

ENDESA, S.A.
y Sociedades Dependientes

Informe de Gestión Consolidado
del período
enero-septiembre de 2013

Madrid, 6 de noviembre de 2013

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
INFORME DE GESTION CORRESPONDIENTE
AL PERIODO ENERO-SEPTIEMBRE
DE 2013

Índice

1. Análisis del Período	3
Resultados Consolidados.....	4
Resultados por Negocios.....	11
Negocio en España y Portugal	12
Negocio en Latinoamérica	27
2. Anexo Estadístico	39

Análisis del Período

Resultados Consolidados

El beneficio neto de ENDESA ascendió a 1.551 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013

ENDESA obtuvo un beneficio neto de 1.551 millones de euros en los nueve primeros meses de 2013, lo que supone una reducción del 6,7% respecto al obtenido en el mismo período del año anterior, debido a la disminución de 233 millones de euros en el resultado neto 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, que han supuesto un incremento de costes de 490 millones de euros, 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 supuesto una reducción de los ingresos de 81 millones de euros, y que se añaden a los aproximadamente 400 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 415 millones de euros durante el período enero-septiembre de 2013.

Es importante enfatizar que estos impactos no incluyen los que puedan derivarse, sobre el propio ejercicio 2013, de la aplicación de las diferentes medidas regulatorias que se encuentran actualmente en tramitación tal y como se explica más adelante en el análisis de los Aspectos Regulatorios del Negocio de España y Portugal.

La evolución negativa del resultado neto del Negocio en España y Portugal se ha visto parcialmente compensada por el aumento de 122 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 ha reconocido 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 ambos Negocios y su variación respecto del mismo período del ejercicio anterior:

Beneficio Neto de ENDESA en Enero-Septiembre de 2013			
	Millones Euros	% Var. 3t2012	% Aportación a Beneficio Neto Total
España y Portugal	1.036	(18,4)	66,8
Latinoamérica	515	31,0	33,2
TOTAL	1.551	(6,7)	100,0

Generación y ventas de electricidad

La generación de electricidad de ENDESA en el período enero-septiembre de 2013 ascendió a 98.558 GWh, un 9,2% inferior al mismo período de 2012. Las ventas de electricidad se situaron en 118.105 GWh, con una disminución del 3,5%.

	Producción		Ventas	
	GWh	% Var. 3t2012	GWh	% Var. 3t2012
España y Portugal	53.497	(12,0)	72.453	(7,1)
Latinoamérica	45.061	(5,7)	45.652	2,8
TOTAL	98.558	(9,2)	118.105	(3,5)

Resultado bruto de explotación (EBITDA): 5.251 millones de euros

El resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) del período enero-septiembre de 2013 han experimentado una reducción del 3,8% y del 7,0%, respectivamente, situándose en 5.251 millones de euros y 3.392 millones de euros.

El descenso del 3,8% en el resultado bruto de explotación (EBITDA) de los nueve primeros meses de 2013 se corresponde, por una parte, con una disminución del 12,2% en el Negocio en España y Portugal, y por otra, con un aumento del 7,1% 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 376 millones de euros, a pesar del impacto negativo de las medidas fiscales aprobadas por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, que han supuesto un incremento de 490 millones de euros en los costes y de las medidas aprobadas por los Reales Decretos Ley 2/2013, de 1 de febrero, y 9/2013, de 12 de julio, que han supuesto una disminución de 81 millones de euros en los ingresos, gracias a las mejoras operativas alcanzadas en este Negocio durante los nueve primeros meses de 2013 que han dado lugar a una reducción en los costes fijos de este Negocio de 124 millones de euros.
- El aumento en el Negocio en Latinoamérica por importe de 170 millones de euros es debido a los ingresos registrados 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 291 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 48 millones de euros, los cuales se compensarán en las sucesivas revisiones tarifarias, de acuerdo con lo establecido en la regulación brasileña.

La caída del 7,0% en el resultado de explotación (EBIT) se debe, además, al incremento del 2,8% en el epígrafe "Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro" como consecuencia, fundamentalmente, del saneamiento por importe de 44 millones de euros de determinados activos de distribución en Brasil que han dejado de estar operativos.

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 del mismo período del ejercicio anterior:

	Ingresos		EBITDA		EBIT	
	Millones Euros	% Var. 3t2012	Millones Euros	% Var. 3t2012	Millones Euros	% Var. 3t2012
España y Portugal	16.217	(7,0)	2.697	(12,2)	1.451	(21,0)
Latinoamérica	7.268	(9,4)	2.554	7,1	1.941	7,1
TOTAL	23.485	(7,8)	5.251	(3,8)	3.392	(7,0)

El resultado financiero neto asciende a 310 millones de euros

Los resultados financieros netos del período enero-septiembre de 2013 fueron negativos por importe de 310 millones de euros, lo que representa una mejora en 324 millones de euros respecto del mismo período del ejercicio 2012.

Los gastos financieros netos ascendieron a 286 millones de euros, siendo un 52,0% inferiores a los del período enero-septiembre 2012.

Las diferencias de cambio netas han sido negativas por importe de 24 millones de euros frente a los 38 millones de euros, también negativos, del mismo período de 2012.

Para analizar la evolución de los gastos financieros netos hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- En el Negocio en España y Portugal, la evolución de los tipos de interés a largo plazo producida en ambos períodos 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 7 millones de euros, positivos, en el período enero-septiembre de 2013 y 72 millones de euros, negativos, en el mismo período de 2012.
- En el Negocio en Latinoamérica, el reconocimiento del ajuste del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) en Argentina ha generado un resultado financiero neto positivo por importe de 42 millones de euros.

Si aislamos el impacto de los aspectos señalados en los párrafos anteriores, los gastos financieros netos se habrían reducido en 189 millones de euros, un 36,1%, debido a la reducción de la deuda experimentada entre ambos períodos así como al menor coste medio de la financiación.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 2.347 millones de euros

Los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación al término del tercer trimestre de 2013 ascendieron a 2.347 millones de euros frente a los 3.101 millones de euros generados en el mismo período de 2012 debido a la peor evolución del capital circulante. Entre los aspectos que han producido la peor evolución del capital circulante destacan:

- Los menores cobros realizados en los primeros nueve meses de 2013 por las liquidaciones relativas a las compensaciones por sobrecostes de la generación extrapeninsular por importe de 663 millones de euros.
- El aumento de las cuentas a cobrar para recoger el importe pendiente de cobro del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) reconocido en Argentina por importe de 127 millones de euros que corresponde al ingreso reconocido que excede del importe de las cuentas a pagar comerciales compensadas.

Inversiones: 1.467 millones de euros

Las inversiones de ENDESA se situaron en 1.467 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013.

De esta cifra, 1.334 millones de euros corresponden a inversiones materiales, inmateriales e inmobiliarias, y los 133 millones de euros restantes a inversiones financieras, conforme al detalle que figura a continuación:

Inversiones en Enero-Septiembre 2013				
	Millones de Euros			
	Materiales, Inmateriales e Inmobiliarias	Financieras	TOTAL	% Var. 3t2012
	(1)			
España y Portugal	514	21	535	(31,2)
Latinoamérica	820	112	932	5,8
TOTAL (2)	1.334	133	1.467	(11,6)

(1) Excluyendo los derechos de emisión de CO₂, CERs y ERUs.

(2) En el período enero-septiembre 2012, no incluía inversiones en activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas por importe de 78 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.

