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Desde el punto de vista regulatorio, las principales novedades del período son las siguientes:

Argentina.

El 26 de marzo de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 95/2013, que estableció un nuevo marco regulatorio para la generación eléctrica, basado en un esquema que paga los costes fijos, los costes variables y contempla una remuneración adicional. El nuevo marco regulatorio establece también que la gestión de los combustibles y la gestión del mercado a término es responsabilidad de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), una vez vencidos los contratos vigentes.

En el ámbito de la distribución, el 7 de mayo de 2013 se aprobó la Resolución 250/2013 de la Secretaría de Energía que reconoce los ingresos correspondientes a los costes no trasladados a tarifa desde 2007 hasta febrero de 2013 en aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) permitiendo realizar la compensación de estos ingresos con los importes ya percibidos por el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE) y con otras obligaciones con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). En desarrollo de esta Resolución, el 6 de noviembre de 2013, la Secretaría de Energía publicó la Nota 6852 en la que autoriza a Empresa Distribuidora Sur, S.A. a realizar la compensación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) con deudas generadas a partir del Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE) para el período marzo-septiembre de 2013.

Por último, durante todo el año 2013 ha seguido vigente y se ha ido prorrogando la figura del "veedor" en Empresa Distribuidora Sur, S.A., que fue designado originariamente mediante Resolución del Ente Regulador del Sector Eléctrico (ENRE) 183/2012. Originariamente la veeduría ha ido recayendo en la persona del Vicepresidente del Ente Regulador del Sector Eléctrico (ENRE). Sin embargo, la Resolución del Ente Regulador del Sector Eléctrico (ENRE) 31/2014 le releva en el cargo y designa a su Presidente como nuevo veedor por 90 días hábiles prorrogables hasta el 19 de junio de 2014.

Brasil.

El 14 de enero de 2013 se promulgó la Ley 12.783 de conversión de la Medida Provisoria 579 aprobada en septiembre 2012, que define los términos sobre la renovación de las concesiones y la reducción de las tarifas por eliminación de gravámenes sectoriales. En cumplimiento de dicha Ley, el 25 de enero de 2012 el regulador brasileño, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), aprobó una revisión tarifaria extraordinaria con un porcentaje de reducción promedio del 20% de las tarifas para los clientes regulados, como resultado, de una parte, del menor coste de la energía derivado de la renovación de las concesiones de generación y transmisión y, de otra parte, de la reducción de los cargos tarifarios.

El 8 de marzo de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto Presidencial 7.945/2013, que autoriza el traspaso de recursos del Gobierno hacia las distribuidoras para el pago de parte de los costes adicionales que están soportando las sociedades distribuidoras derivados del despacho de generación térmica y de la exposición contractual en el mercado spot. Respecto a los costes adicionales que no recibirán la compensación inmediata del Gobierno, éstos serán recuperados a través de la tarifa tal y como prevé la reglamentación. Igualmente, estos costes adicionales podrán ser recibidos también a través de la tarifa o por nuevos traspasos de recursos, según definición de la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), en los respectivos reajustes tarifarios.

El 11 de marzo de 2013 la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), con carácter extraordinario, aprobó la postergación hasta el 15 de abril 2013 del reajuste tarifario de Ampla Energia e Serviços, S.A., inicialmente previsto para el 15 de marzo. Las nuevas tarifas vigentes desde el 15 de abril de 2013 suponen un incremento promedio del Valor Agregado de Distribución (margen de distribución) (VAD) del 7,8%.

Por su parte, el 19 de abril de 2013 la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprobó definitivamente el índice anual de reajuste tarifario de la Companhia Energética do Ceará, S.A. Las nuevas tarifas, vigentes a partir del 22 de abril de 2013, contemplan un aumento promedio del Valor Agregado de Distribución (VAD) del 5,5%.

El 23 de julio de 2013, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprobó la Resolución Normativa 570/2013 que establece los requisitos y procedimientos para la creación del proveedor minorista de electricidad. Según la norma, los comercializadores o los generadores pueden ser representantes de los agentes que contraten su demanda en el mercado de contratación libre, y también de los agentes generadores de potencia menor o igual a 50 MW que no tengan contratos de comercialización en el mercado regulado y/o en el mercado de reserva. La norma es un avance en la ampliación del mercado de la energía libre, que representa hoy el 27% del consumo nacional.

Además, el 13 de agosto de 2013 la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprobó la Resolución Normativa 572/2013, que establece un nuevo procedimiento para la concesión de la tarifa social de electricidad. Según este nuevo procedimiento, los distribuidores deben comprobar si el cliente de baja renta está inscrito en un programa social del Gobierno Federal.

Por último, el 12 de diciembre de 2013, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) decidió ampliar hasta finales de 2014 el período de prueba del nuevo sistema de tarifas, denominado banderas tarifarias. La propuesta del sistema de bandera tarifarias (verde, amarilla y roja) responde a cambios mensuales en las tarifas de energía aplicadas a los clientes para señalar aumentos en los costes de compra de energía. La propuesta inicial era que el sistema entrase en vigor en 2014, pero la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) decidió postergar un año para mejorar el ajuste normativo.

Chile.

El 2 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto que establece las fórmulas tarifarias aplicables a los usuarios regulados de Chilectra, S.A. El Decreto prevé una rebaja efectiva de las tarifas del 4,5%, principalmente debido a ganancias de eficiencia, entre otros aspectos. Las nuevas tarifas son de aplicación retroactiva desde el 4 de noviembre de 2012.

Además, con fecha 9 de abril de 2013 se publicó el Decreto que establece las tarifas de subtransmisión aplicables también a Chilectra, S.A., que se encontraba pendiente. Las nuevas tarifas no tienen impacto y son de aplicación retroactiva desde el 1 de enero de 2011.

El 19 de agosto de 2013 se publicó un nuevo Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Esta normativa actualiza y corrige algunos procedimientos para evaluar los proyectos de inversión con el fin de realizar una evaluación pertinente en etapas tempranas del Proyecto, mejora los plazos reglamentarios en materia ambiental y limita a dos el número de veces que la autoridad puede solicitar información al titular del Proyecto.

El 14 de octubre de 2013 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.701, que tiene por objeto agilizar la tramitación de las concesiones eléctricas. La nueva Ley simplifica el proceso de concesión provisional, acorta los tiempos de tramitación, precisa las posibles observaciones y oposiciones a los proyectos, modifica el proceso de notificaciones, establece procedimientos judiciales sumarios, introduce la posibilidad de dividir la solicitud de concesiones, modifica el procedimiento de tasación de los inmuebles y soluciona los conflictos entre diferentes tipos de concesión.

El 22 de octubre de 2013 fue publicada la denominada Ley 20.698, que modifica la Ley 20.257 de incentivo del uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). La nueva normativa aprobada establece para el año 2025 una cuota obligatoria de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) del 20% sobre la matriz eléctrica, respetando la senda de retiros contemplada en la Ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013, es decir, para los contratos firmados entre 2007 y julio de 2013, el objetivo es del 10% en 2024, mientras que para aquellos firmados después será del 20% en 2025.

Perú.

El 16 de octubre de 2013 el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) publicó la Resolución 203/2013 que fija las tarifas de distribución de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. para el período noviembre 2013 a octubre 2017. La Resolución contempla un incremento del Valor Agregado de Distribución (VAD) de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. del 1,2% respecto al Valor Agregado de Distribución (VAD) vigente anterior.

El Congreso de la República, a través de la Ley N° 30115, Ley de Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el año Fiscal 2014, publicada el 2 de diciembre de 2013,

aprobó la prórroga de la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2016. Dicho Decreto estableció que, a partir del 1 de enero de 2009, los costes marginales serían determinados considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, y dispuso que la diferencia entre los costes variables de operación en que incurriesen las centrales que operasen con costes variables superiores a los costes marginales serían cubiertos por la demanda mediante un cargo adicional en el peaje de transmisión.

Operaciones Corporativas.

Ampliación de capital de Enersis, S.A.

Con fecha 20 de diciembre de 2012, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis, S.A. aprobó un aumento de capital en dicha sociedad por un total de 16.441.606.297 acciones a un precio de 173 pesos chilenos por acción, que fue suscrito en su totalidad el pasado 28 de marzo de 2013, por un importe total equivalente a 4.562 millones de euros, de los cuales 1.796 millones de euros han correspondido a la aportación en efectivo de accionistas minoritarios.

ENDESA suscribió la parte que le correspondía de la referida ampliación de capital mediante la aportación del 100% del capital social de Cono Sur Participaciones, S.L.U., sociedad propietaria de sus participaciones directas en la región, a excepción de las participaciones en la propia Enersis, S.A. y en Empresa Propietaria de la Red, S.A.

Como resultado de este aumento de capital, se han unificado en Enersis, S.A. todas las participaciones de ENDESA en Sudamérica y se ha dotado a dicha compañía de los recursos necesarios para llevar adelante un significativo plan de crecimiento y expansión en la región.

Con efectos 1 de julio de 2013, se ha producido la absorción por parte de Inversiones Sudamérica Ltda de Cono Sur Participaciones, S.L.U., procediéndose a la liquidación de ésta última. Posteriormente, con fecha 1 de octubre de 2013 se ha procedido a la liquidación de Inversiones Sudamérica Ltda habiendo quedado todas las participaciones aportadas por ENDESA a través de Cono Sur Participaciones, S.L.U. integradas directamente en Enersis, S.A. Estas operaciones no han supuesto efecto alguno sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA.

Ampliación de capital de ENDESA Costanera, S.A.

Con fecha 5 de abril de 2013 la Asamblea de Accionistas de ENDESA Costanera S.A. resolvió aumentar el capital social por un importe de hasta 555 millones de pesos argentinos (equivalente a 76 millones de euros) y, en consecuencia, la emisión de hasta un total de 555 millones de nuevas acciones ordinarias escriturales de un valor nominal de un peso argentino por acción y con derecho a un voto por acción, de los cuales 17 millones de euros han correspondido a la aportación en efectivo de los accionistas minoritarios.

Esta operación de ampliación de capital culminó el pasado 21 de noviembre de 2013, habiéndose incrementado la participación de ENDESA desde un 69,76% a un 75,68%.

Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (OPA) sobre Companhia Energética do Ceará, S.A.

Con fecha 14 de enero de 2014 Enersis, S.A. presentó una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (OPA) a un precio por acción de 49 reales brasileños, dirigida a los accionistas

minoritarios de Companhia Energética do Ceará, S.A., sociedad distribuidora brasileña de electricidad ya controlada a través de ENDESA Brasil, S.A., que posee un 58,87% de las acciones emitidas por ésta.

Transcurrido el periodo de aceptación, que culminó el pasado 17 de febrero de 2014 con la preceptiva subasta, Enersis, S.A. ha adquirido 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferentes Clase A y 424 acciones preferentes Clase B de la referida compañía por un importe total de 242 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 175 millones de euros), que fueron pagados el 20 de febrero de 2014.

En consecuencia, como resultado de la Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (OPA), Enersis, S.A. ha incrementado su participación en Companhia Energética do Ceará, S.A. en un 15,13%, de manera que su participación directa e indirecta en dicha sociedad a la fecha de presentación de este Informe de Gestión Consolidado es del 74,00%.

Adicionalmente, en virtud de los resultados de la subasta mencionada y atendiendo a la legislación y normativa brasileña, Enersis, S.A. ha prorrogado la vigencia de su Oferta para las acciones ordinarias de Companhia Energética do Ceará, S.A., por tres meses adicionales y en las mismas condiciones de precio.

Resultado bruto de explotación (EBITDA): 3.443 millones de euros.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del Negocio latinoamericano de ENDESA ascendió a 3.443 millones de euros en el ejercicio 2013, con un aumento del 7,3% respecto del ejercicio 2012.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) presenta un impacto negativo de 349 millones de euros en comparación con el del ejercicio anterior debido a la evolución del tipo de cambio del euro en relación con las monedas locales de los países en los que opera.

A su vez, el resultado de explotación (EBIT) fue de 2.651 millones, un 9,5% superior al obtenido en el ejercicio 2012 (266 millones de euros de impacto negativo debido a la evolución del tipo de cambio del euro con las monedas locales).

La distribución de estos resultados entre los negocios en los que ENDESA desarrolla actividades es la siguiente:

EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica						
	EBITDA (Millones de Euros)			EBIT (Millones de Euros)		
	2013	2012	% Var.	2013	2012	% Var.
Generación y Transporte	1.835	1.695	8,3	1.466	1.317	11,3
Distribución	1.654	1.544	7,1	1.233	1.125	9,6
Otros	(46)	(30)	NA	(48)	(22)	NA
TOTAL	3.443	3.209	7,3	2.651	2.420	9,5

La distribución de estos resultados entre los países en los que ENDESA desarrolla actividades fue la que se indica a continuación:

EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica - Generación y Transporte						
	EBITDA (Millones de Euros)			EBIT (Millones de Euros)		
	2013	2012	% Var.	2013	2012	% Var.
Argentina	101	49	106,1	50	4	NA
Brasil	218	256	(14,8)	198	235	(15,7)
Chile	581	457	27,1	434	296	46,6
Colombia	610	602	1,3	553	541	2,2
Perú	257	249	3,2	183	182	0,5
TOTAL GENERACIÓN	1.767	1.613	9,5	1.418	1.258	12,7
Interconexión Brasil-Argentina	68	82	(17,1)	48	59	(18,6)
TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE	1.835	1.695	8,3	1.466	1.317	11,3

EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica – Distribución						
	EBITDA (Millones de Euros)			EBIT (Millones de Euros)		
	2013	2012	% Var.	2013	2012	% Var.
Argentina	208	(61)	NA	185	(87)	NA
Brasil	566	678	(16,5)	358	491	(27,1)
Chile	268	272	(1,5)	215	217	(0,9)
Colombia	470	503	(6,6)	371	392	(5,4)
Perú	142	152	(6,6)	104	112	(7,1)
TOTAL DISTRIBUCIÓN	1.654	1.544	7,1	1.233	1.125	9,6

Generación y transporte.

Argentina.

El aumento de la producción (+3,4%) durante 2013 junto con el aumento de los márgenes unitarios (+32,7%) por la aplicación de la nueva regulación han producido un aumento en el resultado bruto de explotación (EBITDA) del 106,1% respecto a 2012 hasta 101 millones de euros.

El resultado de explotación (EBIT) del ejercicio ascendió a 50 millones de euros, con un aumento de 46 millones de euros respecto al ejercicio anterior.

Brasil.

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Brasil se situó en 4.992 GWh en el ejercicio 2013, con una reducción del 3,6% respecto del ejercicio 2012, habiendo disminuido en la central de Cachoeira por peor hidrología.

La disminución en la actividad de generación y la caída en los márgenes unitarios (-9,3%) han provocado que el resultado bruto de explotación (EBITDA) del período se sitúe en 218 millones de euros (-14,8%). El resultado de explotación (EBIT) ha disminuido un 15,7%, situándose en 198 millones de euros.

Chile.

En el ejercicio 2013 el resultado bruto de explotación (EBITDA) de la actividad de generación en Chile ha aumentado en 124 millones de euros (+27,1%), hasta situarse en 581 millones de euros.

A pesar de las desfavorables condiciones hidrológicas en Chile, la generación eléctrica de las compañías participadas en dicho país sólo ha disminuido un 1,6%, hasta 19.874 GWh, en comparación con el año anterior debido al mayor despacho térmico por el inicio de la operación de la central Bocamina II. Esta circunstancia, junto con la mejora en el margen unitario (+25,2%) ha dado lugar al aumento del resultado bruto de explotación (EBITDA) antes mencionado.

El resultado de explotación (EBIT) del ejercicio ha aumentado en 138 millones de euros (+46,6%) con respecto al ejercicio anterior hasta situarse en 434 millones de euros.

Como consecuencia de los cargos formulados por la Superintendencia de Medioambiente de la República de Chile contra Empresa Nacional de Electricidad, S.A. debido a una serie de infracciones a la Resolución Exenta Nº 206, desde el 17 de diciembre de 2013 la Central Térmica Bocamina II se encuentra paralizada mientras se tramita el recurso de protección presentado contra la sociedad.

Colombia.

En Colombia, la menor producción del período por peor hidrología (-4,1%) ha sido compensada por el impacto favorable del aumento en el margen unitario (+2,2%).

El resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) de la generación han aumentado en 8 y 12 millones de euros, respectivamente, en el ejercicio 2013 respecto al año anterior situándose en 610 y 553 millones de euros, respectivamente.

Perú.

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Perú se situó en 8.529 GWh en el ejercicio 2013, con una reducción del 7,6% respecto del ejercicio 2012.