Situación financiera

La deuda financiera neta de ENDESA se situó en 7.051 millones de euros a 30 de septiembre de 2013, con una disminución de 1.727 millones de euros respecto de la existente a 31 de diciembre de 2012.

La principal causa de esta significativa reducción del endeudamiento financiero neto ha 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.

A la hora de analizar el nivel de endeudamiento de ENDESA hay que tener en cuenta que, a 30 de septiembre de 2013, ENDESA contaba con 885 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 neta.

Además, a esa misma fecha, ENDESA tenía acumulado un derecho de cobro de 5.216 millones de euros por diversas partidas reconocidas en la regulación eléctrica española: 3.658 millones de euros por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas, y 1.558 millones de euros por las compensaciones derivadas de los sobrecostes de la generación extrapeninsular. De estos derechos de cobro, 1.330 millones de euros han sido cobrados durante el mes de octubre de 2013 como consecuencia de las emisiones realizadas por el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE).

Igualmente, con fecha 29 de octubre de 2013 se ha acordado una nueva emisión a realizar por el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) con la que se completaría en su totalidad la cesión de los derechos reconocidos por déficit hasta el año 2012 inclusive. Esta emisión tiene prevista como fecha de desembolso el próximo 8 de noviembre.

Si se descuentan los importes de las partidas indicadas en los párrafos anteriores, el endeudamiento neto de ENDESA a 30 de septiembre de 2013 se sitúa en 950 millones de euros, 2.682 millones de euros inferior al de 31 de diciembre de 2012.

A continuación se incluye la información relativa a la distribución de la deuda financiera neta por Negocios a 30 de septiembre de 2013:

Distribución por Negocios de la Deuda Financiera Neta de ENDESA (*)				
	Millones de Euros			
	30 de Septiembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	Diferencia	% Var.
España y Portugal	3.869	5.059	(1.190)	(23,5)
Latinoamérica	3.182	3.719	(537)	(14,4)
TOTAL	7.051	8.778	(1.727)	(19,7)

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

El coste medio de la deuda de ENDESA ascendió a un 5,6% en el período enero-septiembre de 2013. El coste medio de la deuda correspondiente a Enersis fue un 8,1%. Si se excluye la deuda de Enersis, el coste medio de la deuda de ENDESA se sitúa en un 3,0% en el período citado.

A continuación se incluye el detalle de la estructura de la deuda financiera neta de ENDESA a 30 de septiembre de 2013:

**Estructura de la Deuda Financiera Neta de ENDESA a 30 de Septiembre de 2013
(Millones de Euros)**

	ENDESA y filiales		Enersis		Total	
	Excepto Enersis				ENDESA	
	Millones Euros	% s/Total	Millones Euros	% s/Total	Millones Euros	% s/Total
Euro	4.045	100	-	-	4.045	57
Dólar Estadounidense	-	-	1.442	48	1.442	21
Peso Chileno/Unidad de Fomento	-	-	(88)	(3)	(88)	(1)
Real Brasileño	-	-	302	10	302	4
Peso Colombiano	-	-	1.039	35	1.039	15
Sol Peruano	-	-	230	8	230	3
Peso Argentino	-	-	61	2	61	1
Otras monedas	20	-	-	-	20	-
TOTAL	4.065	100	2.986	100	7.051	100
Fijo	809	20	1.978	66	2.787	40
Variable	3.256	80	1.008	34	4.264	60
TOTAL	4.065	100	2.986	100	7.051	100
Vida media (nº años)	5,5		5,6		5,5	

A 30 de septiembre de 2013, la liquidez de ENDESA en España ascendía a 6.959 millones de euros y cubre los vencimientos de deuda de los próximos 37 meses de este conjunto de empresas. De esta cantidad, 6.585 millones de euros correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito, de los que 3.500 millones de euros corresponden a una línea de crédito formalizada con ENEL Finance International, N.V.

A su vez, Enersis tenía en esta misma fecha una posición de tesorería disponible de 2.023 millones de euros e importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito por 572 millones de euros, lo que cubre los vencimientos de su deuda de los próximos 39 meses. A estos importes hay que añadir 885 millones de euros colocados en instrumentos financieros con vencimiento superior a tres meses.

A la fecha de presentación de este Informe de Gestión Consolidado, los "rating" de calificación crediticia de ENDESA a largo plazo son de "BBB" en Standard & Poor's, con perspectiva estable, "Baa2" en Moody's, con perspectiva negativa, y "BBB+" en Fitch, en revisión negativa.

Ratio de apalancamiento

El patrimonio neto consolidado de ENDESA a 30 de septiembre de 2013 ascendía a 28.656 millones de euros, cantidad superior en 2.287 millones de euros a la de 31 de diciembre de 2012, como consecuencia del resultado obtenido en el período y de la aportación de capital realizada por los accionistas minoritarios en la ampliación de capital de Enersis, S.A. y que ha supuesto un aumento de 1.734 millones de euros en el patrimonio neto consolidado de ENDESA.

De este patrimonio neto, 22.181 millones de euros corresponden a los accionistas de ENDESA, S.A. y 6.475 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 24,6% a 30 de septiembre 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 tenía 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.

La operación de venta anteriormente descrita ha generado una plusvalía bruta de 64 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado de ENDESA correspondiente al período enero-septiembre de 2013.

Otra información

Durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2013, ENDESA ha seguido la misma política general de riesgos que la descrita en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012. En este contexto, los instrumentos financieros y clases de cobertura tienen las mismas características que los descritos en dichas Cuentas Anuales Consolidadas. Por otra parte, los riesgos que pueden afectar a las operaciones de ENDESA siguen siendo los descritos en el Informe de Gestión Consolidado del ejercicio 2012.

Igualmente, durante el período enero-septiembre de 2013 no ha habido hechos inusuales de importe significativo, excepto los mencionados en este Informe de Gestión Consolidado. A este respecto, durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2013 no se han producido nuevos pasivos contingentes significativos con respecto a los descritos en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012.

Resultados por Negocios

Negocio en España y Portugal

Beneficio neto del Negocio en España y Portugal: 1.036 millones de euros

El beneficio neto del Negocio de España y Portugal fue de 1.036 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013, 233 millones de euros inferior al obtenido en el mismo período de 2012, con una contribución del 66,8% al resultado neto total de ENDESA.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) ascendió a 2.697 millones de euros, y el resultado de explotación (EBIT) a 1.451 millones de euros, con una reducción del 12,2% y del 21,0% 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) durante los nueve primeros meses de 2013 por importe de 571 millones de euros. Este impacto se añade a los aproximadamente 400 millones de euros de impacto anual recurrente para ENDESA de las medidas regulatorias puestas en vigor durante el ejercicio 2012. Estas cifras no incluyen los posibles efectos que puedan tener sobre el propio ejercicio 2013 las medidas regulatorias que están actualmente en tramitación, las cuales se explican en el capítulo de "Aspectos Regulatorios".
- 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 124 millones de euros en los costes fijos de este Negocio en los nueve primeros meses de 2013 respecto de los del mismo período del año anterior.
- El mejor "mix" de generación eléctrica debido a la extraordinaria situación de hidraulicidad, 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 40,7 €/MWh durante el período enero-septiembre de 2013, un 19,1% inferior al del mismo período del ejercicio 2012 debido a la extraordinaria situación de hidraulicidad mencionada, ha conllevado un menor coste medio en las compras de electricidad.

Durante el período enero-septiembre de 2013 la demanda eléctrica peninsular ha disminuido un 2,8% respecto del mismo período del año anterior (-2,4% corregido el efecto de laboralidad y temperatura).

Durante este período ENDESA alcanzó una cuota de mercado del 36,7% en generación total en régimen ordinario, del 43,0% en distribución y del 37,7% en ventas a clientes del mercado liberalizado.

Aspectos regulatorios

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

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

Con fecha 28 de diciembre de 2012 ha sido publicada 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 insulares y extrapeninsulares 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 al Consumo. Establece que estas retribuciones se actualizarán con el Índice de Precios al Consumo 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 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico.

Con fecha 18 de octubre se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley por la que se establece la financiación, con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, y se concede un crédito extraordinario por importe de

2.200 millones de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

De este modo, la Ley contempla que el Estado financiará en el año 2013, y por un importe máximo de 2.200 millones de euros, parte de los costes del sistema eléctrico ocasionados por las primas al régimen especial.

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

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 por ciento 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.

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 ha aprobado 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.

El conjunto de medidas adoptadas o cuya tramitación se ha iniciado 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, un Proyecto de Ley del Sector Eléctrico y un conjunto de disposiciones de desarrollo.

En relación con el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, los principales aspectos contenidos en el mismo son los siguientes:

- La reforma 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 trescientos 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 doscientos 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 €/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 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).

Junto con el Real Decreto Ley, y como se ha indicado anteriormente, el Gobierno ha iniciado la tramitación de un Proyecto de Ley del Sector Eléctrico y del resto de desarrollos reglamentarios a aprobar, 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, y que, entre otros, incluyen los siguientes aspectos:

- Marco normativo para la estabilidad financiera del sistema, mediante un sistema automático de revisión que evitará la aparición de nuevos desajustes, limitándose al mismo tiempo la introducción de nuevos costes en el sistema eléctrico sin que venga acompañada de un aumento equivalente de los ingresos, y fijándose en todo caso límites a la posible aparición de desajustes anuales, que serán financiados por todos los agentes que perciben ingresos del sistema de liquidaciones. Igualmente, aquellos sobrecostes generados por las normativas autonómicas o locales deberán ser asumidos por éstas.
- La Tarifa de Último Recurso (TUR), a la que se acogen la mayor parte de los consumidores domésticos, pasará a denominarse Precio Voluntario al Pequeño Consumidor, habilitándose nuevas comercializadoras para el suministro de estos clientes, permitiendo además la competencia entre ellas, para ofrecer ofertas y descuentos. Asimismo, buscará agilizar el proceso de cambio de

compañía suministradora y un refuerzo de los mecanismos de atención al cliente, al tiempo que se simplifica y clarifica la factura eléctrica.

- Los consumidores más vulnerables podrán continuar acogidos al descuento del Bono Social.
- 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 hasta entonces; 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.
- Por otra parte, la reforma también reforzará la lucha contra el fraude, se modificará la estructura de peajes reduciendo el coste sobre el consumidor medio y penalizando las segundas viviendas y las viviendas vacías.

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, por medio del cual se agrupan en este único ente otros organismos reguladores preexistentes, en concreto: la Comisión Nacional de Energía, 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 asume las funciones hasta ahora desarrolladas por la Comisión Nacional de Energía, 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.

La fecha de puesta en funcionamiento de la nueva Comisión se ha establecido en el 7 de octubre de 2013.

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 ha revisado la Tarifa de Último Recurso (TUR) para el primer trimestre de 2013, incrementándola un 3%.

Con fecha 16 de febrero de 2013 se ha publicado la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso desde 1 de enero de 2013. Dicha Orden mantiene los peajes de acceso sin cambios respecto a los vigentes. Igualmente, incluye 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 ha revisado 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 ha revisado 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 antes citado, con fecha 3 de agosto de 2013 se ha publicado la Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso, incrementándolos un 6,8% de media. Se ha revisado 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 ha

revisado 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 ha publicado 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 realizará de forma bimestral desde el 1 de abril de 2013, basada en lecturas reales.

La insuficiencia de las tarifas de acceso devengadas durante el período enero-septiembre de 2013 para hacer frente a los costes del Sistema Eléctrico ha generado un déficit de ingresos de las actividades reguladas que se estima aproximadamente en 4.422 millones de euros para la totalidad del sector. De este importe, a ENDESA le corresponde financiar el 44,16%. Adicionalmente, durante este período se ha generado un déficit extrapeninsular de 1.253 millones de euros por el ejercicio 2013, a ser cubiertos parcialmente por los Presupuestos Generales del Estado de 2014 conforme al Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio.

Carbón nacional.

Mediante Resolución de 12 de febrero de 2013, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, se han aprobado, para el año 2013, las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. Esta resolución ha sido modificada por otra de fecha 20 de marzo, que establece las cantidades mínimas de carbón que deben entregarse mensualmente, que serán una doceava parte de la cuantía anual.

Tarifa de gas natural para 2013.

La Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, ha revisado los peajes de acceso a partir de 1 de enero, siendo 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.

Ingresos: 16.217 millones de euros (-7,0%)

Los ingresos del Negocio en España y Portugal se situaron en 16.217 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013, con una reducción del 7,0%.

De esta cantidad, 15.461 millones de euros corresponden a la cifra de ventas (-6,3%) y 756 millones de euros a otros ingresos de explotación (-19,7%).

Ventas

El detalle del epígrafe de "Ventas" del Negocio en España y Portugal del período enero-septiembre de 2013 es como sigue:

	Millones de Euros			% Var.
	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	Diferencia	
Ventas de Electricidad	11.506	12.794	(1.288)	(10,0)
Ventas Mercado Liberalizado	5.780	5.907	(127)	(2,1)
Ventas CUR	3.031	3.611	(580)	(16,1)
Ventas Mercado Mayorista	711	959	(248)	(25,9)
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	665	612	53	8,7
Compensaciones Extrapeninsulares	1.251	1.506	(255)	(16,9)
Trading de Electricidad	10	61	(51)	(83,6)
Resto de Ventas	58	138	(80)	(58,0)
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	1.562	1.516	46	3,0
Comercialización de Gas	1.494	1.390	104	7,5
Otras Ventas y Prestación de Servicios	899	800	99	12,4
TOTAL	15.461	16.500	(1.039)	(6,3)