La menor producción del período ha sido compensada con el aumento en el margen unitario (+9,4%) que, junto con el importe registrado en relación con el siniestro de la unidad TG7 de Santa Rosa (29 millones de euros), han provocado un aumento del 3,2% en el resultado bruto de explotación (EBITDA), que se situó en 257 millones de euros, y del 0,5% en el resultado de explotación (EBIT), que ascendió a 183 millones de euros.

Interconexión entre Brasil y Argentina.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) obtenido durante el ejercicio 2013 han sido de 68 y 48 millones de euros, respectivamente, inferior en 14 y 11 millones de euros con respecto al ejercicio 2012.

El impacto negativo que presentan ambas magnitudes en comparación con el ejercicio anterior es debido en su mayor parte a la evolución del tipo de cambio del euro en relación con la moneda local.

Distribución.

Argentina.

La aplicación de la Resolución 250/2013 de la Secretaría de Energía aprobada el 7 de mayo de 2013 ha supuesto el registro de un ingreso por importe de 293 millones de euros. Este ingreso ha

compensado la situación del resultado bruto de explotación (EBITDA) negativo en que se encontraba el Negocio de modo que el resultado bruto de explotación (EBITDA) del ejercicio 2013 se ha situado en 208 millones de euros, positivos, frente a 61 millones de euros, negativos, del ejercicio 2012.

No obstante, sin considerar este ingreso de 293 millones de euros, el resultado bruto de explotación (EBITDA) habría sido negativo por importe de 85 millones de euros, a pesar de que dicho importe incluye también el reconocimiento contemplado en la Nota 6852 de 6 de noviembre de 2013 de los costes no trasladados a tarifa hasta septiembre de 2013, en aplicación del ajuste del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por importe de 88 millones de euros, lo que pone de manifiesto la insuficiencia de dicho mecanismo para asegurar una rentabilidad adecuada para este Negocio.

Por su parte, el resultado de explotación (EBIT) ha sido de 185 millones de euros, positivos, frente a 87 millones de euros, negativos, del ejercicio anterior.

Brasil.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) se situó en 566 millones de euros, y el resultado de explotación (EBIT) en 358 millones de euros, con una disminución del 16,5% y del 27,1%, respectivamente, sobre el ejercicio 2012.

Esta disminución se debe a los sobrecostes soportados por las compañías distribuidoras durante el período, derivados del despacho de generación térmica y de la exposición contractual en el mercado spot, que no han podido ser compensados de forma inmediata mediante el mecanismo establecido por el Decreto Presidencial 7.945/2013.

El importe de los sobrecostes no compensados por el mecanismo establecido por el Decreto Presidencial 7.945/2013 ha ascendido a 63 millones de euros que se recuperarán mediante su incorporación a la tarifa en sucesivas revisiones tarifarias de acuerdo con lo establecido por la regulación brasileña.

Al efecto indicado en el párrafo anterior, hay que añadir también el provocado por la evolución de tipo de cambio del euro en relación con la moneda local.

La mayor reducción del resultado de explotación (EBIT) respecto del resultado bruto de explotación (EBITDA) se debe al incremento del 11,2% en las amortizaciones y provisiones por deterioro debido, fundamentalmente, al saneamiento realizado de activos que han dejado de estar operativos por importe de 44 millones de euros.

Chile.

El aumento de las ventas físicas (+4,4%) derivado de la evolución positiva de la demanda (+4,3%) no ha compensado la reducción del margen unitario (-6,8%).

El resultado bruto de explotación (EBITDA) de la distribución en Chile se ha situado en 268 millones de euros en 2013 con una disminución del 1,5% respecto al ejercicio anterior, y el resultado de explotación (EBIT) ha disminuido un 0,9% situándose en 215 millones de euros.

Colombia.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) de la distribución en Colombia han experimentado disminuciones del 6,6% y del 5,4%, situándose en 470 y 371 millones de euros, respectivamente.

Pese al aumento de la demanda en Colombia (+3,2%) y de las ventas físicas (+1,0%), el resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) se han visto reducidos como consecuencia de la evolución de la demanda en la ciudad de Bogotá (-3,0%), y la reducción en el margen unitario (-8,1%) dada la indexación de las tarifas al Índice de Precios al Productor (IPP).

Perú.

Las magnitudes económicas de la distribución en Perú se han reducido durante 2013 a pesar del aumento de la demanda (+5,9%) y de las ventas físicas (+2,7%) como consecuencia de la reducción en el margen unitario (-8,1%) por el efecto negativo de la indexación de la tarifa.

Ello ha situado el resultado bruto de explotación (EBITDA) en 142 millones de euros, un 6,6% inferior al de 2012, y el resultado de explotación (EBIT) en 104 millones de euros, un 7,1% inferior respecto al obtenido en 2012.

Resultado financiero neto: 250 millones de euros.

Los resultados financieros netos del Negocio en Latinoamérica de ENDESA supusieron un coste de 250 millones de euros en el ejercicio 2013, lo que supone una disminución del 34,2% respecto del mismo período de 2012. Los gastos financieros netos ascendieron a 216 millones de euros en el ejercicio 2013, lo que representa una disminución de 127 millones de euros, es decir, del 37,0%.

Para analizar esta evolución ha de tenerse en cuenta que en Argentina, el reconocimiento del ajuste del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) ha generado unos ingresos financieros netos por importe de 40 millones de euros. Por otra parte, los gastos financieros netos del ejercicio 2013 y 2012 incluían el reconocimiento de un importe igual a 83 y 180 millones de euros, respectivamente, correspondiente a la actualización del activo financiero asociado a las concesiones de distribución en Brasil de acuerdo con la Ley Federal 12.783/13.

Si aislamos estos impactos, los gastos financieros netos se habrían reducido en 184 millones de euros, un 35,2%, debido a la disminución tanto del volumen de deuda financiera neta media respecto a 2012, como a la reducción del coste medio de la misma.

Las diferencias de cambio netas han pasado de 37 millones de euros negativos en el ejercicio 2012 a 34 millones de euros, también negativos, en el ejercicio 2013.

Inversiones brutas: 1.525 millones de euros.

Las inversiones brutas de este Negocio fueron de 1.525 millones de euros en el ejercicio 2013. De este importe, 148 millones de euros corresponden a inversiones financieras y 1.377 millones de euros a inversiones materiales e inmateriales conforme al siguiente detalle:

Inversiones Materiales e Inmateriales del Negocio en Latinoamérica	Millones de Euros		% Var.
	2013	2012	
Generación	649	530	22,5
Distribución y Transporte	439	360	21,9
Otros	6	11	(45,5)
TOTAL MATERIAL	1.094	901	21,4
Inmaterial (*)	283	290	(2,4)
TOTAL MATERIAL E INMATERIAL	1.377	1.191	15,6

(*) Incluye las inversiones realizadas en la distribución en Brasil ya que, como consecuencia de la CINIIF 12, dadas las características de la concesión los activos asociados a las mismas, se consideran, en una parte, activos intangibles y, en otra, financieros.

2.3. Anexo Estadístico.

Datos Industriales.

Generación de Electricidad (GWh)	2013	2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	70.542	78.316	(9,9)
Peninsular	56.179	62.631	(10,3)
Nuclear	25.967	26.967	(3,7)
Carbón	19.096	26.063	(26,7)
Hidroeléctrica	9.511	5.350	77,8
Ciclos Combinados (CCGT)	1.605	4.251	(62,2)
Extrapeninsular	12.335	13.395	(7,9)
Portugal	1.176	1.360	(13,5)
Resto	852	930	(8,4)
Negocio en Latinoamérica	61.885	63.118	(2,0)
Argentina	15.743	15.222	3,4
Brasil	4.992	5.177	(3,6)
Chile	19.874	20.194	(1,6)
Colombia	12.747	13.294	(4,1)
Perú	8.529	9.231	(7,6)
TOTAL	132.427	141.434	(6,4)

Ventas de Electricidad (GWh)	2013	2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	96.122	102.766	(6,5)
Comercialización Ultimo Recurso (CUR)	21.913	25.644	(14,5)
Mercado Liberalizado	74.209	77.122	(3,8)
Negocio en Latinoamérica	61.512	59.724	3,0
Argentina	14.953	14.758	1,3
Brasil	18.799	18.000	4,4
Chile	13.030	12.485	4,4
Colombia	8.274	8.193	1,0
Perú	6.456	6.288	2,7
TOTAL	157.634	162.490	(3,0)

Energía Distribuida (GWh) ⁽¹⁾	2013	2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	112.031	115.390	(2,9)
Negocio en Latinoamérica	84.823	81.786	3,7
Argentina	20.334	19.842	2,5
Brasil	26.017	24.758	5,1
Chile	16.002	15.264	4,8
Colombia	14.817	14.447	2,6
Perú	7.653	7.475	2,4
TOTAL	196.854	197.176	(0,2)

(1) En barras de central.

Número de Clientes (Miles)	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	11.376	11.431	(0,5)
Clientes Último Recurso	7.574	8.592	(11,8)
Comercialización en el Mercado Liberalizado	3.802	2.839	33,9
Negocio en Latinoamérica	14.511	14.015	3,5
Argentina	2.444	2.389	2,3
Brasil	6.301	6.051	4,1
Chile	1.694	1.659	2,1
Colombia	2.817	2.713	3,8
Perú	1.255	1.203	4,3
TOTAL	25.887	25.446	1,7

Evolución Demanda Eléctrica (%) ⁽¹⁾	2013	2012
Negocio en España y Portugal ⁽²⁾	(2,2%)	(1,5%)
Negocio en Latinoamérica		
Argentina	3,8%	4,2%
Brasil	3,5%	4,5%
Chile ⁽³⁾	4,3%/3,8%	5,7%/3,9%
Colombia	3,2%	3,8%
Perú	5,9%	5,9%

⁽¹⁾ Fuente: Red Eléctrica de España, S.A. y elaboración propia.

⁽²⁾ Corregido el efecto de laboralidad y temperatura, la evolución de la demanda es del -2,2% en 2013 y del -1,9% en 2012.

⁽³⁾ Demanda en el SIC y SING, respectivamente.

Cuota de Mercado (%) ⁽¹⁾	2013	2012	% Var.
Negocio en España y Portugal			
Generación en Régimen Ordinario ⁽²⁾	36,1	36,7	(1,6)
Distribución	43,0	43,3	(0,7)
Comercialización	37,5	39,1	(4,1)
Negocio en Latinoamérica			
Generación			
Argentina	14,4	14,5	(0,7)
Brasil	0,8	0,8	-
Chile	31,9	32,7	(2,4)
Colombia	20,0	20,2	(1,0)
Perú	23,6	25,0	(5,6)
Distribución ⁽³⁾			
Argentina	20,0	20,0	-
Brasil	5,8	5,0	16,0
Chile	20,0	20,0	-
Colombia	16,0	16,0	-
Perú	18,2	19,0	(4,2)

⁽¹⁾ Fuente: Elaboración propia.

⁽²⁾ Peninsular.

⁽³⁾ Datos provisionales (2013).

Capacidad Instalada (MW)	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	23.322	23.245	0,3
Hidroeléctrica	4.755	4.716	0,8
Térmica Clásica	9.082	9.965	(8,9)
Térmica Nuclear	3.686	3.686	-
Ciclos Combinados	5.676	4.755	19,4
Resto	123	123	-
Negocio en Latinoamérica	16.240	16.158	0,5
Argentina	4.522	4.522	-
Brasil	987	987	-
Chile	5.961	5.961	-
Colombia	2.926	2.914	0,4
Perú	1.844	1.774	3,9
TOTAL	39.562	39.403	0,4

Redes de Distribución y Transporte (Km)	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	323.631	325.296	(0,5)
Negocio en Latinoamérica	316.976	312.705	1,4
Argentina	24.553	24.526	0,1
Brasil	191.697	189.468	1,2
Chile	16.306	16.081	1,4
Colombia	58.326	57.364	1,7
Perú	26.094	25.266	3,3
TOTAL	640.607	638.001	0,4

Pérdidas de Energía (%)	2013	2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	9,4	9,3	1,1
Negocio en Latinoamérica			
Argentina	10,8	10,6	1,9
Brasil	16,3	16,4	(0,6)
Chile	5,3	5,4	(1,9)
Colombia	7,2	7,5	(4,0)
Perú	7,9	8,2	(3,7)

Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada - TIEPI (minutos)	2013	2012	% Var.
Negocio en España y Portugal (medio) (1)	47	52	(9,6)
Negocio en Latinoamérica			
Argentina	507	669	(24,2)
Brasil	1.219	1.052	15,9
Chile	547	484	13,0
Colombia	143	144	0,7
Perú	805	730	10,3

(1) Corresponde a España.

Ventas de Gas Negocio en España y Portugal (GWh)	2013	2012	% Var.
Mercado Liberalizado	47.871	46.053	3,9
Mercado TUR	1.169	1.222	(4,3)
Mercado Internacional	9.463	10.379	(8,8)
Ventas Mayoristas	13.213	13.981	(5,5)
TOTAL (*)	71.716	71.635	0,1

(*) Sin consumos propios de generación.

Cuotas de Gas Negocio en España y Portugal (%) (1)	2013	2012	% Var.
Mercado Liberalizado	15,4	15,8	(2,5)
TOTAL	14,7	14,8	(0,7)

(1) Fuente: Elaboración propia.

Clientes de Gas Negocio en España y Portugal (Miles) (1)	2013	2012	% Var.
Mercado Liberalizado	1.214	1.266	(4,1)
TOTAL			

(1) Puntos de Suministro.

Datos Económico-Financieros.

Parámetros de Valoración (Euros)	2013	2012	% Var.
Beneficio Neto por Acción (1)	1,77	1,92	(7,6)
Cash Flow por Acción (2)	4,30	4,96	(13,3)
Valor Contable por Acción (3)	19,38	19,51	(0,6)

(1) Resultado del Ejercicio Sociedad Dominante / Nº Acciones.

(2) Flujos Neto de Efectivo de las Actividades de Explotación / Nº Acciones.

(3) Patrimonio Neto Sociedad Dominante / Nº Acciones.

Indicadores de Rentabilidad	2013	2012
Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto (1) (%)	7,07	7,97
Retorno de los Activos (2) (%)	3,26	3,46
Rentabilidad Económica (3) (%)	13,01	13,19

(1) Resultado Neto / Patrimonio Neto Medio.

(2) Resultado Neto / Activo Total Medio.

(3) Resultado de Explotación / Inmovilizado Material Medio.

Deuda Financiera Neta (Millones de Euros)	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	1.440	5.059	(71,5)
Negocio en Latinoamérica:	2.846	3.719	(23,5)
Enersis, S.A.	2.649	4.144	(36,1)
Resto	197	(425)	146,4
TOTAL	4.286	8.778	(51,2)
Apalancamiento (%) (1)	16,0	33,3	NA
Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto (veces)	0,16	0,33	NA

(1) Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

Indicadores Financieros	2013	2012
Ratio de Liquidez ⁽¹⁾	1,21	1,33
Ratio de Solvencia ⁽²⁾	1,06	1,08
Ratio de Endeudamiento ^{(%) (3)}	13,80	24,98
Ratio de Cobertura de la Deuda ⁽⁴⁾	0,64	1,25

⁽¹⁾ Activo Corriente / Pasivo Corriente.

⁽²⁾ (Patrimonio Neto + Pasivo no Corriente) / Activo no Corriente.

⁽³⁾ Deuda Financiera Neta / (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta).

⁽⁴⁾ Deuda Financiera Neta / Resultado Bruto de Explotación (EBITDA).

3. Liquidez y Recursos de Capital.

3.1. Gestión Financiera.

El año 2013 estuvo marcado por una mejora en los indicadores de riesgo país de los países periféricos europeos. El diferencial frente al bono alemán a 10 años de España e Italia se redujo considerablemente durante el período hasta situarse en niveles de 220 puntos básicos al cierre del ejercicio, habiendo mejorado en 173 y 99 puntos básicos respectivamente.

El Banco Central Europeo redujo el tipo de interés de intervención en 50 puntos básicos durante el año 2013, 25 puntos básicos en mayo de 2013 y 25 puntos básicos en noviembre de 2013, para situar el tipo de interés en el mínimo histórico del 0,25%.

El tipo de interés de largo plazo del euro (swap a 10 años) tuvo una tendencia alcista durante el año 2013, pasando del 1,56% a comienzos del año hasta situarse en el 2,15% al cierre de 2013. Por su parte, el tipo de interés de corto plazo pasó del 0,19% al 0,29% al final de año.