Ventas de electricidad

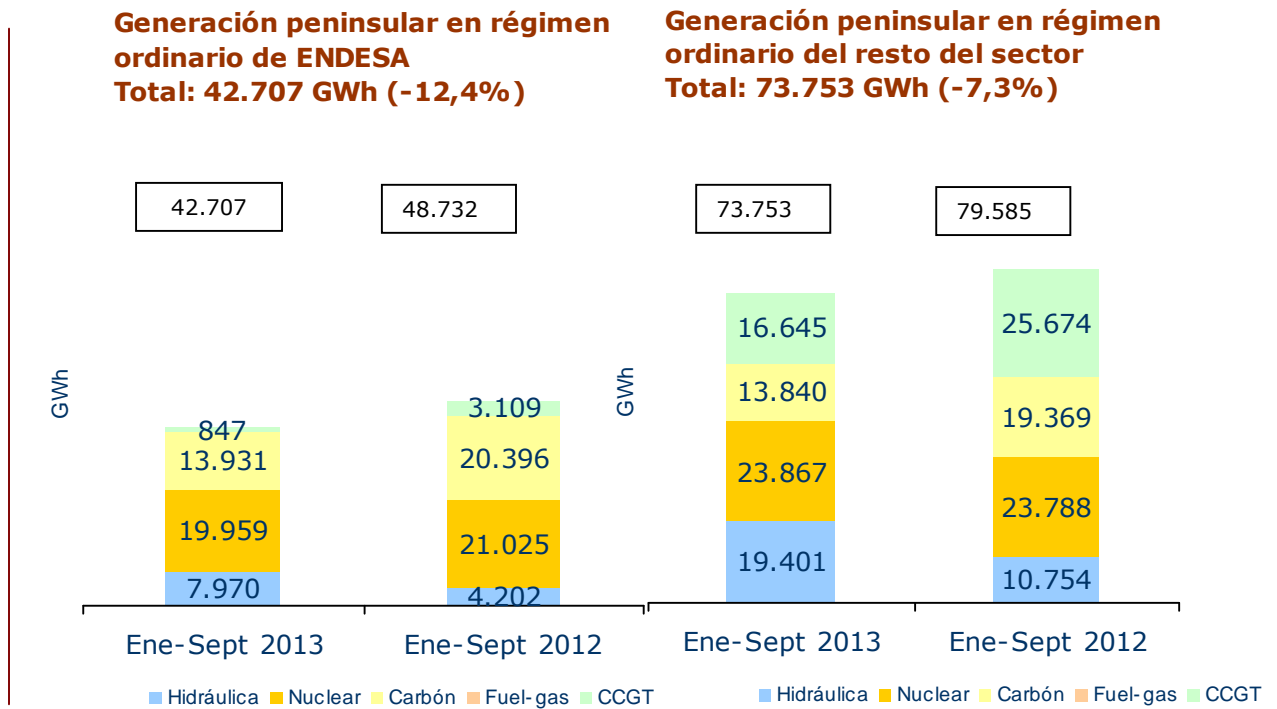
La producción eléctrica de ENDESA en España y Portugal fue de 53.497 GWh en el período enero-septiembre de 2013 lo que supone una disminución del 12,0% respecto del mismo período de 2012.

De esta cifra, 51.958 GWh corresponden a España (-12,0%), 896 GWh a Portugal (-16,8%) y 643 GWh al resto del segmento (-9,4%).

En el período enero-septiembre de 2013 la producción eléctrica peninsular en régimen ordinario fue de 42.707 GWh, un 12,4% menor que la del mismo período de 2012 debido al fuerte descenso de la producción, tanto de las centrales de carbón (-31,7%) como de los ciclos combinados (-72,8%), que se ha compensado, sólo en parte, por el incremento de la hidráulica (+89,7%). Por su parte, la producción nuclear también ha descendido un 5,1% como consecuencia del cese de la explotación de la Central Nuclear Santa María de Garoña.

Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 65,4% del "mix" de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario (51,8% en el período enero-septiembre de 2012), frente al 58,7% del resto del sector (43,4% en el período enero-septiembre de 2012).

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares fue de 9.251 GWh, con un descenso del 10,1% respecto del período enero-septiembre de 2012.



Comercialización a clientes del mercado liberalizado

El número total de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado era de 3.471.347 (+29,0%) al término del período enero-septiembre de 2013: 3.307.502 (+27,2%) en el mercado peninsular español y 163.845 (+40,3%) en mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA al conjunto de estos clientes ascendieron a un total de 55.738 GWh en el período enero-septiembre de 2013, con una disminución del 4,7%.

Las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 5.780 millones de euros, un 2,1% inferiores a las del período enero-septiembre de 2012.

A su vez, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España fueron de 665 millones de euros, un 8,7% superiores al período enero-septiembre de 2012.

Ventas Comercializadora de Último Recurso

Durante los nueve primeros meses de 2013 ENDESA ha vendido 16.715 GWh a través de su sociedad Comercializadora de Último Recurso, un 14,3% menos que durante el mismo período de 2012.

Estas ventas han supuesto un ingreso de 3.031 millones de euros en enero-septiembre de 2013, un 16,1% inferior al período enero-septiembre de 2012.

Distribución de electricidad

ENDESA distribuyó 84.234 GWh en el mercado español durante el período enero-septiembre de 2013, un 4,1% menos que en el mismo período del año anterior.

Los ingresos regulados de la actividad de distribución durante los primeros nueve meses de 2013 han ascendido a 1.562 millones de euros, con un incremento del 3,0% respecto de los registrados en el mismo período de 2013. Para analizar esta evolución hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La base de comparación de los ingresos registrados en los primeros nueve meses de 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 los nueve primeros meses de 2012 se redujeran en un 9% 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 tercer trimestre de 2013 han disminuido un 4,1% 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 tercer trimestre de 2013, que ya incorporan el impacto de ambos Reales Decretos Ley, se han reducido un 11,0% respecto de los que se registraron en el tercer trimestre de 2011.

Comercialización de gas

ENDESA ha vendido 42.231 GWh a clientes en el mercado liberalizado de gas natural en el período enero-septiembre de 2013, lo que supone un aumento del 7,7% respecto del total de ventas de gas del mismo período de 2012. En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado fueron de 1.494 millones de euros, con un aumento del 7,5%.

Costes de explotación

La distribución de los costes de explotación del Negocio de España y Portugal del período enero-septiembre de 2013 fue la siguiente:

Costes de Explotación del Negocio de España y Portugal				
	Millones de Euros			% Var.
	Enero- Septiembre 2013	Enero- Septiembre 2012	Diferencia	
Aprovisionamientos y Servicios	11.920	12.659	(739)	(5,8)
Compras de Energía	3.827	4.261	(434)	(10,2)
Consumo de Combustibles	2.144	2.401	(257)	(10,7)
Gastos de Transporte de Energía	4.597	4.756	(159)	(3,3)
Otros Aprovisionamientos y Servicios	1.352	1.241	111	8,9
Personal	755	773	(18)	(2,3)
Otros Gastos de Explotación	918	1.024	(106)	(10,4)
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	1.246	1.237	9	0,7
TOTAL	14.839	15.693	(854)	(5,4)

Aprovisionamientos y servicios (costes variables)

Los costes de aprovisionamientos y servicios (costes variables) se situaron en 11.920 millones de euros en enero-septiembre de 2013, con una disminución de 739 millones de euros (-5,8%) en relación con el mismo período de 2012.

Este epígrafe incluye 490 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 los siguientes aspectos:

- La reducción del 10,2% en el coste de las compras de energía, que se situaron en 3.827 millones de euros, debido al menor precio medio de compra.
- La reducción del 10,7% en el consumo de combustible, que se situó en 2.144 millones de euros, debido a la menor producción térmica del período.
- 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 159 millones de euros inferior al del período enero-septiembre de 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 en su mayor parte con los 128 millones de euros de reducción del ingreso registrado por la imputación a los resultados del período enero-septiembre de 2012 de los derechos de emisión de CO₂ recibidos gratuitamente de acuerdo con el Plan Nacional de Asignación.

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

Los costes fijos ascendieron a 1.673 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013, con una reducción de 124 millones de euros (-6,9%) respecto del mismo período del 2012 como consecuencia de la política de reducción de costes implantada.

Los "Gastos de personal" se situaron en 755 millones de euros, con una reducción del 2,3% a pesar de incorporar costes asociados a la reducción de plantilla. Los costes de personal recurrentes disminuyeron un 3,7% gracias a la contención salarial y a la reducción del 3,6% en la plantilla media de este Negocio.

Por lo que respecta a los "Otros gastos de explotación", se situaron en 918 millones de euros, lo que supone una disminución de 106 millones de euros (-10,4%) debido a la política de reducción de costes implantada.