Por lo que se refiere al tipo de interés de largo plazo del dólar estadounidense, aumentó aproximadamente un 70% durante el año 2013 hasta situarse en 3,09% a final de año. Por el contrario, el tipo de interés a tres meses del dólar estadounidense se redujo del 0,31% a principios de año hasta el 0,25% a final de 2013.

El tipo de cambio euro/dólar estadounidense registró una gran volatilidad con valores extremos de 1,380 y 1,278, cerrando el año en niveles de 1,374.

A diferencia de lo ocurrido en el ejercicio 2012, al cierre del ejercicio 2013 las divisas latinoamericanas, sin excepción, se depreciaron frente al dólar, particularmente el peso argentino con un 33% anual y el real brasileño con un 15% anual; para el resto de las monedas (peso chileno, peso colombiano y nuevo sol peruano) la devaluación estuvo en el rango del 9%-10%.

A pesar de un contexto internacional menos favorable respecto de años anteriores, las economías emergentes han logrado conservar la senda del crecimiento, con una variación promedio del Producto Interior Bruto (PIB) del 3,8%. En general, mantuvieron sus calificaciones crediticias, con alguna subida como la de Argentina, cuya deuda soberana vio revisada su calificación por Standard & Poor´s un escalón al alza pasando de B- a B.

En países como Chile, Perú y Colombia destacaron el crecimiento positivo, en el rango del 4%-5%, y la inflación controlada, comprendida entre el 1,8%-2,9%. En un contexto internacional menos favorable, Brasil mantuvo el dilema entre crecimiento (PIB +2,3%) e

inflación (IPC +6,10%), con una subida de la tasa de referencia SELIC de 275 puntos básicos, mientras que el resto de Bancos Centrales Latinoamericanos redujeron sus tasas de referencia entre 50 y 100 puntos básicos.

En el entorno descrito, ENDESA mantuvo una sólida situación financiera y un confortable nivel de liquidez que le permitió captar nueva financiación y reducir la deuda de forma sustancial. Así, entre las principales operaciones realizadas en el año 2013 en el Negocio en España y Portugal, destacaron las siguientes:

- Ejercicio de la opción de amortización anticipada de las Participaciones Preferentes, cancelándose de esta forma la totalidad del importe pendiente de la emisión inicial de 1.500 millones de euros (181 millones de euros) tras la oferta de adquisición de los títulos por su valor nominal llevada a cabo en junio de 2011.
- Desembolso de operaciones financieras con el Banco Europeo de Inversiones a 15 años de plazo por importe de 150 millones de euros.

A su vez, ENDESA mantuvo el programa de emisiones en los mercados de capitales de corto plazo internacionales, siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2013 de 814 millones de euros.

Por su parte, en 2013 las sociedades latinoamericanas mantuvieron su acceso a los mercados financieros locales e internacionales, siendo las principales operaciones financieras formalizadas las que figuran a continuación:

- En Argentina, Hidroeléctrica El Chocón, S.A. contrató un préstamo sindicado con diversas entidades financieras locales por un importe total de 149 millones de pesos argentinos (equivalente a 17 millones de euros) a un plazo de tres años.
- En Brasil, Ampla Energia e Serviços, S.A. acordó un préstamo financiero con Banco do Brasil por 130 millones de reales brasileños (equivalente a 40 millones de euros) a seis años de plazo. Adicionalmente, se obtuvieron fondos correspondientes a la financiación Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) para inversiones en bienes de capital por 250 millones de reales brasileños (equivalente a 77 millones de euros) a siete años de plazo. Asimismo, Companhia Energética do Ceará, S.A. obtuvo fondos de Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) para inversiones en bienes de capital por 150 millones de reales brasileños (equivalente a 46 millones de euros) a siete años de plazo.
- En Chile, Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y Enersis, S.A. han renovado las líneas de crédito comprometidas con entidades financieras locales por importe total de 2 millones de unidades de fomento cada una (equivalente a 89 millones de euros) a un plazo de tres años.
- En Colombia, Emgesa S.A. E.S.P. realizó una emisión de bonos en el mercado local por 565.000 millones de pesos colombianos (equivalente a 212 millones de euros), a plazos de siete y doce años. Adicionalmente, se renegociaron préstamos financieros (Club Deal) por 305.000 millones de pesos colombianos (equivalente a 114 millones de euros) a un plazo de diez años. Asimismo, en el caso de Codensa S.A. E.S.P., se emitieron bonos en el mercado local por 375.000 millones de pesos colombianos (equivalente a 141 millones de euros) a plazos de cinco y doce años.
- En Perú, Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. ha emitido un bono local por importe total de 50 millones de nuevos soles peruanos (equivalente a 13

millones de euros) a un plazo de veinte años. Además, ha suscrito dos préstamos bancarios con Banco Bilbao Vizcaya Argentaria por importe total de 89 millones de soles peruanos (equivalente a 23 millones de euros) a un plazo de cinco años, y emitido bonos por 195 millones de nuevos soles peruanos (equivalente a 50 millones de euros) a plazos de siete y veinticinco años.

El año 2013 finalizó con 11.567 millones de euros de liquidez (8.211 millones de euros a 31 de diciembre de 2012) conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros

	Estructura de Liquidez					
	31 de Diciembre de 2013			31 de Diciembre de 2012		
	Efectivo (1)	Disponible (2)	Total Liquidez	Efectivo (1)	Disponible (2)	Total Liquidez
ENDESA y filiales directas	2.036 ⁽³⁾	6.683	8.719	628	5.790	6.418
Energis	2.299	549	2.848	1.358	435	1.793
TOTAL ENDESA	4.335	7.232	11.567	1.986	6.225	8.211

(1) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

(2) Disponible de forma incondicional en líneas de crédito, de los que, a 31 de diciembre de 2013, 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 (a 31 de diciembre de 2012, 3.000 millones de euros y 500 millones de euros, respectivamente).

(3) De este importe, a 31 de diciembre de 2013 1.000 millones de euros estaban colocados en ENEL Energy Europe, S.L.U. 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. Con carácter adicional, las compañías dependientes domiciliadas en Latinoamérica tienen, a 31 de diciembre de 2013, colocaciones de tesorería realizadas en instrumentos financieros a plazo superior a tres meses por importe de 1.029 millones de euros (307 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

El detalle de las colocaciones en deuda soberana y en otros equivalentes de efectivo se detalla en las Notas 13 y 14 de la Memoria de Cuentas Anuales Consolidadas.

No existen restricciones por importes significativos a la disposición de efectivo. Las restricciones que pudieran afectar a la disposición de fondos por parte de ENDESA se describen en las Notas 14, 15.1.9 y 38.1 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

La deuda financiera neta de ENDESA se situó en 4.286 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (8.778 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros

Deuda Financiera Neta	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	1.440	5.059	(71,5)
Negocio en Latinoamérica:	2.846	3.719	(23,5)
Energis	2.649	4.144	(36,1)
Resto	197	(425)	146,4
TOTAL	4.286	8.778	(51,2)

Su coste medio, en 2013 y 2012, es el siguiente(%)

	31 de Diciembre de 2013			31 de Diciembre de 2012		
	ENDESA y filiales directas	Enersis	Total ENDESA	ENDESA y filiales directas	Enersis	Total ENDESA
Coste Medio	3,1	8,1	5,7	3,5	8,6	5,7

ENDESA pretende 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 de la deuda financiera neta de ENDESA, al cierre de 2013 y 2012, presenta el siguiente detalle:

Número de Años	31 de Diciembre de 2013			31 de Diciembre de 2012		
	ENDESA y filiales directas	Enersis	Total ENDESA	ENDESA y filiales directas	Enersis	Total ENDESA
Vida Media	6,1	5,7	5,9	4,7	5,5	5,1

La información sobre los plazos de vencimiento de la deuda financiera de ENDESA se describe en la Nota 18 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

ENDESA continuó manteniendo su política de denominar la deuda de las compañías en la moneda en la que se generan sus flujos de caja. Al finalizar el año, la deuda estaba denominada en euros en un 38%, en dólares estadounidenses en un 26% y en otras monedas, fundamentalmente latinoamericanas, en un 36%. La estructura de su deuda financiera neta por monedas a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

	2013		2012	
	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total
Euro	1.620	38	4.558	52
Dólar Estadounidense	1.098	26	1.753	20
Peso Chileno / Unidad de Fomento	(279)	(7)	479	5
Real Brasileño	405	9	549	6
Otras monedas	1.442	34	1.439	17
TOTAL	4.286	100	8.778	100

El volumen total de deuda financiera neta figuraba a tipo fijo era del 64% a 31 de diciembre de 2013, mientras que el 36% restante figuraba a tipo variable.

El detalle a 31 de diciembre de 2013 y 2012 de la estructura de la deuda financiera neta de ENDESA a tipo fijo y variable es como sigue:

	2013		2012	
	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total
Tipo Fijo	2.740	64	4.767	54
Tipo Variable	1.546	36	4.011	46
TOTAL	4.286	100	8.778	100

3.2. Gestión de Capital.

La gestión de capital de ENDESA está enfocada a mantener una estructura financiera sólida que optimice el coste de capital y la disponibilidad de los recursos financieros, asegurando la continuidad del negocio a largo plazo. Esta política de prudencia financiera permite mantener una adecuada creación de valor para el accionista a la vez que asegura la liquidez y la solvencia de ENDESA.

ENDESA considera como indicador de seguimiento de la situación financiera el nivel de apalancamiento consolidado, considerando este ratio como el cociente resultante de dividir la deuda financiera neta entre el patrimonio neto, cuyo dato a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Millones de Euros

	Apalancamiento	
	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2012
Deuda Financiera Neta:	4.286	8.778
Deuda Financiera no Corriente	7.551	9.886
Deuda Financiera Corriente	1.152	974
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(4.335)	(1.986)
Derivados registrados en Activos Financieros	(82)	(96)
Patrimonio Neto:	26.769	26.369
De la Sociedad Dominante	20.521	20.653
De los Intereses Minoritarios	6.248	5.716
Apalancamiento (%) (*)	16,0	33,3

(*) Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

Dada la excepcional situación económica que se viene atravesando en los últimos años así como la compleja situación regulatoria en el sector eléctrico español, ENDESA ha seguido en los últimos años una política financiera muy prudente centrada en la reducción del endeudamiento financiero neto, lo que ha producido una progresiva disminución del ratio entre deuda financiera neta y fondos propios.

En este sentido, teniendo en cuenta el ratio de apalancamiento existente a 31 de diciembre de 2013, el Consejo de Administración de la Sociedad en su sesión del 17 de diciembre de 2013 acordó la distribución a sus accionistas de un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2013 de 1,5 euros brutos por acción, que ha sido pagado el 2 de enero de 2014, lo que supone un importe total de 1.588 millones de euros.

A la fecha de presentación de este Informe de Gestión Consolidado, ENDESA no tiene ningún compromiso respecto a la obtención de recursos mediante fuentes de financiación propia.

3.3. Gestión de la Calificación Crediticia.

El mayor optimismo en 2013 por las condiciones y perspectivas macro españolas, reflejadas en la mejora de la perspectiva del bono soberano anunciada por las tres principales agencias de rating, ha contrastado con las dificultades que ha seguido atravesando el sector eléctrico. Esas dificultades, tanto en los fundamentales como en los aspectos regulatorios, han motivado que apenas se hayan producido en 2013 cambios en el rating de ENDESA.

La incertidumbre regulatoria llevó a principios de julio a Fitch Ratings a colocar en revisión negativa la calificación crediticia de ENDESA, encontrándose esta revisión pendiente de resolución a la fecha de presentación de este Informe de Gestión Consolidado.

También en ese mes, Standard & Poor's rebajó un escalón el rating de ENDESA para situarlo en BBB (desde BBB+) y "perspectiva estable" (desde "perspectiva negativa") justo después de que se anunciara el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, que tenía por finalidad el restablecimiento de la suficiencia tarifaria.

La agencia Moody's, por su parte, mantuvo el rating de la compañía sin modificaciones a lo largo del año 2013, calificándolo en Baa2 con "perspectiva negativa".

La evolución de los "rating" de calificación crediticia de ENDESA es como sigue:

	31 de Diciembre de 2013 ^(*)			31 de Diciembre de 2012 ^(*)		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Estable	BBB+	A-2	Negativa
Moody's	Baa2	P-2	Negativa	Baa2	P-2	Negativa
Fitch Ratings	BBB+	F2	Revisión Negativa	BBB+	F2	Negativa

(*) A las respectivas fechas de emisión de los Estados Financieros Consolidados.

Cabe destacar que ENDESA mantiene al cierre del ejercicio 2013 una calificación crediticia que se sitúa dentro de la categoría de "investment grade" según todas las agencias crediticias.

ENDESA considera que el rating asignado por las agencias de calificación crediticia no refleja únicamente la situación financiera de ENDESA ya que las tres agencias que realizan la evaluación de ENDESA han declarado que el nivel de rating de ENDESA se ve afectado, no sólo por la situación de ENDESA, sino también por la calificación crediticia de ENEL, dado el control que esta sociedad ejerce sobre ENDESA, de forma que el rating de ENDESA no podría ser superior al de ENEL aún en el caso de que su estructura financiera lo permitiese.

De cualquier forma, el rating otorgado por las agencias de calificación crediticia permitiría, en caso de ser necesario, que ENDESA pudiera acceder a los mercados financieros en condiciones razonables.

3.4. Flujos de Efectivo.

A 31 de diciembre de 2013, el importe de efectivo y otros medios líquidos equivalentes se ha situado en 4.335 millones de euros, lo que supone un aumento de 2.349 millones de euros respecto a 31 de diciembre de 2012.

Durante el ejercicio 2013 las actividades de explotación de ENDESA han generado flujos de efectivo por importe de 4.551 millones de euros.

Asimismo, durante ese ejercicio ENDESA ha destinado 1.624 millones de euros a las actividades de inversión. Es importante señalar que estos flujos se presentan netos e incluyen 3.751 millones de euros correspondientes a los cobros realizados por el déficit de ingresos de las actividades reguladas que había sido financiado por la Sociedad en ejercicios anteriores, de los que 210 millones de euros corresponden a los cobros normales procedentes de los ingresos regulados del Sistema Eléctrico y 3.541 millones de euros a la cesión de derechos de cobro al Fondo de

Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). Por otra parte durante, el ejercicio 2013 los flujos de efectivo dedicados a la financiación del déficit han ascendido a 2.605 millones de euros.

Además, en el ejercicio 2013 ENDESA ha dedicado fondos a las actividades de financiación por importe de 273 millones de euros. En los flujos netos procedentes de las actividades de financiación destaca el cobro de 1.730 millones de euros por la aportación de capital realizada por los accionistas minoritarios, principalmente de Enersis, S.A. (netos de sus costes asociados) así como el pago de 539 millones de euros de dividendos a los accionistas minoritarios. El resto del importe incluido en este epígrafe por importe de 1.481 millones de euros corresponde fundamentalmente a pagos para la amortización neta de deuda realizada a lo largo del año 2013.

Por último, hay que señalar que el impacto del tipo de cambio sobre el efectivo y otros medios equivalentes que ENDESA posee en Latinoamérica, que se encuentra denominado en monedas distintas del euro, ha supuesto una reducción del importe en euros del efectivo y otros medios equivalentes durante el año 2013 por importe de 305 millones de euros.

Normalmente, los flujos generados por las actividades de explotación de ENDESA 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 préstamos con entidades financieras y utilizará las líneas de crédito disponibles comprometidas a largo plazo concedidas tanto por entidades bancarias como por ENEL Finance International, N.V. Asimismo, ENDESA espera seguir financiándose en los mercados de capitales mediante la emisión de instrumentos a corto plazo.

En los ejercicios 2013 y 2012, los flujos netos de efectivo de ENDESA, clasificados por actividades de explotación, inversión y financiación, han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Flujos Netos de Efectivo					
	31 de Diciembre de 2013			31 de Diciembre de 2012		
	España y Portugal	Latinoamérica	TOTAL	España y Portugal	Latinoamérica	TOTAL
Efectivo y otros Medios Líquidos Iniciales	574	1.412	1.986	907	1.881	2.788
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Explotación	2.262	2.289	4.551	3.114	2.133	5.247
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Inversión	489	(2.113)	(1.624)	(397)	(1.565)	(1.962)
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Financiación	(1.289)	1.016	(273)	(3.050)	(1.080)	(4.130)
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO	1.462	1.192	2.654	(333)	(512)	(845)
Variación de Efectivo y otros Medios Líquidos	1.462	887	2.349	(333)	(469)	(802)
Efectivo y otros Medios Líquidos Finales	2.036	2.299	4.335	574	1.412	1.986

3.5. Obligaciones Contractuales y Operaciones fuera de Balance.

La información relativa a compromisos futuros de compra se incluye en las Notas 5, 7, 10, 11 y 38 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012
Inmovilizado Material	762	827
Inmovilizado Intangible:	74	123
CO ₂ , CERs y ERUs	59	122
Otro Inmovilizado Intangible	15	1
Inversiones Financieras	(*)	(*)
Compras de Materias Energéticas	25.532	30.937
Compra de Electricidad	28.291	38.434
TOTAL	54.659	70.321

(*) ENDESA no tiene suscritos acuerdos que incluyen compromisos de realizar inversiones de carácter financiero por importe significativo, salvo la obligación de financiar el déficit de ingresos de las actividades reguladas y el Bono Social en España (véase Nota 4.1. de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas).

ENDESA no posee Entidades de Propósito Especial, entendiendo como tales aquellas entidades en las que, aún sin poseer una participación de control, se ejerce un control efectivo sobre las mismas, entendiendo como tal el hecho de obtener sustancialmente, la mayoría de los beneficios producidos por la entidad y retener la mayoría de los riesgos de la misma, aunque no se posea una participación en dicha entidad.

4. Acontecimientos Posteriores al Cierre.

Los acontecimientos posteriores al cierre del ejercicio se describen en la Nota 41 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

5. Evolución Previsible.

5.1. Estrategia.

Negocio en España y Portugal.

El entorno en España y Portugal se encuentra influenciado por el debilitamiento de la demanda eléctrica, motivado por el estancamiento de la economía española, así como por las medidas regulatorias establecidas con el fin de paliar el déficit tarifario. Con ello el Plan Estratégico para el Negocio en España y Portugal se orientará a afrontar la rigurosa regulación centrándose en la rentabilidad a través de la reducción del gasto así como del redimensionamiento de las inversiones acorde al nuevo entorno.

Estas prioridades estratégicas se articularán a través de las siguientes actuaciones prioritarias:

- Actividades de generación y comercialización: optimización de las inversiones y focalización en las actividades de suministro de energía al objeto de preservar márgenes.

- Actividades de distribución: alcanzar la excelencia operativa reduciendo los gastos de operación y mantenimiento; desarrollo de nuevos proyectos y servicios de valor añadido, tales como la implantación de contadores digitales.
- Gestión activa de la regulación.

Negocio en Latinoamérica.

ENDESA se beneficiará del favorable entorno macroeconómico en la región así como de marcos regulatorios estables y atractivos tanto en generación como en distribución, mejorando su desempeño operativo. Teniendo en cuenta este contexto, el Plan Estratégico para el Negocio en Latinoamérica centrará su objetivo en consolidar la posición de liderazgo de la compañía a través de la captura de oportunidades de crecimiento.

Estas prioridades estratégicas se articularán a través de las siguientes actuaciones:

- Actividades de generación y suministro: aumento de la capacidad instalada que permita a la compañía capturar el crecimiento de la región, incremento de la eficiencia de las plantas existentes y lanzamiento de nuevos negocios tales como el suministro de gas.
- Actividades de distribución: captura del crecimiento a través de nuevas conexiones de clientes, desarrollo de nuevos proyectos tecnológicos tales como la implantación de contadores digitales, y programas de reducción de pérdidas de energía.
- Gestión activa de la regulación con foco especial en la gestión activa de los procesos de revisión tarifaria de las empresas distribuidoras.

El Plan Estratégico previsto dará respuesta a los distintos niveles previsible de comportamiento del entorno, con una posición prudente y realista ante la crisis económica, ajustada a la evolución de la demanda y a las condiciones de mercado.

5.2. Evolución Previsible.

La evolución del negocio de ENDESA en los próximos años se basará en la sólida posición que posee en los mercados en los que está presente.

En los últimos años ENDESA ha realizado una importante gestión de su cartera de activos que, manteniendo la posición de liderazgo en la mayor parte de los países en los que opera, le ha permitido alcanzar una sólida posición financiera y de liquidez pese a las dificultades macroeconómicas y financieras del entorno y de los mercados.

Teniendo en cuenta la incertidumbre general por la crisis económica mundial, conviene mencionar que existen diferencias importantes en las situaciones macroeconómicas particulares de los mercados en los que ENDESA está presente.

Por un lado, en España, si bien en la última parte del año 2013 parece que se ha iniciado la mejora de algunos indicadores económicos y que las previsiones de mercado sobre el Producto Interior Bruto (PIB) en el año 2014 apuntan a un comportamiento positivo, el panorama económico a corto plazo se presenta complicado, con unas políticas condicionadas por cumplir los compromisos de déficit público, lo que hace prever una senda de recuperación lenta.

Asimismo, durante el año 2013 se han aprobado diferentes paquetes de medidas de reforma en el sector energético con la finalidad de poner fin definitivamente a los desequilibrios que persisten en

el Sistema Eléctrico. Los principales cambios regulatorios se articulan en las medidas establecidas en los Reales Decreto Ley 2/2013, de 1 de febrero, y 9/2013, de 12 de julio, por los que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico, en la nueva Ley del Sector Eléctrico y en un conjunto de disposiciones de desarrollo. Estas medidas regulatorias, adicionales a las adoptadas en 2012, impactan negativamente en los márgenes del negocio regulado y liberalizado de ENDESA.

Por otro lado, el entorno de mercado y la situación en Latinoamérica es diferente. En los países latinoamericanos en los que opera ENDESA, las perspectivas de crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) parecen favorables de acuerdo a diferentes estimaciones, si bien dichos países están sujetos a entornos volátiles con monedas expuestas a diferentes tensiones macroeconómicas. Además, la mayoría de dichos países poseen calificaciones crediticias "investment grade" y tienen un nivel de riesgo inferior a la media de la región. Los marcos regulatorios, en general, son estables y predecibles, y favorecen el desarrollo de las actividades que ENDESA desempeña.

Los planes de ENDESA para los próximos años prevén efectuar las inversiones necesarias para mantener la posición de negocio, realizando, a su vez, un esfuerzo inversor en Latinoamérica, donde el crecimiento esperado y la estabilidad regulatoria en la mayor parte de los países en los que ENDESA opera, permiten realizar inversiones con una rentabilidad adecuada y un riesgo limitado.

En el ámbito de Latinoamérica, la única excepción a lo mencionado en los párrafos anteriores es el caso de Argentina, donde tanto la situación económica general del país, como, en concreto, la situación regulatoria del negocio eléctrico, no permiten obtener la rentabilidad adecuada a las inversiones realizadas, lo que ha llevado a que las empresas de ENDESA en ese país se encuentren en una situación financiera muy delicada, lo que genera una importante incertidumbre sobre la evolución futura de estas sociedades. De cualquier forma, este riesgo es limitado ya que, a 31 de diciembre de 2013, el valor neto en las Cuentas Consolidadas de ENDESA de los activos y pasivos en Argentina, descontada la parte que corresponde a los accionistas minoritarios, tan sólo asciende a 124 millones de euros.

Por otra parte, ENDESA seguirá haciendo un esfuerzo constante en su compromiso por alcanzar la excelencia en sus procesos y operaciones profundizando en las sinergias que proporciona su integración en el Grupo ENEL.

6. Principales Riesgos e Incertidumbres asociados a la Actividad de ENDESA.

La actividad de ENDESA se lleva a cabo en un entorno en el que existen factores exógenos que pueden influir en la evolución de sus operaciones y de sus resultados económicos.

Los principales riesgos que pueden afectar las operaciones de ENDESA son los siguientes:

6.1. Riesgos relacionados con la Actividad y Sector.

Las actividades de ENDESA están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar negativamente a las actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las actividades de ENDESA están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar negativamente a las actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas de ENDESA están sujetas a una amplia normativa sobre las tarifas y otros aspectos de sus actividades en España y en cada uno de los países en los que actúan. Si bien ENDESA cumple sustancialmente con todas las leyes y normas vigentes, ENDESA está sujeto a un complejo entramado de leyes y normas que tanto los organismos públicos como privados tratarán de aplicar. La introducción de nuevas leyes o normas o modificaciones a las leyes o normas vigentes podrían afectar negativamente a las actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas en ocasiones modifican aspectos de la regulación que pueden afectar a derechos existentes, lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre las cuentas futuras de ENDESA.

La información relativa a la regulación sectorial y funcionamiento del Sistema Eléctrico se expone en la Nota 4 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Las actividades de ENDESA están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental y las modificaciones que se introduzcan en ella podrían afectar negativamente a las actividades, a la situación económica y al resultado de las operaciones.

ENDESA y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos futuros, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, ENDESA no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier Proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos de cumplimiento o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas en las que ENDESA ha intervenido.

En los últimos años se han endurecido determinados requisitos legales sobre medio ambiente en los mercados en los que ENDESA opera. Aunque ENDESA ha realizado las inversiones oportunas para observar tales requisitos, su aplicación y evolución futura podrían afectar negativamente a las actividades, situación económica y resultado de las operaciones. Los resultados de las operaciones también podrían quedar afectados bien por el precio de los derechos de emisión bien por la insuficiencia de éstos en el mercado.

Una cantidad considerable de la energía que ENDESA produce en determinados mercados está sujeta a fuerzas de mercado que pueden afectar al precio y a la cantidad de energía que ENDESA vende.

ENDESA está expuesta a los riesgos de precio de mercado y de disponibilidad para la compra del combustible (incluidos fuel-gas, carbón y gas natural) empleado para generar electricidad y la venta de una parte de la electricidad que genera. ENDESA ha suscrito contratos de suministro a largo plazo al objeto de garantizar un suministro seguro de combustible para las actividades de generación de energía en España. ENDESA tiene firmados ciertos contratos de suministro de gas natural que incluyen cláusulas "take or pay". Estos contratos se han establecido considerando unas hipótesis razonables de las necesidades futuras. Desviaciones muy significativas de las hipótesis contempladas podrían llegar a suponer el tener que realizar compras de combustibles superiores a las necesarias.

La exposición a estos riesgos se gestiona en el largo plazo mediante la diversificación de contratos, la gestión de la cartera de aprovisionamientos mediante la referencia a índices que representan una evolución similar o comparable a la de los precios finales de electricidad (generación) o de venta (comercialización), y a través de cláusulas contractuales de renegociación periódica, que tienen como objeto mantener el equilibrio económico de los aprovisionamientos. En el corto y medio plazo, las fluctuaciones de los precios de aprovisionamientos se gestionan mediante operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados. A pesar de que ENDESA realiza una gestión activa de estos riesgos, no se puede garantizar que tal gestión eliminará todos los riesgos de precio de mercado relativos a las necesidades de combustible.

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

Las operaciones de ENDESA incluyen la generación hidroeléctrica y, por tanto, depende de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de ENDESA de generación hidroeléctrica. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por las condiciones atmosféricas tales como las temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuáles sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La construcción de nuevas instalaciones puede verse negativamente afectada por factores generalmente asociados con este tipo de proyectos.

La construcción de instalaciones de generación, transporte y distribución de energía puede exigir mucho tiempo y ser bastante complicada.

Ello supone que dichas inversiones tienen que planificarse con mucha antelación respecto de la fecha prevista de puesta en funcionamiento, por lo que posibles cambios en las condiciones de

mercado pueden suponer la necesidad de adaptar estas decisiones a esas nuevas condiciones lo que puede implicar costes adicionales no planificados.

Por otra parte, en relación con el desarrollo de dichas instalaciones, generalmente ENDESA debe obtener permisos y autorizaciones de los Gobiernos, adquirir terrenos o firmar contratos de arrendamiento, suscribir contratos de abastecimiento de equipos y construcción, de explotación y mantenimiento, de suministro de combustible y de transporte, acuerdos de consumo y financiación suficiente de patrimonio y deuda. Entre los factores que pueden influir en la capacidad 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 políticos o étnicos.
- Cambios adversos en el entorno político y normativo en los países donde opera.
- Condiciones meteorológicas adversas que pueden retrasar la finalización de plantas o subestaciones de energía, o catástrofes naturales, accidentes y demás sucesos imprevistos.
- Cumplimiento adecuado por los proveedores de los contratos firmados.
- La incapacidad para obtener financiación a los tipos que son satisfactorios para ENDESA.

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

ENDESA podría incurrir en responsabilidad medioambiental, penal o de otro tipo en relación con sus operaciones.

ENDESA se enfrenta a riesgos medioambientales inherentes a las operaciones incluidos los derivados de la gestión de residuos, vertidos y emisiones de las unidades de producción eléctrica, particularmente las centrales nucleares. Así pues, ENDESA puede ser objeto de reclamaciones por daños medioambientales o de otro tipo en relación con las instalaciones de generación, transmisión y distribución de energía, así como con las actividades de extracción de carbón.

Asimismo, ENDESA está sujeta a riesgos derivados de la explotación de centrales nucleares y del almacenamiento y manipulación de materiales de escaso nivel de radioactividad. La legislación y los reglamentos españoles limitan la responsabilidad de los operadores de centrales nucleares en caso de accidente. Dichos límites son coherentes con los tratados internacionales ratificados por España. La legislación española dispone que el operador de las instalaciones nucleares sea responsable por un máximo de 700 millones de euros como resultado de las reclamaciones relativas a un único accidente nuclear. La posible responsabilidad de ENDESA en relación con su participación en centrales nucleares queda totalmente cubierta por el seguro de responsabilidad de hasta 700 millones de euros. Además, las centrales nucleares disponen de un seguro de daños propios incluyendo los producidos a las existencias de combustible así como los originados por avería de maquinaria con un límite de cobertura de 1.000 millones de euros para cada central.

La posible responsabilidad de ENDESA en relación con la contaminación u otros daños a terceros o sus bienes se ha asegurado similarmente en hasta 200 millones de euros. No obstante lo anterior, con fecha 28 de mayo de 2011 se publicó la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos que eleva la responsabilidad del operador a 1.200 millones de euros permitiendo al operador garantizar tal responsabilidad por varios medios. Esta norma entrará en vigor cuando, a su vez, lo estén el Protocolo de 12 de febrero de 2004 por el que se modifica el Convenio de responsabilidad Civil por daños Nucleares (Convenio de París) y el Protocolo de 12 de febrero de 2004, por el que se modifica el Convenio complementario del anterior (Convenio de Bruselas). Si ENDESA fuera demandada por daños al medio ambiente o de otro tipo en relación con sus operaciones (salvo las centrales nucleares) por sumas superiores a la cobertura de su seguro, su actividad, situación financiera o el resultado de las operaciones podrían resultar adversamente afectados.

Adicionalmente, tras la entrada en vigor de Ley Orgánica 5/2010, de 22 de junio, por la que se modifica la Ley Orgánica 10/1995, de 23 de noviembre, del Código Penal, las personas jurídicas pasan a ser penalmente responsables de determinados delitos cometidos por sus administradores, directivos o empleados en el ejercicio de sus cargos respectivos. En este sentido, ENDESA se ha dotado de un sistema de control destinado a prevenir la comisión de delitos en el seno de la empresa o mitigar sus consecuencias.

La liberalización del sector eléctrico en la Unión Europea podría provocar una mayor competencia y un descenso de los precios.

La liberalización del sector de la electricidad en la Unión Europea ha provocado una mayor competencia como resultado de la consolidación y la entrada de nuevos participantes en los mercados comunitarios de la electricidad, incluido el español. La liberalización del sector de la electricidad en la Unión Europea ha provocado asimismo una reducción en el precio de la electricidad en algunos segmentos del mercado como resultado de la entrada de nuevos competidores y proveedores extranjeros de energía, así como el establecimiento de bolsas europeas de electricidad, que desencadenó una mayor liquidez en los mercados de la electricidad. Esta liberalización del mercado eléctrico conlleva que diversas áreas de negocio de ENDESA se desarrollen en un entorno incrementalmente competitivo. Si ENDESA no pudiese adaptarse y gestionar adecuadamente este mercado competitivo, su actividad, situación financiera o el resultado de las operaciones podrían resultar adversamente afectados.

6.2. Riesgos relacionados con los Países en los que ENDESA opera.

Las sociedades de ENDESA están expuestas a una serie de riesgos tanto económicos como políticos.

Las operaciones de ENDESA se ven expuestas a diversos riesgos inherentes a la inversión y realización de trabajos en los distintos países en que ENDESA opera, incluidos los riesgos relacionados con los siguientes aspectos:

- Cambios en las normativas y políticas administrativas de los gobiernos.
- Imposición de restricciones monetarias y otras restricciones al movimiento de capitales.
- Cambios en el entorno mercantil o político.
- Crisis económicas, inestabilidad política y disturbios sociales que afecten a las operaciones.

- Expropiación pública de activos.
- Fluctuaciones de los tipos de interés y de los tipos de cambio de divisas.