Resultado financiero neto: 87 millones de euros

Los resultados financieros netos del período enero-septiembre de 2013 supusieron un coste de 87 millones de euros, 142 millones de euros menos que en el mismo período de 2012.

Esta disminución se compone, por una parte, de una reducción de 135 millones de euros en los gastos financieros netos, y, por otra parte, de una variación de 7 millones de euros en las diferencias de cambio netas, que han pasado de un gasto de 5 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012 a un ingreso de 2 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013.

Con respecto a los gastos financieros netos, la evolución de los tipos de interés a largo plazo producida, tanto en el período enero-septiembre de 2013 como en el mismo período de 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 7 millones de euros, positivos, y 72 millones de euros, negativos, respectivamente.

Aislado dicho impacto, los gastos financieros netos se habrían reducido en 56 millones de euros (-36,8%) como consecuencia del menor coste medio de financiación y de la reducción de deuda durante el período.

La deuda financiera neta del Negocio de España y Portugal se situó en 3.869 millones de euros a 30 de septiembre de 2013, frente a los 5.059 millones que registraba al final del ejercicio 2012. Por otra parte, hay que tener en cuenta que este Negocio estaba financiando a 30 de septiembre de 2013 activos regulatorios por importe de 5.216 millones de euros: 3.658 millones de euros correspondientes al déficit de ingresos de las actividades reguladas y 1.558 millones de euros a las compensaciones de la generación extrapeninsular.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 1.199 millones de euros

Los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio en España y Portugal ascendieron a 1.199 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013 frente a los 1.928 millones de euros del mismo período de 2012.

Esta disminución se ha debido tanto a la reducción del resultado generado en el período como a la peor evolución del capital circulante como consecuencia, principalmente, de los menores cobros por las liquidaciones relativas a las compensaciones por sobrecostos de la generación extrapeninsular por importe de 663 millones de euros.

Inversiones: 535 millones de euros

Las inversiones del Negocio de España y Portugal fueron de 535 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013 según el siguiente detalle:

Inversiones del Negocio en España y Portugal			
	Millones de Euros		
	Enero- Septiembre 2013	Enero- Septiembre 2012	% Var.
Generación	132	199	(33,7)
Distribución y Transporte	339	473	(28,3)
Otros	2	-	Na
TOTAL MATERIAL	473	672	(29,6)
Inmaterial ⁽¹⁾	39	57	(31,6)
Inmobiliaria	2	-	Na
Financiera	21	49	(57,1)
TOTAL ⁽²⁾	535	778	(31,2)

(1) Excluyendo los derechos de emisión de CO₂, CERs y ERUs.

(2) En el período enero-septiembre 2012, no incluía inversiones en activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas por importe de 78 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.

Negocio en Latinoamérica

Beneficio neto del Negocio de Latinoamérica: 515 millones de euros

El beneficio neto del Negocio latinoamericano de ENDESA del período enero-septiembre de 2013 se situó en 515 millones de euros, lo que supone un aumento del 31,0% con respecto al mismo período de 2012, siendo su contribución al resultado neto total de ENDESA igual al 33,2%.

Por su parte, el resultado bruto de explotación (EBITDA) ha sido de 2.554 millones de euros lo que supone un aumento del 7,1% respecto del período enero-septiembre de 2012.

El resultado de explotación (EBIT) se ha situado en 1.941 millones de euros, un 7,1% superior al del período enero-septiembre de 2012.

Estos aumentos se deben, fundamentalmente, a la aprobación el 7 de mayo de 2013 de la Resolución 250/2013 de 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 ingresos operativos durante el período enero-septiembre de 2013 por importe de 291 millones de euros más 42 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 sobrecostes 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 sobrecostes conforme al Decreto Presidencial 7.945/2013 ha ascendido a 188 millones de euros frente a unos sobrecostes soportados hasta el 30 de septiembre de 2013 de 236 millones de euros. Por tanto, el importe no cubierto por las medidas extraordinarias establecidas por el Gobierno brasileño ha ascendido a 48 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 165 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 los nueve primeros meses de 2012.

Además, la evolución del resultado de explotación (EBIT) está afectada por el saneamiento por importe de 44 millones de euros de determinados activos de distribución en Brasil que han dejado de estar operativos.

Principales aspectos del período

El entorno económico de los países en los que operan las compañías de ENDESA se ha caracterizado por una evolución positiva. La demanda de energía en el período enero-septiembre de 2013 ha sido favorable para el conjunto de los países con aumentos en Perú (+5,3%), Chile (+3,5% en el SIC y +3,8% en el SING), Argentina (+3,2%), Colombia (+2,8%) y Brasil (+2,5%).

En ese entorno, las ventas de distribución de las compañías de ENDESA, sin incluir peajes y consumos no facturados, se situaron en 45.652 GWh, con un incremento del 2,8% respecto del período enero-septiembre de 2012, habiéndose registrado aumentos en todos los países: Brasil (+4,6%), Chile (+4,6%), Perú (+2,3%), Colombia (+0,9%) y Argentina (+0,5%).

Por lo que respecta al negocio de generación de las compañías de ENDESA, la producción de electricidad ha disminuido un 5,7%, alcanzando los 45.061 GWh. Por países, se ha producido un aumento de la producción en Brasil (+2,5%), habiéndose producido reducciones en Perú (-9,9%), Colombia (-6,6%), Argentina (-6,5%) y Chile (-4,5%).

Generación y ventas de electricidad del Negocio en Latinoamérica				
	Generación (GWh)		Distribución (GWh)	
	Enero-Septiembre 2013	% Var. 3t2012	Enero-Septiembre 2013	% Var. 3t2012
Argentina	10.957	(6,5)	11.104	0,5
Brasil	3.631	2,5	13.824	4,6
Chile	14.610	(4,5)	9.744	4,6
Colombia	9.573	(6,6)	6.157	0,9
Perú	6.290	(9,9)	4.823	2,3
TOTAL	45.061	(5,7)	45.652	2,8

Márgenes unitarios

En enero-septiembre de 2013, el margen unitario de la actividad de generación ha aumentado un 7,2%, situándose en 29,1 €/MWh. Durante el período se han producido mejoras en Chile (+22,5%), Argentina (+15,9%), Perú (+2,4%) y Colombia (+3,1%) que han compensado la reducción en el margen unitario de generación de Brasil (-6,5%).

Por lo que se refiere al margen unitario de la actividad de distribución del período enero-septiembre de 2013, se situó en 36,0 €/MWh, con un aumento del 3,6% respecto del mismo período de 2012. Esta variación es consecuencia de la mejora alcanzada en el margen unitario de Argentina (+150,3%) debido al reconocimiento puntual del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) desde 2007 a febrero de 2013.

En el resto de países, el margen unitario de la actividad de distribución ha disminuido: Brasil (-16,0%), Colombia (-8,4%), Perú (-7,6%) y Chile (-6,0%).

Desarrollo de nueva capacidad

En relación a la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), durante el 2013 se ha continuado trabajando en 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, y se ha adjudicado el 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 parte del contratista de obras civiles.

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

Novedades Regulatorias

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). El efecto positivo que la aplicación de esta Resolución ha tenido sobre el Estado del Resultado Consolidado del período enero-septiembre de 2013 ha sido de 291 millones de euros sobre el resultado bruto de explotación (EBITDA) y de 42 millones de euros, también positivos, en el resultado financiero neto.