Además, los ingresos derivados de las filiales, su valor de mercado y los dividendos recaudados de tales filiales están expuestos a los riesgos propios de los países en que operan, que pueden afectar negativamente a la demanda, el consumo y los tipos de cambio de divisas.

ENDESA no puede predecir la forma en que afectaría cualquier empeoramiento futuro de la situación política o económica de los países en los que opera, o cualquier otro cambio en la legislación o normativa en dichos países, incluida toda modificación de la legislación vigente o de cualquier otro marco regulador, a sus filiales o sus actividades, situación económica o resultados de sus operaciones.

6.3. Riesgos Operacionales.

La actividad de ENDESA se puede ver afectada por fallos humanos o tecnológicos.

Durante la operación de todas las actividades de ENDESA se pueden producir pérdidas directas o indirectas ocasionadas por procesos internos inadecuados, fallos tecnológicos, errores humanos o como consecuencia de ciertos sucesos externos. El control y gestión de estos riesgos, y especialmente de aquellos que afectan a las operaciones de las instalaciones de generación y distribución, están basados en una adecuada formación y capacitación del personal y en la existencia de procedimientos de operaciones, planes de mantenimiento preventivo y programas específicos, soportados por sistemas de gestión de la calidad, que permiten minimizar la posibilidad de ocurrencia y el impacto de los mismos.

ENDESA tiene suscritas pólizas de seguros cuya cobertura mitigaría, en su caso, el impacto económico negativo que pudiese tener sobre ENDESA la materialización de este tipo de riesgos.

Este tipo de riesgos puede afectar a la fiabilidad de la información financiera preparada por ENDESA. Con el fin de controlar adecuadamente estos riesgos, ENDESA tiene implantado un Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF).

Como Anexo I de este Informe de Gestión Consolidado se adjunta el Informe Anual de Gobierno Corporativo, que incluye un informe sobre el Sistema de Control Interno de la Información financiera (SCIIF) de ENDESA elaborado siguiendo la Circular de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), sobre el cual los Auditores de Cuentas de ENDESA han emitido un informe de revisión de acuerdo con la guía de actuación profesional establecida por las corporaciones.

6.4. Riesgos Financieros.

Los resultados económicos de ENDESA pueden verse afectados por determinados riesgos de mercado.

ENDESA está expuesta a distintos tipos de riesgos de mercado en el desarrollo habitual de su actividad, incluido el impacto de los cambios en los tipos de interés, el precio de "commodities" y las fluctuaciones del tipo de cambio de las divisas extranjeras, por lo que realiza una gestión activa de estos riesgos para evitar que tengan un impacto significativo en los resultados.

Riesgo de tipo de interés.

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a un tipo de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tipo de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita minimizar el coste de la deuda en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en la cuenta de resultados.

Dependiendo de las estimaciones de ENDESA y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

La exposición a las fluctuaciones de los tipos de interés se controla mediante el seguimiento de límites de riesgo que reflejan la predisposición al riesgo y la estructura de la deuda definidas por los Comités de Riesgos de Iberia y Latinoamérica.

En la Nota 19.1 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas se exponen los activos y pasivos financieros clasificados por su tipo de interés.

Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipo de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades de ENDESA y asociadas.
- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materias energéticas.
- Ingresos y gastos de las filiales latinoamericanas en la moneda funcional de cada sociedad, y, en determinados casos, referenciados a la evolución del dólar estadounidense.

Adicionalmente, los activos netos provenientes de las inversiones netas realizadas en sociedades extranjeras cuya moneda funcional es distinta del euro están sujetos al riesgo de fluctuación del tipo de cambio en la conversión de los estados financieros de dichas sociedades en el proceso de consolidación.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, ENDESA contrata derivados y deuda en dólares estadounidenses destinados a cubrir ingresos referenciados al dólar estadounidense. Adicionalmente, ENDESA también trata de que se produzca un equilibrio entre los cobros y pagos de efectivo de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera. Sin embargo, las estrategias de gestión del riesgo pueden no ser plenamente eficaces a la hora de limitar la exposición a cambios en los tipos de interés y los tipos de cambio de divisas extranjeras, lo que podría afectar adversamente a la situación financiera y a los resultados.

La exposición a las fluctuaciones de los tipos de cambio se controla mediante el seguimiento de límites de riesgo que reflejan la predisposición al riesgo y la estructura de la deuda definidas por los Comités de Riesgos de Iberia y Latinoamérica.

En la Nota 19.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas se exponen los activos y pasivos financieros clasificados por su tipo de cambio.

Riesgo de precio de instrumentos financieros.

ENDESA se encuentra expuesta al riesgo de precio por sus inversiones en instrumentos financieros, fundamentalmente por las variaciones de tipos de interés y tipos de cambio y las variaciones en las cotizaciones de algunos instrumentos financieros en los mercados.

Este riesgo se gestiona mediante la identificación de inversiones que permitan optimizar la rentabilidad por el pago de intereses o dividendos y en la diferencia de precios de venta y compra.

La exposición a las fluctuaciones de precio de instrumentos financieros se controla mediante el seguimiento de límites de riesgo definidos por los Comités de Riesgos de Iberia y Latinoamérica, establecidos sobre una variación máxima del valor de mercado de estos instrumentos.

La información relativa a la medición del riesgo se expone en la Nota 19.7 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Riesgo de precio de "commodities".

ENDESA se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de "commodities" energéticas, incluidos los derechos de emisión de CO₂, "Certified Emissions Reductions" (CERs) y "Emission Reductions Unit" (ERUs), fundamentalmente a través de:

- Compras de materias primas energéticas en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Las operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados nacionales e internacionales.

Este riesgo se gestiona en el largo plazo mediante la diversificación de contratos, la gestión de la cartera de aprovisionamientos mediante la referencia a índices que representan una evolución similar o comparable a la de los precios finales de electricidad (generación) o de venta (comercialización), y a través de cláusulas contractuales de renegociación periódica que tienen como objetivo mantener el equilibrio económico de los aprovisionamientos. En el corto y medio plazo las fluctuaciones de los precios de las diferentes "commodities" se gestionan mediante operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados.

La exposición a las fluctuaciones de los precios de las "commodities" se controla mediante el seguimiento de límites de riesgo que reflejan la predisposición al riesgo definida por los Comités de Riesgos de Iberia y Latinoamérica. Estos límites están basados en los resultados esperados en base a un intervalo de confianza al 95%.

Adicionalmente, se realizan análisis particulares, desde la perspectiva de riesgos, del impacto de determinadas operaciones consideradas como relevantes en el perfil de riesgos de ENDESA y en el cumplimiento de los límites fijados.

La información relativa a la medición del riesgo se expone en la Nota 19.3 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Riesgo de crédito.

Dada la coyuntura económica actual ENDESA viene realizando un seguimiento muy pormenorizado del riesgo de crédito.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes que no acumulan individualmente importes muy significativos antes de que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente.

Con la actual coyuntura económica y financiera, ENDESA toma una serie de precauciones adicionales que incluyen, entre otras:

- Análisis del riesgo, evaluación y monitorización de la calidad crediticia de las contrapartes.
- Solicitud de garantías en los casos que así lo requieran.
- Petición de avales en contrataciones de nuevos clientes.
- Seguimiento exhaustivo de los saldos a cobrar de clientes.

Respecto del riesgo de crédito de los activos de carácter financiero, las políticas de gestión de riesgo que sigue ENDESA son las siguientes:

- Las colocaciones de tesorería se realizan con entidades de primer nivel en los mercados en que se opera.
- La contratación de derivados, así como el riesgo de crédito de operaciones de carácter financiero asociado a las "commodities" se realiza con entidades de elevada solvencia.

El control de riesgos de crédito de instrumentos financieros se realiza mediante el seguimiento de límites de riesgo definidos por los Comités de Riesgos de Iberia y Latinoamérica, que se establecen en términos de calidad crediticia y de exposición máxima de las contrapartes.

A pesar de que las medidas tomadas por ENDESA reducen de forma considerable la exposición al riesgo de crédito, el entorno económico existente no permite garantizar que ENDESA no pudiera incurrir en pérdidas como consecuencia del impago de importes a cobrar de carácter comercial o financiero.

La información relativa al riesgo de crédito se expone en la Nota 19.5 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Riesgo de liquidez.

ENDESA mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias comprometidas tanto con entidades bancarias como con sociedades del Grupo ENEL e inversiones financieras por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un período que esté en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

La exposición al riesgo de liquidez se controla mediante el seguimiento de límites de riesgo definidos por los Comités de Riesgos de Iberia y Latinoamérica.

Sin embargo, no es posible asegurar que una situación prolongada de crisis de liquidez en los mercados, que impidiese el acceso de los emisores a los mercados de capitales, no pudiera tener en el futuro una incidencia negativa en la situación de liquidez de ENDESA.

La información relativa al riesgo de liquidez se expone en la Nota 19.4 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Concentración de clientes.

ENDESA está expuesta al riesgo de concentración de clientes en el desarrollo de su actividad comercial.

Este riesgo se gestiona y minimiza mediante una estrategia de negocio que cuenta con varios criterios de diversificación: geográfica (actividad comercial en diferentes países y territorios), tipología de clientes (grandes clientes industriales, empresas de tamaño medio y clientes de tipo residencial, tanto clientes privados como administraciones públicas), actividad económica de los clientes (actividad comercial con clientes que actúan en diferentes sectores) y tipología de productos comercializados (electricidad, gas natural y diferentes servicios de valor añadido).

Esta estrategia permite asegurar que las ventas a un cliente específico no representen un porcentaje significativo de los resultados económicos de ENDESA.

Este riesgo se controla mediante la monitorización periódica de las cuentas por cobrar de los clientes (deuda vencida y no vencida), tanto a nivel de cliente individual como por Grupo de entidades bajo un control común.

La información relativa al riesgo de concentración de clientes se expone en la Nota 19.6 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

6.5. Otros Riesgos.

ENDESA es parte en procedimientos judiciales y arbitrajes que podrían afectar a ENDESA.

ENDESA es parte en diversos procedimientos legales relacionados con su negocio, incluyendo contenciosos de naturaleza tributaria y regulatoria. También está siendo o puede ser objeto de inspecciones y comprobaciones de carácter tributario. En general, ENDESA está expuesto 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 se han dotado las provisiones adecuadas a la vista de las contingencias legales a 31 de diciembre de 2013, no se puede asegurar que ENDESA tendrá éxito en todos los procedimientos ni que una decisión adversa no pueda afectar significativa y desfavorablemente a su actividad, situación financiera o al resultado de sus operaciones. Tampoco puede asegurarse que no puedan plantearse por terceros nuevas reclamaciones que tengan un efecto significativo adverso.

La información relativa a litigios y arbitrajes se expone en la Nota 17.3 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

7. Política de Gestión de Riesgos e Instrumentos Financieros Derivados.

La información relativa a la política de gestión de riesgos e instrumentos financieros derivados se incluye en las Notas 19 y 20 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

8. Tecnología, Innovación y Protección del Medio Ambiente.

8.1. Actividades de I+D+i.

ENDESA tiene un modelo de innovación abierto y estructurado, en el que se incorporan las aportaciones de actores internos y externos, fomentando el desarrollo de un tejido industrial de carácter internacional basado en el conocimiento, a través del cual fomentar un nuevo modelo energético basado en el Ciudadano, en línea con las directrices europeas.

Durante el ejercicio 2013 se solicitaron cuatro nuevas protecciones de propiedad industrial de soluciones tecnológicas propias:

- Sistema distribuido de optimización y gestión energética en edificios.
- Sistema de control del proceso de carga/descarga de vehículos eléctricos, y procedimiento de carga mediante dicho sistema.
- Poste de distribución de energía eléctrica con sistema de puesta a tierra incorporado.
- Dispositivo para la identificación no invasiva de conexiones de clientes en la red de distribución, sin necesidad de corte (LOF).

La inversión directa de ENDESA en actividades de I+D+i en 2013 y 2012 fue como sigue:

Millones de Euros

Inversión Directa I+D+i	2013	2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	23	75	(69,3)
Negocio en Latinoamérica	17	9	88,9
TOTAL	40	84	(52,4)
Proyectos ejecutados <small>(Nº)</small>	220	90	144,4
Patentes de soluciones tecnológicas propias solicitadas <small>(Nº)</small>	4	5	-

Además de las cifras señaladas, se movilizaron otras inversiones procedentes de los socios tecnológicos en los proyectos y consorcios de I+D+i liderados por ENDESA.

A lo largo del año, ENDESA reforzó la coordinación con ENEL de todas sus actividades de investigación, desarrollo tecnológico e innovación, en las áreas de interés común y en los mercados en los que ambas operan a través del Programa de "Recerca Strategica", compuesto por ocho programas de investigación en tecnologías de relevancia:

1. Flexibilidad operativa de plantas.

2. Automatización y diagnóstico avanzado.
3. Almacenamiento energético y herramientas de gestión para recursos variables.
4. Control de contaminantes y residuos.
5. Ciberseguridad y cero accidentes.
6. Nuevos usos de la electricidad.
7. Monitorización de nuevas tecnologías nucleares.
8. Energías renovables.

Las actuaciones de ENDESA en innovación se impulsan y coordinan a través de la Dirección Corporativa de Innovación, en estrecha coordinación con ENEL y los equipos de innovación de las líneas de negocio, bajo un modelo estructurado, con criterios comunes de selección de proyectos, captura del conocimiento tecnológico y puesta en valor, siempre considerando las particularidades regulatorias y de negocio de cada país.

Igualmente, se gestiona de forma centralizada la obtención y optimización de las subvenciones, deducciones fiscales y ayudas financieras a estas actividades.

En cuanto a la gestión interna de la innovación, cabe destacar la aplicación global de gestión de ideas de empleados llamada "Eidos Market", constituyendo ésta una iniciativa pionera que ha conseguido recoger unas 2.000 ideas de los empleados desde su lanzamiento. La plataforma hace uso de las metodologías más avanzadas, como son la filosofía de "Crowdsourcing" o las técnicas de "Mercados predictivos" en la captación de ideas para maximizar el potencial innovador aprovechando la inteligencia colectiva de la red social de trabajadores.

Durante 2013, cada empresa realizó diversos programas y actividades internos y externos, orientadas a gestionar la innovación, consolidando una cultura creativa e innovadora en la organización, por medio de campañas de comunicación, difusión, formación y reconocimiento a empleados por su contribución innovadora. Adicionalmente, se celebró simultáneamente en todas las empresa la Semana de Innovación y Medio Ambiente.

Dentro de su modelo de innovación abierta, ENDESA ha tomado la decisión de acercarse a los emprendedores como fuente de soluciones a los retos propuestos por sus negocios.

En 2013 se ha fallado la primera edición del concurso ENEL LAB, dotado con 15 millones de euros, cuyo objetivo es la promoción de jóvenes empresas españolas e italianas que estén desarrollando sus proyectos en el ámbito de las tecnologías limpias. Como resultado de esta primera edición, ENDESA va a mentorizar a "MIRUBEE", empresa española del sector de la eficiencia energética.

Dentro de los numerosos proyectos realizados a lo largo del 2012 destacan los desarrollados dentro del ámbito de la movilidad eléctrica y las "Smartcities".

Movilidad Eléctrica

ENDESA sigue con su compromiso firme en el desarrollo de tecnologías de movilidad eléctrica, y desempeña un rol activo en este ámbito para posicionarse como el líder sectorial en movilidad eléctrica a escala internacional.

En este contexto, los esfuerzos realizados han permitido desarrollar tecnología y acuerdos materializados en resultados. Así, en el año 2013, ENDESA ha instalado 253 puntos de recarga para vehículos eléctricos en España y más de 58 en Latinoamérica, donde destaca la puesta en servicio de los nuevos cargadores rápidos en estaciones de servicio capaces de limitar la potencia en situaciones de alta demanda energética en la ciudad.

Esta actividad recurrente en el desarrollo tecnológico ha permitido cerrar con éxito la primera fase de proyectos de recarga rápida como el dispositivo telegestionado de control de equipos de carga rápida "Crave", o el equipo de carga rápida conductiva con almacenamiento "Surtidor", obteniendo productos que están siendo instalados en los clientes en todas las áreas de operación de la empresa.

Durante 2013 ha finalizado de manera exitosa el Proyecto "Fasto" cuyo objetivo es la definición, desarrollo, producción y validación a nivel pre-comercial de un catálogo de equipos de carga rápida común, y que actualmente ya está en fase de comercialización. La solución completa con los tres sistemas de carga rápida integrados se presentó en el congreso EVS27 y busca cumplir los requisitos de todas las unidades de negocio creando a la vez nuevas oportunidades comerciales gracias a su integración dentro del sistema de gestión Electric Mobility Management System (EMMS).

ENDESA ha creado e impulsado un consorcio de empresas para el desarrollo de tecnología española para la carga por inducción dinámica para autobuses, denominado "Victoria". El consorcio fue aprobado dentro del plan de inversiones "Interconnecta" del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI). Este Proyecto permitirá construir el primer carril inductivo dinámico de España y tiene unos ambiciosos objetivos tecnológicos y económicos para conseguir el desarrollo de la movilidad eléctrica pública.

"Unplugged", Proyecto desarrollado dentro de un consorcio internacional y cuyo objetivo es el desarrollo de una estación de carga rápida por inducción, así como la investigación en el uso de este sistema en entornos urbanos, con el objeto de verificar y comprobar las posibilidades de esta infraestructura. Durante 2013 ENDESA ha avanzado en el diseño de la estación y comenzará con las pruebas en el año 2014.

Otra de las líneas de actuación es el desarrollo de los sistemas "Vehicle to Grid" (V2G) y, en concreto, durante 2013 se ha completado con éxito el Proyecto "V2M", que ha permitido el desarrollo tecnológico para la implementación de dicha tecnología en el Proyecto "Zem2all" (Zero Emissions Mobility to All), donde se ha realizado el despliegue de una infraestructura de seis cargadores capaces de ofrecer servicios bidireccionales a vehículos comerciales.

Otro grupo de acciones se orienta a la promoción de la movilidad eléctrica en entornos reales desarrollando proyectos a escala de demostración. Y aquí caben destacar las actividades realizadas en los Proyectos "Green eMotion" del VII Programa Marco y "Zem2all".

El Proyecto "Zem2all" es un Proyecto demostrativo de movilidad eléctrica, ha logrado el despliegue de 22 cargadores rápidos, 6 cargadores V2G, el centro de control e información y 160 coches eléctricos entre empresas y particulares, comenzando su fase de operación en

abril de 2013 y que, hasta ahora, ha obtenido un alto grado de satisfacción entre los participantes.

El Proyecto "Green eMotion" ha permitido la implantación durante el año del parking para la flota de vehículos de ENDESA en Barcelona, incluyendo puntos de recarga de tres tipos, vinculada, rápida y V2G, mientras que en Málaga se ha desplegado la infraestructura para los casos de uso de gestión de la demanda en aparcamientos.

En Latinoamérica, la empresa colombiana Codensa, S.A.E.S.P. puso en servicio la primera estación de carga para taxis eléctricos en Bogotá, que ofrecerá el servicio de recarga para los 50 vehículos aprobados por la municipalidad. Está prevista la instalación de 55 cargadores distribuidos en cuatro diferentes zonas de aparcamiento y se están fabricando estructuras de protección antivandálicas y configurando el sistema de pago.

Igualmente en Colombia, se ha llegado a un acuerdo entre Codensa, S.A.E.S.P., la Alcaldía de Bogotá y la Secretaría de Movilidad y Ambiente, para incorporar autobuses eléctricos en troncales de Transmilenio antes del año 2015.

En Chile, Chilectra, S.A. desarrolló un Proyecto en el cual se pondrá un servicio un autobús eléctrico en un recorrido de transporte público, conectando las instalaciones de "SmartCity" de Santiago y la red del Metro. Esta experiencia pretende demostrar la aplicabilidad de esta tecnología en el sistema de transporte público de las grandes urbes latinoamericanas.

Por su parte, en Argentina se puso en servicio la primera estación de carga para vehículos eléctricos disponible en el país.

Smartcities

ENDESA está desarrollando los conceptos de "Smart Grid" en los programas de "SmartCity", que lidera con varios proyectos. En España, se ha cumplido el quinto año de la puesta en marcha de la "SmartCity" de Málaga y el tercero de la "SmartCity" de Barcelona. En Latinoamérica han continuado desarrollándose los Proyectos de Búzios (Brasil) y Santiago de Chile, lanzados en 2012.

- Málaga "SmartCity": Durante 2013 se ha dado por concluida la primera parte del Proyecto, y se ha iniciado la segunda, continuando con las acciones orientadas a la integración de las "Smart Grids" y urbanismo sostenible en un nuevo concepto de "Ciudad Inteligente". Se han desarrollado e instalado diferentes tecnologías de última generación en materia de 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. Esta experiencia ha demostrado la viabilidad de este nuevo modelo de gestión energética en las ciudades al conseguir un ahorro energético superior al 20%, una reducción del 20% en las emisiones de CO₂ al año y un notable aumento de energía procedente de fuentes renovables. El Proyecto se ha ejecutado en una zona de la ciudad que alberga 12.000 clientes domésticos, 300 industriales y 900 de servicios.
- "SmartCity" Barcelona: Continúa el desarrollo de un nuevo modelo energético, desplegando y probando las tecnologías más avanzadas de telegestión de contadores, automatización de la red, iluminación eficiente, integración de renovables y movilidad eléctrica, en una serie de actuaciones repartidas por toda la ciudad. Entre las acciones más destacadas llevadas a cabo se encuentra la iniciativa "Future Grid for Electric Energy Distribution", para la implantación de dispositivos de monitorización y control en

más de 1.400 Centros de Transformación, lo que repercute en una mejor continuidad y calidad del suministro. Se ha continuado asimismo con el desarrollo de la Casa Solar, que alberga el "Smart Grid Service Center", el centro operativo desde el cual se monitorizan y gestionan los procesos puestos en marcha en el marco de Smart City Barcelona y toda la información asociada.

- Cidade Inteligente Buzios: Se trata del primer Proyecto "SmartCity" llevado a cabo en Latinoamérica, concretamente en la ciudad de Buzios del Estado de Rio de Janeiro. Entre sus principales objetivos, están la integración de tecnologías como el "Smart Metering", automatización de red, movilidad eléctrica, iluminación pública inteligente y generación distribuida a fin de evaluar su viabilidad económica, técnica y social. Durante 2013 se ha instalado el primer punto automatizado y se han realizado las pruebas de comunicaciones para el despliegue.
- "SmartCity" Santiago: Desplegado en el distrito Ciudad Empresarial de Santiago de Chile a fin de probar la integración de tecnologías como el "Smart Metering", automatización red, vehículos eléctricos, iluminación pública y generación distribuida evaluando los aspectos económicos, técnicos y sociales de las mismas. Durante 2013 se han instalado los elementos de iluminación eficiente, y se ha alcanzado la cifra de 100 "Smart Meters" en operación desde la inauguración del Proyecto.

Plataformas Tecnológicas.

ENDESA continúa colaborando en España con diversas plataformas tecnológicas, entre las que destaca la Plataforma Tecnológica de Eficiencia Energética, la Plataforma de Redes Eléctricas del Futuro (FUTURED) donde es miembro del Grupo Rector, y la Plataforma de Fisión Nuclear (CEIDEN), donde es responsable de la Secretaría Técnica. Asimismo, presta colaboración en otras áreas como la Plataforma Tecnológica Española del CO₂, la Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y de las Pilas de Combustible, la Plataforma Tecnológica Española para la Seguridad Industrial (PLATI) y la Plataforma Española de Biomasa (BIOPLAT).

Asimismo, ENDESA mantiene líneas activas de participación en otras instituciones, entre las que destaca la presencia como patrono fundador en las Fundaciones IREC (Institut de la Recerca en Energia de Catalunya), la Corporación Tecnológica de Andalucía (CTA) y la Fundación Pro Rebus de la Real Academia de Ingeniería de España.

En Latinoamérica, destaca la participación en Colciencias (Colombia), así como el acuerdo de colaboración con el Centro de Investigación sobre Sostenibilidad Energética (CISE) de la Universidad Pontificia Católica de Chile.

Proyectos de Innovación.

La coordinación de los diferentes equipos de trabajo de ENDESA, durante el año ha permitido la optimización de recursos y la identificación de sinergias por valor de 23 millones de euros a través del conocimiento y resultados compartidos en distintos ámbitos.

Seguridad laboral.

Durante 2013 se ha lanzado el Comité de Innovación de Sinergias de Seguridad para impulsar y agilizar los proyectos de innovación orientados a mejorar en seguridad laboral e implementar tecnologías exitosamente probadas.

- “Anti Fall Systems for Ladders”: Escaleras recubiertas con fibra de vidrio sin ningún elemento mecánico a la vista y utilizable en todas las ubicaciones incluidas las que tengan cableado a la vista.
- Dispositivo personal de detección de tensión: Dispositivo detector de presencia de campos eléctricos a través de una antena de radio.
- Defensas para postes: Protecciones para postes para aumentar la amortiguación de golpes de vehículos sin causar daños graves en el poste y aumentando la seguridad de los conductores y pasajeros.
- Casco de seguridad integral: Casco de seguridad con cámara de vídeo, auriculares y micrófono transmitidos por Wifi para permitir la supervisión a distancia, disponiendo de una mayor comunicación y permitiendo dar apoyo a los operarios en tareas peligrosas.

La cartera de proyectos de innovación tecnológica de ENDESA está estructurada en torno a ejes tecnológicos alineados en función de sus objetivos en el medio y largo plazo, los cuales se orientan a la optimización de recursos y la generación de valor añadido, a través de los siguientes proyectos relevantes:

Tecnologías de Generación

- Menos CO₂: Planta experimental de absorción química para captura de CO₂ mediante el uso y evaluación de nuevos absorbentes químicos basados en aminas.
- “Bionatur”: Proyecto para la validación de la tecnología de desulfuración extrema y eliminación de contaminantes con sorbentes sólidos a escala de laboratorio con gases reales de combustión de la central térmica Litoral.
- Planta piloto de “Captura de CO₂ con microalgas”: Planta piloto situada en la central térmica Litoral destinada a la valorización del CO₂ procedente de gases de combustión, mediante el cultivo de microalgas, con el fin de obtener productos comerciales.
- “O2gen”: Proyecto orientado al estudio de la segunda generación de la tecnología “OxyCFB” con altos ratios de O₂/CO₂, en calderas pequeñas y con menores costes.
- “Capim Elefante”: Desarrollo para la optimización en una granja experimental del ciclo vital de esta especie herbácea, mejorando la disponibilidad de biomasa en el mercado brasileño y en otros países sudamericanos.
- Laguna de Enfriamiento: Proyecto que pretende evaluar la aplicabilidad de lagunas cristalinas como sistema alternativo de enfriamiento para centrales térmicas, realizando una en terreno de la central San Isidro (Chile) que contempla la construcción de una laguna de 5.000 m² (10.000 m³), la cual será operada por cuatro meses, conectada térmicamente al sistema de enfriamiento de la central con el fin de estudiar el desempeño de la tecnología.
- Herramienta para optimización de recursos de programación diaria: Desarrollo de un modelo de optimización de la programación horaria de las centrales hidráulicas, permitiendo una utilización más eficiente de los recursos hídricos disponibles en Chile.
- Mezclado de carbón de combustión: Evaluación y ajuste de parámetros de combustión de carbones y mezclas en la zona de influencia de la central térmica de Termozipa

(Colombia) aumentando la eficiencia de la combustión y reduciendo el impacto ambiental de la operación de la planta.

- "Televisi": Desarrollo de tecnologías de visión artificial orientadas a la monitorización y optimización de los sistemas de mantenimiento en centrales hidráulicas.
- "Intogener": Desarrollo de un sistema operacional para la predicción de caudales de deshielo, utilizando información satelital, con la perspectiva de mejorar los pronósticos utilizados para la operación del sistema eléctrico. Empresa Nacional de Electricidad, S.A. participa como usuario del sistema durante la fase pre-operacional.

Eficiencia energética y almacenamiento

- "EnergyTic": Soluciones innovadoras que permiten a los clientes en viviendas sociales alcanzar los objetivos de ahorro de agua y energía. Se contará con 1.000 viviendas en Francia y 700 viviendas en España. ENDESA participa activamente en este Proyecto europeo como socio tecnológico liderando en España la contribución de la telegestión en los clientes.
- "Novare Energrid": Sistema distribuido de infraestructuras inteligentes para la gestión de la oferta y demanda de la red eléctrica. El sistema permite gestionar la producción y el consumo de energía a partir de pequeños nodos (vivienda, empresas) creando un sistema descentralizado. Además, el Proyecto pretende potenciar la mejora de la gestión energética de los edificios, mediante el diálogo entre consumidores, generadores y usuarios. Durante el año 2013 ha pasado a fase de comercialización.
- "Store": Proyecto de almacenamiento energético mediante tecnologías de almacenamiento de aplicación directa a los sistemas eléctricos de potencia orientado hacia la mejora de los desequilibrios temporales de producción y consumo, desarrollado en las Islas Canarias.
- "Bess": Instalación en la central térmica Tarapacá (Chile) de un sistema de almacenamiento de energía (6 MW/1,5 MWh) para ser entregada al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en caso de una perturbación severa de frecuencia.
- "Storage": Desarrollo en Brasil de un sistema de almacenamiento de energía con diferentes tecnologías de Li-ion (NMC y LFP) de capacidad de 200 kWh para su conexión con una "SmartGrid", con el objetivo de evaluar su impacto en el sistema.
- "Capacitador Electrónico": Dispositivo desarrollado en Brasil para la corrección de la energía reactiva en baja tensión, orientado a clientes residenciales con pequeño consumo, mejorando así la calidad del suministro.

Distribución y Redes inteligentes

- Telegestión: Tiene como objetivo implantar un sistema de control y gestión automático y remoto del suministro eléctrico de clientes domésticos. Se trata de un sistema pionero en España, que se implantará en el domicilio de los clientes para sustituir los contadores eléctricos tradicionales. Durante 2013 se ha llegado a la cifra de 4,2 millones de contadores inteligentes instalados en España.

- “Smartie Plus”: Desarrollo de un nuevo dispositivo de electrónica de potencia que permite mejorar la utilización de los activos de red en los sistemas actuales, posibilitando la maximización de la distribución de cargas, mejorando la calidad de suministro y permitiendo una mayor y mejor penetración de las energías renovables en la red de distribución.
- “Orion”: Piloto de tecnologías de redes inteligentes y automatización en la red de Media Tensión, para la mejora del servicio en zonas rurales de Cundinamarca (Colombia).
- Efecto “Carson”: Desarrollo de nueva configuración de puesta a tierra para transformadores de media y baja tensión en zonas reduciendo la impedancia del terreno y, en consecuencia, los costes de mantenimiento y operación.
- “Cable Cure”: Tecnología de regeneración de cables subterráneos dañados por el envejecimiento producido por el agua y los agentes meteorológicos, sin necesidad de ningún tipo de corte de suministro a clientes. Esta medida puede producir un 65% de ahorro respecto a la alternativa tradicional de sustitución del cable.

Energía nuclear

Las actividades de I+D en el ámbito nuclear se desarrollan a través de la participación en distintos programas. Además, ENDESA ostenta la Secretaría de la Plataforma Tecnológica de Fisión Nuclear Española (CEIDEN), que coordina las actividades de I+D+i del sector. Asimismo, a través del Comité de Energía Nuclear de la Asociación de la Industria Eléctrica Española - UNESA, ENDESA promueve proyectos de investigación de interés para sus centrales nucleares. Algunos programas de especial relevancia son los siguientes:

- Programa nuclear del EPRI, que tiene como objetivo alcanzar la excelencia operativa de las centrales nucleares.
- Programa coordinado de investigación PCI, llevado a cabo con la participación de las empresas del sector y del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y cuya finalidad es analizar la seguridad de las plantas nucleares, tanto para los explotadores como para el organismo regulador.
- Programa conjunto PIC de las compañías eléctricas y la Empresa Nacional del Uranio, S.A., que coordina las actividades de I+D+i relacionadas con el combustible nuclear, definiendo proyectos de interés común.

8.2. Protección del Medio Ambiente.

El desarrollo sostenible es un pilar esencial en la estrategia de ENDESA, incluyendo como uno de los compromisos más importantes la protección del medio ambiente. Esta actitud constituye un signo de identidad positivo y diferencial para ENDESA ya que se trata de un principio fundamental de comportamiento que se encuentra expresamente recogido en sus valores empresariales.

Con este compromiso se pretende minimizar el impacto de la actividad industrial de ENDESA en el medio natural en el cual opera. Fundamentalmente se consideran aspectos relacionados con la lucha frente al cambio climático, una adecuada gestión de residuos, emisiones a la atmósfera, vertidos, suelos contaminados y otros potenciales impactos negativos.

Además, la gestión medioambiental de ENDESA pretende minimizar en lo posible el consumo de los recursos naturales y apuesta por la conservación de la biodiversidad de los entornos donde opera.