Por otra parte, durante el período enero-septiembre de 2013 se ha ido prorrogando la Veeduría del Vicepresidente del Ente Nacional de Energía Eléctrica (ENRE) en Empresa Distribuidora Sur, S.A., que fue designado originariamente mediante Resolución 183/2012. La última ampliación de su mandato por noventa días más fue aprobada por Resolución del Ente Nacional de Energía Eléctrica (ENRE) del pasado 28 de agosto de 2013 quedando prorrogada, por tanto, hasta el próximo 9 de enero 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 2013 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. La compensación por dichos sobrecostes ha ascendido a 188 millones de euros en el período enero-septiembre 2013 frente a unos sobrecostes soportados hasta el 30 de septiembre de 2013 de 236 millones de euros. El importe no cubierto por las medida extraordinarias establecidas por el Gobierno brasileño será recuperado por la compañías distribuidoras de la forma habitual establecida por la regulación eléctrica brasileña, es decir, mediante su incorporación en futuras revisiones tarifarias.

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 15 de abril de 2013 suponen un incremento promedio del Valor Agregado de Distribución (margen de distribución) 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 (Coelce). Las nuevas tarifas, vigentes a partir del 22 de abril, contemplan un aumento promedio del Valor Agregado de Distribución del 5,5%.

El 23 de julio, 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.

Por último, el 13 de agosto 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.

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.

Por último, el 14 de octubre se aprobó la Ley 20-25 que promueve el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la matriz energética, y que establece que, hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por dichas energías. Por otro lado, en esa misma fecha se publicó la Ley de Concesiones Eléctricas que tiene por objeto agilizar su tramitación.

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 Edelnor 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 VAD vigente anterior.

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.

Con efectos 1 de julio de 2013, se ha producido la absorción por parte de Inversiones Sudamérica Limitada de Cono Sur Participaciones, S.L.U., procediéndose a la liquidación de ésta última. Posteriormente, el 11 de octubre de 2013 se ha producido la disolución de Inversiones Sudamérica Limitada habiéndose integrado en Enersis, S.A. la totalidad de los activos y pasivos de dicha sociedad. 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 79 millones de euros) y, en consecuencia, la emisión de hasta un total de 555.000.000 nuevas acciones ordinarias escriturales de un valor nominal de un peso argentino por acción y con derecho a un voto por acción.

Con fecha 22 de octubre de 2013, el Directorio de la Comisión Nacional de Valores (CNV) autorizó la oferta pública y el 29 de octubre de 2013 la Bolsa de Comercio de Buenos Aires autorizó la cotización de las nuevas acciones. El período durante el cual se podrá ejercer el derecho de suscripción preferente y de acrecer, que será de diez días, transcurrirá entre el 7 y el 18 de noviembre. Si, al término de dicho período, quedara un remanente sin suscribir, el mismo podrá ser suscrito por sociedades relacionadas, sean o no accionistas, en el plazo de tres días hábiles bursátiles, plazo que comenzará el 20 de noviembre de 2013 y finalizará el 22 de noviembre de 2013.

Otras operaciones societarias

Con fecha 27 de febrero de 2012 el Consejo de Administración de ENDESA autorizó una simplificación de la estructura societaria de las filiales chilenas de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. a través de un proceso de fusiones sucesivas de Compañía Eléctrica San Isidro, S.A., Inversiones ENDESA Norte, S.A., Compañía Eléctrica Tarapacá, S.A., ENDESA Eco, S.A., Empresa de Ingeniería Ingendesa, S.A., ENDESA Inversiones Generales, S.A. y Empresa Eléctrica Pangué, S.A.

Durante 2012 se realizaron las operaciones de fusión de Empresa Eléctrica Pangué, S.A. en Compañía Eléctrica San Isidro, S.A., de Empresa de Ingeniería Ingendesa, S.A. y ENDESA Inversiones Generales, S.A. en Inversiones ENDESA Norte, S.A., y de Inversiones ENDESA Norte, S.A. en ENDESA Eco, S.A.

Durante 2013 se ha realizado la operación de fusión de Compañía Eléctrica San Isidro, S.A. en ENDESA Eco, S.A. siendo efectiva la misma a la fecha de emisión de este Informe de Gestión Consolidado con efectos retroactivos desde el 1 de septiembre de 2013. Igualmente, con fecha 30 de octubre de 2013 se celebraron Juntas Extraordinarias de Accionistas por las cuales se aprobó la fusión entre ENDESA Eco S.A. y Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. La primera de estas sociedades será absorbida por Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., y todo lo anterior, tendrá efectos a partir del 1 de noviembre de 2013 una vez se cumplan las correspondientes formalidades legales.

Resultado bruto de explotación (EBITDA): 2.554 millones de euros

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del Negocio en Latinoamérica de ENDESA ascendió a 2.554 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013, con un aumento del 7,1% respecto del mismo período de 2012 a pesar del impacto negativo de 165 millones de euros en relación con el del mismo período 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 1.941 millones, un 7,1% superior al obtenido en el período enero-septiembre de 2012.

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			EBIT		
	(Millones de Euros)			(Millones de Euros)		
	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	% Var.	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	% Var.
Generación y Transporte	1.306	1.234	5,8	1.028	971	5,9
Distribución	1.288	1.169	10,2	955	863	10,7
Otros	(40)	(19)	Na	(42)	(22)	Na
TOTAL	2.554	2.384	7,1	1.941	1.812	7,1

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			EBIT		
	(Millones de Euros)			(Millones de Euros)		
	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	% Var.	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	% Var.
Argentina	54	40	35,0	15	7	114,3
Brasil	164	183	(10,4)	150	167	(10,2)
Chile	390	307	27,0	278	207	34,3
Colombia	466	457	2,0	423	410	3,2
Perú	178	187	(4,8)	124	137	(9,5)
TOTAL GENERACIÓN	1.252	1.174	6,6	990	928	6,7
Interconexión Brasil-Argentina	54	60	(10,0)	38	43	(11,6)
TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE	1.306	1.234	5,8	1.028	971	5,9

EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica – Distribución						
	EBITDA			EBIT		
	(Millones de Euros)			(Millones de Euros)		
	Enero- Septiembre 2013	Enero- Septiembre 2012	% Var.	Enero- Septiembre 2013	Enero- Septiembre 2012	%Var.
Argentina	186	(38)	Na	168	(57)	Na
Brasil	438	507	(13,6)	266	370	(28,1)
Chile	203	209	(2,9)	165	171	(3,5)
Colombia	354	377	(6,1)	277	294	(5,8)
Perú	107	114	(6,1)	79	85	(7,1)
TOTAL DISTRIBUCIÓN	1.288	1.169	10,2	955	863	10,7

Generación y transporte

Argentina

La reducción de la producción (-6,5%) durante el período enero-septiembre 2013, se ha visto compensada por el aumento de los márgenes unitarios (+15,9%) por la aplicación de la nueva regulación y ha producido un aumento en el resultado bruto de explotación (EBITDA) del 35,0% respecto del mismo período de 2012 hasta 54 millones de euros.

El resultado de explotación (EBIT) del período ascendió a 15 millones de euros, con un aumento de 8 millones de euros (+114,3%) respecto del mismo período del ejercicio anterior.

Brasil

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Brasil se situó en 3.631 GWh en el período enero-septiembre de 2013, con un aumento del 2,5% respecto del mismo período de 2012, habiendo disminuido en la central de Cachoeira por peor hidrología y aumentado en la central de Fortaleza por mayor requerimiento del sistema.