Por otra parte, la evaluación de los riesgos medioambientales asociados al desarrollo de las actividades de la empresa y las certificaciones medioambientales obtenidas de entidades externas ayudan a asegurar la excelencia en la gestión ambiental de ENDESA, que está integrada y alineada con su estrategia corporativa.

El compromiso con el respeto y la preservación del medio ambiente incide directamente en el proceso de toma de decisiones por parte de la Alta Dirección. De hecho, el medio ambiente constituye una de las líneas estratégicas prioritarias dentro del marco del Plan de ENDESA de Sostenibilidad 2008-2012 (PES), que ha prorrogado un año su vigencia extendiéndolo a 2013, mientras se prepara y consensua el nuevo Plan de Sostenibilidad del Grupo ENEL. Dicho Plan de Sostenibilidad 2008-2012 (PES) refuerza significativamente el compromiso tradicional de ENDESA con la protección del entorno natural, afrontando de forma decidida la lucha contra el cambio climático y buscando la excelencia en la gestión del resto de aspectos medioambientales antes mencionados.

Las inversiones y gastos de ENDESA en actividades relacionadas con la gestión medioambiental en 2013 y 2012 han sido:

Millones de Euros

Inversión Anual Medio Ambiente	2013	2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	30	36	(16,6)
Negocio en Latinoamérica	56	34	64,7
TOTAL	86	70	22,9

Millones de Euros

Inversión Acumulada Medio Ambiente	2013	2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	1.311	1.283	2,2
Negocio en Latinoamérica	69	42	64,3
TOTAL	1.380	1.325	4,2

Millones de Euros

Gasto Anual Medio Ambiente	2013	2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	126	140	(10,0)
Negocio en Latinoamérica	4	2	100
TOTAL (1)	130	142	(8,5)

(1) De los gastos relacionados con actividades medioambientales, 53 millones de euros en 2013 y 49 millones de euros en 2012 corresponden a la dotación de amortizaciones de las inversiones.

España y Portugal.

Aspectos tales como la gestión integral del agua, la identificación y el control de los riesgos y pasivos ambientales, la gestión ambiental eficiente (optimización de consumo de recursos y minimización de impactos), la lucha contra el cambio climático y, muy especialmente, la potenciación de la conservación de la biodiversidad, son los ejes estratégicos en que se basa la política ambiental de ENDESA.

Gestión ambiental excelente.

En el ámbito de la gestión ambiental excelente, que constituye uno de los tres ejes principales del Plan de Medio Ambiente y que incluye la gestión integral del agua, los sistemas de gestión y certificación, la gestión de riesgos y pasivos ambientales y la gestión de la regulación sobre emisiones, cabe destacar las siguientes actuaciones desarrolladas en 2013:

- En el ámbito de la gestión integral del agua, ENDESA se ha adherido por cuarto año consecutivo al CDP Water Disclosure, iniciativa en la que este año han participado 180 grandes empresas y que analiza los principales riesgos y oportunidades detectadas por las compañías en relación a la disponibilidad del agua, así como las tendencias de las mismas en la gestión del riesgo asociado.
- En el ámbito de los sistemas de gestión medioambiental en España y Portugal, se han mantenido todas las certificaciones de los sistemas de gestión ambiental según la Norma ISO 14001 que ENDESA tiene implantados en todos los negocios de este ámbito geográfico. Por lo que respecta al Reglamento Europeo EMAS en 2013 se ha realizado la implantación del sistema en la central térmica Jinámar y en la central diesel El Palmar y se ha realizado el registro de la central térmica de ciclo combinado Besós. En España y Portugal, al cierre de 2013 se encuentra certificada en ISO 14001 el 97,23% de la potencia instalada, así como la totalidad de las terminales portuarias, explotaciones mineras e instalaciones de distribución. Durante 2013 se ha extendido el Sistema Integrado de Gestión Ambiental, Energética y de Calidad Ambiental de Interiores (SIGAEC) implantado en la sede social desde 2011 a 18 edificios más del territorio español. Por lo que respecta a Marruecos, la central térmica de ciclo combinado Tahaddart mantuvo su certificación medioambiental ISO 14001 en 2013.
- En el ámbito de la gestión de riesgos, se ha finalizado la implantación del Proyecto global "MAPEC – Mapping of Environmental Compliance", que, en base a una metodología propia, permite a las instalaciones autoevaluar el cumplimiento de la normativa ambiental y el desempeño ambiental de las instalaciones. En 2013, el resultado del mismo para España y Portugal ha sido que el riesgo ambiental es bajo en todas las instalaciones.
- En el ámbito de la gestión de la regulación de emisiones en España y Portugal, cabe indicar que ENDESA está acogida al Plan Nacional de Reducción de Emisiones 2008-2015 (PNRE) de las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC). En el marco de este Plan, ENDESA ha llevado a cabo importantes actuaciones en sus instalaciones para reducir las emisiones atmosféricas, lo que le ha permitido alcanzar reducciones respecto a 2008 del 30% de emisiones de dióxido de azufre (SO₂), del 51% de óxido de nitrógeno (NO_x) y del 47% en el caso de las partículas en las grandes instalaciones de combustión acogidas al Plan Nacional de Reducción de Emisiones (PNRE).

Cambio climático.

La lucha contra el cambio climático es uno de los ejes principales del Plan de Sostenibilidad 2008-2012 (PES) y, en particular, de su Programa de Cambio Climático que incluye cinco líneas estratégicas centradas en las energías renovables, el desarrollo tecnológico, la eficiencia energética, el transporte sostenible y los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y Acción Conjunta (AC).

ENDESA ha consolidado el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero, que incluye todo el ciclo de vida de cada uno de los elementos, negocios y ubicaciones de la Compañía, y considera tanto las emisiones directas como las indirectas, que aún no siendo generadas en fuentes controladas por la Compañía, son consecuencia de las actividades de ésta. En el año 2013

se han verificado por parte de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) los resultados de la Huella de Carbono del período 2009-2011 conforme a la Norma UNE ISO 14.064, así como los resultados de la Huella de Carbono 2012.

En materia de eficiencia energética, ENDESA continuó desarrollando su Plan Global de Eficiencia Energética 2010-2014 (PGE3) centrado en tres líneas de actuación: la eficiencia de las infraestructuras y la gestión activa del consumo energético, la puesta en valor de las actividades desarrolladas en este terreno, la concienciación de los empleados en hábitos responsables de consumo.

Asimismo, ENDESA está firmemente comprometida con el desarrollo de iniciativas de movilidad eléctrica en sus mercados, liderando grupos de trabajo de estandarización y normalización, desarrollo de proyectos de I+D+i, así como de soluciones tecnológicas propias.

Por lo que se refiere a los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), actividad que se desarrolla desde la Unidad Internacional de ENEL denominada Carbon Strategy Unit, cabe destacar que la cartera de "Certified Emissions Reductions" (CERs) y "Emission Reductions Unit" (ERUs) contaba, a 31 de diciembre de 2013, con cerca de 80 proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), con aproximadamente 166 millones de toneladas de reducción de dióxido de carbono (CO₂), disponiendo a final del ejercicio del 7% de los créditos concedidos por Naciones Unidas.

A través de los mecanismos flexibles, en 2013 ENDESA ha evitado las emisiones de más de 8 millones de toneladas de CO₂, que, sumadas a las reducciones conseguidas en años anteriores, alcanzan la cifra de casi 66 millones de toneladas de CO₂.

ENDESA ha participado un año más en el prestigioso índice en materia de cambio climático CDP, y en el Informe Global 500 CDP 2013 se ha posicionado como la cuarta compañía eléctrica con una puntuación de 98%. La importante progresión en la puntuación obtenida por ENDESA en este índice es fruto de la implantación y consolidación que se ha venido desarrollando en materia de cambio climático, con un compromiso que se ha intensificado a través de su Plan de Sostenibilidad 2008-2012 (PES).

Conservación de la biodiversidad.

El actual Plan para la Conservación de la Biodiversidad de ENDESA, que se encuadra dentro del tercer eje principal del Plan de Medio Ambiente, viene a culminar la dilatada trayectoria de la Compañía en la materia. Si en 2012 se diseñó la estructura del Plan, en 2013, se ha empezado a poner en práctica, con el resultado de una notable eficiencia y un alto grado de éxito en la consecución de los primeros hitos.

El Plan para la Conservación de la Biodiversidad de ENDESA aporta una estructura que permite seleccionar y valorar, bajo criterios de interés científico, social y aplicado, todas las iniciativas recibidas, tanto internas como externas, en materia de conservación de biodiversidad. A continuación, cada iniciativa es tipificada y clasificada dentro del Plan y, finalmente, es introducida en una base de datos para su seguimiento hasta el final del Proyecto.

En 2013, dentro del Plan se han desarrollado 31 iniciativas de conservación de la Biodiversidad, de las cuales 18 son nuevos proyectos y 13 provienen de años anteriores. Se han finalizado 7 iniciativas y las otras 24 tendrán continuación en 2014. Si se realiza el desglose por áreas de actuación, se obtiene un total de 10 proyectos llevados a cabo dentro del campo de la protección

de la avifauna, 16 relacionados con los ecosistemas acuáticos (4 de ellos enfocados al estudio de especies exóticas invasoras), y por último, 5 proyectos sobre hábitats y usos del territorio.

Latinoamérica.

Gestión ambiental excelente y cambio climático.

Los principales proyectos realizados en este contexto durante el ejercicio 2013 han sido los siguientes:

- Chile: En gestión del agua, en 2013 se ha recabado información para posteriores estudios con el objetivo de reducir el consumo de agua. Como parte del Convenio de Colaboración entre Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y "Crystal Lagoons", en 2013 se inició en la central térmica de San Isidro una prueba piloto para crear un circuito cerrado de enfriamiento. Se han hecho diversos seguimientos al Plan de Acción para el cumplimiento de los límites de emisiones, tanto para las exigencias de las Licencias Ambientales como de las respectivas Normas de Emisión. En 2013 se inició la operación de un nuevo sistema de abatimiento de partículas en suspensión en la central térmica de Tarapacá. Con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en la Norma de Emisiones de Centrales Termoeléctricas, Empresa Nacional de Electricidad S.A. instaló nuevos y modernos Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) en las chimeneas de las centrales térmicas de Taltal, San Isidro, San Isidro II, Bocamina y Quintero. Durante 2013, Chilectra, S.A. y Empresa Nacional de Electricidad S.A. realizaron autoevaluaciones ambientales. De las 29 instalaciones de generación en Chile, 28 de ellas cursaron exitosamente sus auditorías de seguimiento o recertificación a sus Sistemas de Gestión Ambiental (SGA), basados en la Norma ISO 14.001. La certificación de la Unidad 2 de la central térmica de Bocamina se ha programado para el 2015. A 31 de diciembre de 2013, el 94,4% de la potencia instalada en Chile cuenta con un Sistema de Gestión Ambiental (SGA), certificado en la Norma ISO 14.001. Por su parte Chilectra S.A. también está certificada bajo los estándares de la Norma ISO 14.001.
- Colombia: Durante 2013, Codensa, S.A. E.S.P. ha identificado 39,5 toneladas de policlorobifenilos (aceites transformadores), habiéndose gestionado para su eliminación 118,4 toneladas, dando cumplimiento a la normativa ambiental nacional e internacional relacionada con este tipo de residuo. Además, a través del Programa de Sustitución de Equipos en uso con alta probabilidad de contener policlorobifenilos (PCB), se han retirado 306 equipos e instalado un número igual de equipos libres de esta sustancia. Asimismo, el Proyecto piloto de lavado o descontaminación de equipos contaminados con policlorobifenilos (PCB) permitirá disminuir los costes de eliminación de los mismos aproximadamente en un 60%. Se ha desarrollado un programa de inspecciones ambientales a las bodegas de las empresas colaboradoras de Codensa, S.A. E.S.P. para verificar el cumplimiento permanente de la legislación ambiental y de los compromisos ambientales voluntarios de las instalaciones.

Conservación de la biodiversidad.

- Chile: Dentro del Programa de Biodiversidad hay que destacar la gestión realizada en la Fundación San Ignacio del Huinay conforme al convenio de colaboración suscrito en 2011 con el Consejo Superior de Investigaciones Científicas de España (CSIC) y la Fundación ENDESA España, y cuyo fin es el desarrollo de proyectos de investigación que tengan por objeto el estudio de la biodiversidad existente en la Región de los Fiordos Patagónicos de Chile. Los principales Proyectos de Conservación desarrollados en la Fundación han sido:

- Área marina protegida en el "Fiordo Comau": está previsto solicitar al Ministerio de Medio Ambiente la declaración del "Fiordo Comau" como área marina protegida de múltiples usos, y así asegurar el desarrollo sostenible del territorio.
- Proyecto de restauración ecológica de los bosques de Huinay.
- Apoyo a la comunidad local: instrumentada mediante el apoyo de los traslados de los colonos del fiordo hacia la localidad poblada más cercana, el suministro eléctrico a la localidad de Huinay así como de internet para la escuela local y el apoyo médico a los colonos.
- Colombia: Dentro del Programa de Biodiversidad, se continuó con la implementación y desarrollo de proyectos en las diferentes instalaciones, destacando la gestión de los proyectos de caracterización de la avifauna del embalse del Muña, y la gestión y recuperación del Bosque ENDESA. El Proyecto Bosque ENDESA es una iniciativa que tiene como fin la protección y restauración de 690 hectáreas de bosque alto andino para la conformación de una zona de conservación ambiental en ciertos municipios de la cuenca baja del río Bogotá. Durante 2013 se realizaron las siguientes actividades: construcción de senderos, caracterización de la fauna del bosque, y siembra de árboles en zonas degradadas.
- Perú: En 2010 Edegel, S.A.A. inició la caracterización de la biodiversidad del tramo intervenido por las operaciones de la central hidroeléctrica Chimay culminándose dicha actividad en el mes de agosto 2013, así como ciertos trabajos de forestación también financiados por Edegel, S.A.A. Durante 2013 continuaron por parte de Empresa Eléctrica del Piura, S.A. los trabajos de mantenimiento de superficies forestadas. Los beneficios que se esperan alcanzar están relacionados con la mitigación del impacto generado por la emisión de los gases de combustión, lograr la estabilidad biológica de taludes, controlar la erosión de suelo.

9. Recursos Humanos.

Plantilla de ENDESA.

A 31 de diciembre de 2013, ENDESA contaba con un total de 22.995 empleados, lo que supone un aumento del 0,8% respecto al ejercicio anterior. De esta plantilla global, el 48,5% trabaja en el Negocio en España y Portugal, y el 51,5% restante en el Negocio en Latinoamérica.

Número de Empleados

Plantilla Final	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	11.145	11.506	(3,1)
Negocio en Latinoamérica	11.850	11.301	4,9
TOTAL	22.995	22.807	0,8

La plantilla media de ENDESA durante el ejercicio 2013 ha sido de 22.890 personas: 11.316 en el Negocio en España y Portugal, y 11.574 en el Negocio en Latinoamérica. En cuanto a la composición de la plantilla por género, los hombres representan el 78,9% de la misma a 31 de diciembre de 2013 y las mujeres, el 21,1% restante.

La información relativa a la plantilla de ENDESA se incluye en la Nota 40 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Seguridad y Salud Laboral.

El compromiso de ENDESA con la Salud y la Seguridad y su meta de "Cero Accidentes" abarca el desarrollo continuo de acciones de concienciación de riesgos, formación, comunicación interna y externa y la transferencia de conocimientos a través de diversas iniciativas.

En esta materia cabe destacar el Programa "One Safety", Proyecto de ámbito global del Grupo ENEL, que tiene dos objetivos fundamentales: consolidar el liderazgo en seguridad de los directivos de la Compañía y promover comportamientos seguros entre todos los empleados y contratistas.

En 2013 se mantuvo la tendencia a la baja de los indicadores de Seguridad y Salud Laboral de los últimos años. El índice de frecuencia combinado (trabajadores propios y contratistas) disminuyó un 16% (del 2,90 al 2,43) y el índice de gravedad combinado también registró una importante disminución del 17% (del 0,12 al 0,10). El número total de accidentes graves y mortales disminuyó un 13% (de 23 a 20).

Liderazgo y desarrollo de las personas.

ENDESA trabaja constantemente para identificar y desarrollar el potencial de sus personas, con el fin de que su desempeño contribuya a hacer de la Compañía una referencia en el sector. Bajo esta perspectiva, el Modelo de Liderazgo, el Modelo de Management, los Sistemas de Gestión del Rendimiento y el Global Professional System garantizan un desarrollo de las personas basado en el mérito y la capacidad.

El Modelo de Liderazgo es el conjunto de comportamientos que ENDESA espera de todos sus empleados, y brinda a éstos referencias para que trabajen de forma coherente para contribuir al liderazgo empresarial. Estos comportamientos giran en torno a siete factores orientados a la mejora continua y fomentan el cambio y la innovación dando prioridad a la seguridad en el trabajo.

El Modelo de Management ha evolucionado en 2013 hacia el denominado ENEL Global Banding System que incorpora, además de todas las posiciones directivas de la Compañía, los puestos clave de carácter técnico-profesional.

En 2013, un 70% de los trabajadores ha recibido una evaluación regular de desempeño y desarrollo profesional a través de alguno de los sistemas de evaluación de la Compañía (60% en 2012). Además, ENDESA ha puesto a disposición de sus empleados distintas herramientas de desarrollo profesional, como son las entrevistas individuales de desarrollo, el coaching o el mentoring.

Durante 2013 se ha completado el diseño del Global Professional System (GPS), cuyo objetivo es definir los perfiles profesionales de acuerdo a sus competencias técnicas. Este sistema permite conocer las competencias técnicas de todos los puestos y, en base a éstas, las necesidades de formación y/o posibles oportunidades de desarrollo para las personas que los ocupan.

Formación.

Las actividades de formación son planificadas y diseñadas siguiendo las principales líneas del Plan Estratégico de ENDESA, buscando como último fin contribuir al desarrollo de las competencias y habilidades que los empleados necesitan para alcanzar sus objetivos y hacer realidad la estrategia empresarial.

Teniendo en cuenta estos objetivos, en el ejercicio 2013 se dio prioridad a la Seguridad y Salud Laboral, se promovió la implementación de una cultura global, única y alineada y se fomentó el desarrollo con las capacidades técnicas.

Durante el año 2013, se dio formación al 82% de los empleados durante 965.565 horas, alcanzando una media de casi 42 horas por empleado (985.789 horas de formación durante 2012 con una media de 43 horas por empleado). La horas formativas se han distribuido fundamentalmente a través de las siguientes temáticas: Habilidades (31%), Negocio (29%), Seguridad y Salud Laboral (16%), Staff (16%) y Liderazgo (3%).

En 2013 las unidades de formación de ENDESA han pasado a formar parte de la Universidad Corporativa ENEL University, consolidándose varias iniciativas internacionales en ENDESA con el objetivo de globalizar la oferta formativa y generar economías de escala y eficiencia.

Los principales programas de formación impartidos en 2013 fueron:

- GOAL (Global One & Aligned) Managerial Training: Programa diseñado para todos los Manager para potenciar una cultura global, alineada con la estrategia, pero que también respeta y se enriquece con la diversidad.
- Junior Energy Training (JET): Programa dirigido a las nuevas incorporaciones que tiene como objetivo difundir los comportamientos y valores.

Atracción y retención del talento.

Con el objetivo de atraer el mejor talento, ENDESA lleva a cabo acciones de Employer Branding para posicionar a la Compañía como un lugar atractivo para trabajar en todos los mercados en los que opera, orientando sus esfuerzos hacia los perfiles más demandados. Para ello, en 2013 ha participado en ferias presenciales y virtuales de empleo, y ha colaborado con diversas instituciones para la potenciación del Plan de becas y prácticas.

ENDESA recurre, siempre que es posible, a la promoción interna a la hora de cubrir las vacantes, dando preferencia a profesionales con una destacada actuación en el desempeño de sus funciones.

En 2013 ENDESA ha incorporado a 1.373 trabajadores, de los cuales 1.168 empleados corresponden a las empresas de Latinoamérica (el 96% se trata de trabajadores locales). En 2012, ENDESA incorporó a 1.353 empleados, de los que el 96% eran trabajadores locales, y el 68% de dichas incorporaciones se realizó en Latinoamérica.

Gestión responsable de Personas.

Para avanzar en una gestión de personas de manera responsable, ENDESA dispone de un Plan de Responsabilidad Social Corporativa en Recursos Humanos denominado Plan Senda.

A través de este Plan se fijan anualmente distintos objetivos en las dimensiones que lo componen: diversidad e igualdad de oportunidades, conciliación y flexibilidad laboral, integración de personas con discapacidad y exclusión social, promoción del voluntariado e inversión socialmente responsable.

En materia de diversidad e igualdad de oportunidades, ENDESA mantiene un firme compromiso con los principios de igualdad de género y no discriminación trabajando para ser una empresa que respeta y gestiona las diferencias existentes entre las personas y que garantiza la igualdad de trato y oportunidades.

En 2013 se han seguido estableciendo objetivos relativos al incremento del porcentaje de contratación de mujeres. En España, los resultados de la contratación externa han alcanzado el 39% (34% en 2012) y, en Latinoamérica, destacan los resultados de Colombia con un 31% y Brasil con un 28% (37% y 32%, respectivamente, en 2012).

Clima Laboral.

En noviembre de 2012 se lanzó la Encuesta de Clima y Seguridad de manera simultánea a todos los empleados, alcanzando en ENDESA una participación del 76% y un nivel de compromiso del 74%.

Durante 2013 se diseñaron 1.467 iniciativas dirigidas a potenciar las fortalezas y utilizarlas como palancas para reforzar las áreas de mejora identificadas. Estas acciones se estarán ejecutando hasta noviembre de 2014, fecha en la cual está previsto el lanzamiento de una nueva Encuesta de Clima.

Diálogo Social.

En Iberia existían cinco convenios colectivos en vigor al finalizar el año 2013, que afectan a 10.724 personas, el 92% de la plantilla.

Las principales negociaciones que se han mantenido durante 2013 fueron el IV Convenio Colectivo Marco de ENDESA, la ampliación de la vigencia del "Acuerdo Marco de Garantías" y un acuerdo de medidas voluntarias de suspensión y extinción de contratos de trabajo, que se firmaron en el mes de diciembre.

El nuevo marco laboral se sustenta en tres ejes: flexibilidad, productividad y competitividad, para asegurar el cumplimiento de los retos empresariales y el respeto de las condiciones laborales de los trabajadores de la Compañía. En materia de flexibilidad laboral, se ha simplificado la clasificación profesional, se aplica una nueva regulación en movilidad funcional, se regula de manera homogénea la movilidad geográfica, y los incrementos económicos se realizarán con criterios de eficiencia, ajustados al contexto económico y parcialmente vinculados a la productividad. Respecto de la competitividad, se vinculan también las políticas salariales descritas a los resultados empresariales.

El actual Acuerdo de Garantías extiende su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018 y contempla la creación de un mecanismo por el que la empresa podrá ofertar bajas voluntarias indemnizadas o suspensiones del contrato de trabajo a los empleados que pudieran encontrarse sin ocupación efectiva.

En Latinoamérica, hay 46 convenios colectivos, de los cuales 8 son de Argentina, 15 de Brasil, 13 de Chile, 4 de Colombia, 5 de Perú y 1 que, aunque suscrito en España, afecta al personal

que presta sus servicios en la cabecera de Negocio de Latinoamérica. Todos ellos regulan las condiciones de trabajo de 9.731 trabajadores, lo que equivale al 82,4% de la totalidad de la plantilla.

Durante 2013 se han firmado 14 convenios colectivos: 8 en Brasil, 2 en Chile y 4 en Perú.

10. Acciones Propias.

ENDESA no poseía acciones propias a 31 de diciembre de 2013 ni ha realizado ninguna operación con acciones propias durante el ejercicio 2013.

11. Otra Información.

11.1. Información Bursátil.

La evolución de la cotización de ENDESA en la Bolsa de Madrid y de los principales índices de referencia en los ejercicios 2013 y 2012, ha sido la siguiente:

Evolución de la cotización respecto al ejercicio anterior (%)	2013	2012
ENDESA, S.A.	38%	6%
Ibex-35	21%	(5%)
Eurostoxx 50	18%	14%
Eurostoxx Utilities	9%	(9%)

La mejora de las perspectivas y condiciones macroeconómicas, fundamentalmente en las economías desarrolladas, junto con las políticas de estímulos monetarios llevadas a cabo por los principales bancos centrales, han explicado el buen comportamiento que ha caracterizado a los mercados bursátiles en 2013.

En Europa, el índice bursátil "Ibex-35" español destacó al poner fin a tres años consecutivos de caídas y cerrar el año con un ascenso de 21%, sólo por detrás de la Bolsa alemana, que repuntó un 26%. Levemente por debajo quedaron la Bolsa de París, con una subida del 18%, la Bolsa de Milán con un 17% y la Bolsa de Londres con un 14%. El índice bursátil paneuropeo "Eurostoxx 50" logró cerrar el año también con una apreciación del 18%, reflejando el aumento de la confianza sobre la estabilidad de la zona euro.

El año 2013 fue también especialmente positivo para las plazas no europeas, con la excepción de los mercados latinoamericanos. En Japón, el índice bursátil "Nikkei" cerró con un avance del 57%, la mayor revalorización anual en 40 años, mientras que en Estados Unidos los índices bursátiles "Nasdaq", "S&P 500" y "Dow Jones" acabaron con ganancias del 38%, 30% y 26%, respectivamente, después de marcar numerosos máximos históricos.

En el caso español, los inversores se mostraron optimistas ante las incipientes señales de mejora de la economía, con un Producto Interior Bruto (PIB) levemente positivo en el tercer trimestre (+0,1%), y su reflejo en la fuerte reducción de la prima de riesgo del país, que cerró el año en el nivel más bajo desde 2011. El diferencial con el bono alemán cayó más de 170 puntos básicos desde enero y terminó 2013 en los 220 puntos, demostrando de esta

manera el cambio de percepción sobre el mercado español ya que las previsiones de varios organismos oficiales señalan que la economía española podría volver a crecer en 2014.

El sector eléctrico europeo, en un nuevo ejercicio caracterizado por las dificultades y debilidad de sus fundamentales como caída de la demanda, riesgo regulatorio y cuestionamiento del modelo eléctrico, entre otros, no se quedó, sin embargo, al margen de las subidas bursátiles. El índice bursátil sectorial "Dow Jones Eurostoxx Utilities" se apreció un 9%. La única excepción a la revalorización de las empresas europeas del sector eléctrico fue la de las eléctricas alemanas (E.On: -5% y RWE: -15%).

En España, la evolución del sector estuvo marcada por la introducción de impuestos a la producción de energía eléctrica con efectos a partir del 1 de enero de 2013 de acuerdo a la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y por el objetivo de atajar el problema estructural del déficit de tarifa, una cuestión que se recogió en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, preludeo de la completa reforma energética que el regulador emprendió en el segundo semestre del ejercicio y que se está desarrollando a través de una nueva Ley del Sector Eléctrico y varios Reales Decretos y Órdenes Ministeriales.

Como aspecto positivo, el ejercicio 2013 también se caracterizó por la finalización del proceso de titulización de los derechos de cobro sobre el déficit de tarifa que las eléctricas mantenían en sus balances a través del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE), vehículo diseñado para este fin.

En este contexto, ENDESA que, como la renta variable española en general, partía de niveles de cotización afectados por la gran aversión al riesgo existente al inicio del ejercicio, tuvo un comportamiento destacado en bolsa y se situó a la cabeza del sector. La acción se apreció un 38% hasta cerrar el año en 23,30 euros por acción, máximos del ejercicio. Este nivel fue además un 46% superior al mínimo de 15,86 euros por acción registrado por el valor al cierre de la sesión del 17 de julio de 2013.

El anuncio a mediados del mes de diciembre de que ENDESA retomaba el pago del dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2013 ayudó a cerrar de forma muy positiva el año bursátil.

Datos Bursátiles	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	% Var.
Capitalización Bursátil (Millones de Euros)	24.669	17.861	38,1
Nº de Acciones en Circulación	1.058.752.117	1.058.752.117	-
Nominal de la Acción (Euros)	1,2	1,2	-
Efectivo (Miles de Euros)	2.383.758	2.349.966	1,4
Mercado Continuo (Acciones)			
Volumen de Contratación	128.023.145	163.073.796	(21,5)
Volumen Medio Diario de Contratación	502.052	637.007	(21,2)
P.E.R. (1)	13,1	8,8	-

(1) Cotización Cierre del Ejercicio / Beneficio Neto por Acción.

Cotización (Euros)	2013	2012	% Var.
Máximo	23,68	17,67	34,0
Mínimo	15,86	11,63	36,4
Media del Ejercicio	18,35	14,66	25,2
Cierre del Ejercicio	23,30	16,87	38,1

El Comité Asesor Técnico del índice "Ibex-35", en su reunión ordinaria celebrada el 16 de diciembre de 2013, y teniendo en consideración la liquidez de ENDESA, adoptó la decisión de excluir el valor del referido índice, haciéndose efectiva la exclusión del valor el pasado 23 de diciembre de 2013. Hasta esa fecha, ENDESA formaba parte del "Ibex-35" con un coeficiente aplicable del 10% sobre su capitalización, como consecuencia del capital flotante de la compañía (free-float), que es del 7,94%.

11.2. Política de Dividendos.

En febrero de 2013 el Consejo de Administración de ENDESA tomó la decisión de suspender el dividendo 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 titularizar 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.

De cara a 2014, el Consejo de Administración de ENDESA, en su reunión celebrada el 17 de diciembre de 2013 acordó distribuir a sus accionistas un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2013 por un importe bruto de 1,5 euros por acción. Este pago, que ha supuesto un desembolso de 1.588 millones de euros, se hizo efectivo el pasado 2 de enero de 2014.

El estado contable previsional formulado de acuerdo con los requisitos legales establecidos en el artículo 277 de la Ley de Sociedades de Capital, poniendo de manifiesto la existencia de liquidez suficiente para la distribución de dicho dividendo, ha sido el siguiente:

Millones de Euros

Estado Previsional de Liquidez	Del 1 de Diciembre de 2013 al 30 de Noviembre de 2014
Disponible Inicial	6.732
Caja y Bancos	33
Créditos Disponibles	6.699
Aumentos de Tesorería	4.305
Por Operaciones Corrientes	2.453
Por Operaciones Financieras	1.852
Disminuciones de Tesorería	(827)
Por Operaciones Corrientes	(342)
Por Operaciones Financieras	(485)
Disponible Final	10.210
Propuesta de Dividendo a cuenta de los Resultados del ejercicio 2013	1.588

Dividendos (Euro / Acción)	Con Cargo al Resultado de 2013 ⁽¹⁾
A Cuenta ^(2 de Enero de 2014)	1,500
Complementario ⁽²⁾	-
Dividendo por Acción Total ⁽²⁾	1,500
Pay-out ^{(%) (3)}	84,5
Rentabilidad por Dividendo ^{(%) (4)}	6,4

(1) Con cargo al ejercicio 2012 la sociedad destinó el total del resultado del ejercicio a Remanente.

(2) Pendiente de aprobación por la Junta General de Accionistas.

(3) Dividendo Bruto Total / Resultado Neto de la Sociedad Dominante.

(4) Dividendo Bruto por Acción / Cotización a 31 de diciembre de 2013.

Dada la situación excepcional que ha ido atravesando la economía española, en general, y el sector eléctrico, en particular, con continuos cambios en la regulación que afectan de forma muy significativa a los resultados y la rentabilidad de la Sociedad, ENDESA no tiene definida una política de dividendos ya que las decisiones sobre los dividendos se adoptan por la Junta General de Accionistas, a propuesta del Consejo de Administración, año a año teniendo en consideración factores tales como la situación del entorno económico, la evolución de la regulación eléctrica, la situación financiera de la Sociedad y los planes estratégicos definidos.

12. Informe Anual de Gobierno Corporativo requerido por el Artículo 538 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital.

Se incluye como Anexo a este Informe de Gestión Consolidado, y formando parte integrante del mismo, el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2013, tal y como requiere el Artículo 538 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital.

13. Propuesta de Aplicación de Resultados.

El beneficio del ejercicio 2013 de la Sociedad Dominante ENDESA, S.A. ha sido de 1.935.401.324,71 euros, que conjuntamente con el remanente, que asciende a 2.807.082.213,31 euros, hacen un total de 4.742.483.538,02 euros.

La propuesta de aplicación de esta cantidad formulada por el Consejo de Administración de la Sociedad a la Junta General de Accionistas, consiste en pagar a las acciones con derecho a dividendo la cantidad de 1,5 euros brutos por acción, destinando el resto a Remanente.

	Euros
A Dividendo (Importe máximo a distribuir correspondiente a 1,5 euros brutos por acción por la totalidad de las acciones (1.058.752.117 acciones))	1.588.128.175,50
A Remanente	3.154.355.362,52
TOTAL	4.742.483.538,02

24 de febrero de 2014

ANEXO I

Informe Anual de Gobierno Corporativo