Pese al aumento en la actividad de generación, la evolución del tipo de cambio del euro respecto del real brasileño ha provocado que el resultado bruto de explotación (EBITDA) del período se sitúe en 164 millones de euros (-10,4%). El resultado de explotación (EBIT) ha disminuido un 10,2%, situándose en 150 millones de euros.

Chile

En los nueve primeros meses de 2013 el resultado bruto de explotación (EBITDA) de la actividad de generación en Chile ha aumentado en 83 millones de euros (+27,0%), hasta situarse en 390 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 4,5%, hasta 14.610 GWh, en comparación con el mismo período del 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 (+22,5%) ha dado lugar al aumento del resultado bruto de explotación (EBITDA) antes mencionado.

El resultado de explotación (EBIT) del período ascendió a 278 millones de euros, con un aumento del 34,3% respecto al del mismo período del ejercicio anterior.

Colombia

En Colombia, la menor producción del período (-6,6%) ha sido compensada por el impacto favorable del aumento en el margen unitario (+3,1%).

El resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) de la generación han aumentado en 9 millones de euros (+2,0%) y 13 millones de euros (+3,2%), respectivamente, en el período enero-septiembre de 2013 respecto del mismo período del año anterior situándose en 466 y 423 millones de euros, respectivamente.

Perú

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Perú se situó en 6.290 GWh en el período enero-septiembre de 2013, con una reducción del 9,9% respecto del mismo período de 2012.

El efecto negativo de la menor producción del período no ha sido compensado en su totalidad con el aumento en el margen unitario (+2,4%) y ha tenido lugar una reducción del 4,8% en el resultado bruto de explotación (EBITDA), que se situó en 178 millones de euros, y del 9,5% en el resultado de explotación (EBIT), que ascendió a 124 millones de euros.

Interconexión entre Brasil y Argentina

El resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) obtenido durante el período enero-septiembre de 2013 han sido de 54 y 38 millones de euros, respectivamente, inferior en 6 y 5 millones de euros con respecto al mismo período del 2012.

El impacto negativo que presentan ambas magnitudes en comparación con el mismo período el ejercicio anterior es debido a la evolución del tipo de cambio del euro en relación con el real brasileño.

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 291 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 período enero-septiembre de 2013 se ha situado en 186

millones de euros, positivos, frente a 38 millones de euros, negativos, del mismo período de 2012.

Sin considerar este ingreso el resultado bruto de explotación (EBITDA) habría sido negativo por importe de 105 millones de euros, continuando la senda de deterioro del negocio de distribución en Argentina como consecuencia del incremento de los costes vinculados a la inflación del país que no están siendo repercutidos en la tarifa, lo que pone de manifiesto la necesidad de consolidar la repercusión del incremento de costes mediante la aplicación recurrente del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC).

Por su parte, el resultado de explotación (EBIT) ha sido de 168 millones de euros, positivos, frente a 57 millones de euros, negativos, del mismo período del ejercicio anterior.

Brasil

El resultado bruto de explotación (EBITDA) en el período enero-septiembre de 2013 se situó en 438 millones de euros, y el resultado de explotación (EBIT) en 266 millones de euros, con una disminución del 13,6% y del 28,1%, respectivamente, sobre el mismo período del 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 48 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 25,6% 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 (+4,6%) derivado de la evolución positiva de la demanda no ha compensado la reducción del margen unitario (-6,0%) ni el aumento de los costes fijos.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) de la distribución en Chile se ha situado en 203 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013, con una disminución del 2,9% respecto al mismo período del ejercicio anterior, y el resultado de explotación (EBIT) ha disminuido un 3,5% situándose en 165 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 6,1% y del 5,8%, situándose en 354 y 277 millones de euros, respectivamente.

Pese al aumento de la demanda en Colombia (+2,8%), el resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) se han visto reducidos como consecuencia del moderado aumento de la demanda en la zona de influencia de Codensa, S.A.E.S.P. (+1,21%) y de las ventas físicas (+0,9%), y de la reducción en el margen unitario (-8,4%) como consecuencia de la actualización del Índice de Precios Productor (IPP), que tan sólo es de un 0,44% durante el período enero-septiembre de 2013, y de la evolución del tipo de cambio del euro con respecto al peso colombiano.

Perú

A pesar del aumento de la demanda (+5,3%) y de las ventas físicas (+2,3%), la reducción en el margen unitario (-7,6%), ha provocado una reducción de las magnitudes económicas de la distribución en Perú durante el período enero-septiembre de 2013.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) se ha situado en 107 millones de euros, un 6,1% inferior al del mismo período de 2012, y el resultado de explotación (EBIT) en 79 millones de euros, un 7,1% inferior respecto al obtenido en el período enero-septiembre 2012.

Resultado financiero neto: 223 millones de euros

Los resultados financieros netos del Negocio en Latinoamérica de ENDESA supusieron un coste de 223 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013, lo que supone una disminución del 44,9% respecto del mismo período de 2012. Los gastos financieros netos ascendieron a 197 millones de euros en el período enero-septiembre 2013, lo que supone una disminución de 175 millones de euros, es decir, del 47,0%, respecto al mismo período de 2012.

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 42 millones de euros.

Si aislamos este impacto, los gastos financieros netos se habrían reducido en 133 millones de euros, un 35,8%, debido, tanto a la disminución del volumen de deuda media respecto del mismo período de 2012 (14,4%), como del coste medio de la misma.

Las diferencias de cambio netas han pasado de 33 millones de euros negativos en el período enero-septiembre de 2012 a 26 millones de euros, también negativos, en el mismo período de 2013.

A 30 de septiembre de 2013 el endeudamiento neto del Negocio en Latinoamérica era de 3.182 millones de euros, cifra inferior en 537 millones de euros a la existente al cierre del ejercicio 2012.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 1.148 millones de euros

Los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio en Latinoamérica ascendieron a 1.148 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013 en comparación con 1.173 millones de euros del mismo período de 2012.

Inversiones: 932 millones de euros

Las inversiones de este Negocio fueron de 932 millones de euros en el período enero-septiembre de 2013.

De este importe, 112 millones de euros corresponden a inversiones financieras y 820 millones de euros a inversiones materiales, inmateriales e inmobiliarias conforme al siguiente detalle:

Inversiones Materiales, Inmateriales e Inmobiliarias del Negocio en Latinoamérica			
	Millones de Euros		% Var.
	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	
Generación	369	364	1,4
Distribución y Transporte	262	235	11,5
Otros	1	1	-
TOTAL MATERIAL	632	600	5,3
Inmaterial (*)	187	184	1,6
Inmobiliaria	1	1	-
TOTAL	820	785	4,3

(*) 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.

Anexo Estadístico

Datos Industriales

Generación de Electricidad (GWh)	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	53.497	60.808	(12,0)
Negocio en Latinoamérica	45.061	47.785	(5,7)
TOTAL	98.558	108.593	(9,2)

Generación de Electricidad en España y Portugal (GWh)	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	% Var.
Peninsular	42.707	48.732	(12,4)
Nuclear	19.959	21.025	(5,1)
Carbón	13.931	20.396	(31,7)
Hidroeléctrica	7.970	4.202	89,7
Ciclos Combinados (CCGT)	847	3.109	(72,8)
Extrapesinular	9.251	10.289	(10,1)
Portugal	896	1.077	(16,8)
Resto	643	710	(9,4)
TOTAL	53.497	60.808	(12,0)

Generación de Electricidad en Latinoamérica (GWh)	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	% Var.
Argentina	10.957	11.715	(6,5)
Brasil	3.631	3.544	2,5
Chile	14.610	15.296	(4,5)
Colombia	9.573	10.249	(6,6)
Perú	6.290	6.981	(9,9)
TOTAL	45.061	47.785	(5,7)

Ventas de Electricidad (GWh)	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	72.453	77.985	(7,1)
CUR	16.715	19.493	(14,3)
Mercado Liberalizado	55.738	58.492	(4,7)
Negocio en Latinoamérica	45.652	44.397	2,8
Argentina	11.104	11.053	0,5
Brasil	13.824	13.212	4,6
Chile	9.744	9.316	4,6
Colombia	6.157	6.100	0,9
Perú	4.823	4.716	2,3
TOTAL	118.105	122.382	(3,5)

Ventas de Gas (GWh)	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	% Var.
Mercado Liberalizado (*)	42.231	39.222	7,7
TOTAL	42.231	39.222	7,7

(*) Sin consumos propios de generación.

Plantilla Final (Nº de Empleados)	30 de Septiembre de 2013	30 de Septiembre de 2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	11.235	11.781	(4,6)
Negocio en Latinoamérica	11.742	11.306	3,9
TOTAL	22.977	23.087	(0,5)

Datos Económico-Financieros

Parámetros de Valoración (Euros)	Enero- Septiembre 2013	Enero- Septiembre 2012	% Var.
Beneficio Neto por Acción ⁽¹⁾	1,46	1,57	(7,0)
Valor Contable por Acción ^{(2) (3)}	20,95	19,37	8,2

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

(2) Patrimonio Neto Sociedad Dominante / Nº Acciones.

(3) A 30 de septiembre.

Deuda Financiera Neta (Millones de Euros)	30 de Septiembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	% Var.
Negocio en España y Portugal	3.869	5.059	(23,5)
Negocio en Latinoamérica	3.182	3.719	(14,4)
TOTAL	7.051	8.778	(19,7)
Apalancamiento (%)	24,6	33,3	-

Rating (6 de noviembre de 2013)	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Negativa
Fitch	BBB+	F2	Revisión Negativa

Datos Bursátiles	30 de Septiembre de 2013	31 de Diciembre de 2012	% Var.
Capitalización Bursátil (Millones de Euros)	20.386	17.861	14,1
Nº de Acciones en Circulación	1.058.752.117	1.058.752.117	-
Nominal de la Acción (Euros)	1,2	1,2	-

Datos Bursátiles (Acciones)	Enero-Septiembre 2013	Enero-Septiembre 2012	% Var.
Volumen de Contratación			
Mercado Continuo	89.827.726	132.802.673	(32,4)
Volumen Medio Diario de Contratación			
Mercado Continuo	470.302	691.681	(32,0)

Cotización (Euros)	Máximo Enero- Septiembre 2013	Mínimo Enero- Septiembre 2013	30 de Septiembre de 2013	31 de Diciembre de 2012
Mercado Continuo	19,40	16,00	19,26	16,87

Información legal importante

Este documento contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas (“forward-looking statements”) sobre estadísticas y resultados financieros y operativos y otros futuribles. Estas declaraciones no constituyen garantías de que se materializarán resultados futuros y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de ENDESA o que pueden ser difíciles de predecir.

Dichas afirmaciones incluyen, entre otras, información sobre: estimaciones de beneficios futuros; incrementos previstos de generación así como de cuota de mercado; incrementos esperados en la demanda y suministro de gas; estrategia y objetivos de gestión; estimaciones de reducción de costes; estructura de precios y tarifas; previsión de inversiones; enajenación estimada de activos; incrementos previstos en capacidad y generación y cambios en el mix de capacidad; “repowering” de capacidad; y condiciones macroeconómicas. Las asunciones principales sobre las que se fundamentan las previsiones y objetivos incluidos en este documento están relacionadas con el entorno regulatorio, tipos de cambio, desinversiones, incrementos en la producción y en capacidad instalada en mercados donde ENDESA opera, incrementos en la demanda en tales mercados, asignación de producción entre las distintas tecnologías, con incrementos de costes asociados con una mayor actividad que no superen ciertos límites, con un precio de la electricidad no menor de ciertos niveles, con el coste de las centrales de ciclo combinado y con la disponibilidad y coste del gas, del carbón, del fuel-oil y de los derechos de emisión necesarios para operar nuestro Negocio en los niveles deseados.

Para estas afirmaciones, nos amparamos en la protección otorgada por Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América para los “forward-looking statements”.

Las siguientes circunstancias y factores, además de los mencionados en este documento, pueden hacer variar significativamente las estadísticas y los resultados financieros y operativos de lo indicado en las estimaciones:

Condiciones Económicas e Industriales: cambios adversos significativos en las condiciones de la industria o la economía en general o en nuestros mercados; el efecto de las regulaciones en vigor o cambios en las mismas; reducciones tarifarias; el impacto de fluctuaciones de tipos de interés; el impacto de fluctuaciones de tipos de cambio; desastres naturales; el impacto de normativa medioambiental más restrictiva y los riesgos medioambientales inherentes a nuestra actividad; las potenciales responsabilidades en relación con nuestras instalaciones nucleares.

Factores Comerciales o Transaccionales: demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, de competencia, internas o de otra clase para las adquisiciones, inversiones o enajenaciones previstas, o en el cumplimiento de alguna condición impuesta en relación con tales autorizaciones; nuestra capacidad para integrar con éxito los negocios adquiridos; los desafíos inherentes a la posibilidad de distraer recursos y gestión sobre oportunidades estratégicas y asuntos operacionales durante el proceso de integración de los negocios adquiridos; el resultado de las negociaciones con socios y gobiernos. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones y recalificaciones precisas para los activos inmobiliarios. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, incluidas las medioambientales, para la construcción de nuevas instalaciones, “repowering” o mejora de instalaciones existentes; escasez o cambios en los precios de equipos, materiales o mano de obra; oposición por grupos políticos o étnicos; cambios adversos de carácter político o regulatorio en los países donde nosotros o nuestras compañías operamos; condiciones climatológicas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos; y la imposibilidad de obtener financiación a tipos de interés que nos sean satisfactorios.

Factores Gubernamentales y Políticos: condiciones políticas en Latinoamérica; cambios en la regulación, en la fiscalidad y en las leyes españolas, europeas y extranjeras

Factores Operacionales: dificultades técnicas; cambios en las condiciones y costes operativos; capacidad de ejecutar planes de reducción de costes; capacidad de mantenimiento de un suministro estable de carbón, fuel y gas y el impacto de las fluctuaciones de los precios de carbón, fuel y gas; adquisiciones o reestructuraciones; la capacidad de ejecutar con éxito una estrategia de internacionalización y de diversificación.

Factores Competitivos: las acciones de competidores; cambios en los entornos de precio y competencia; la entrada de nuevos competidores en nuestros mercados.

Se puede encontrar información adicional sobre las razones por las que los resultados reales y otros desarrollos pueden diferir significativamente de las expectativas, implícita o explícitamente, contenidas en este documento, en el capítulo de Factores de Riesgo del vigente Documento Registro de Valores de ENDESA registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (“CNMV”).

ENDESA no puede garantizar que las perspectivas contenidas en este documento se cumplirán en sus términos. Tampoco ENDESA ni ninguna de sus filiales tienen la intención de actualizar tales estimaciones, previsiones y objetivos excepto que otra cosa sea requerida por ley.