



ENDESA, S.A.
y Sociedades Dependientes

**Informe de Gestión Consolidado
del período enero-septiembre de
2011**

Madrid, 8 de noviembre de 2011



ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
INFORME DE GESTIÓN CORRESPONDIENTE
AL PERÍODO ENERO-SEPTIEMBRE
DE 2011

Índice

1. Análisis del Período	3
Resultados Consolidados	4
Resultados por Negocios	11
Negocio en España y Portugal y Resto.....	12
Negocio en Latinoamérica	20
2. Anexo Estadístico	30



Análisis del Período

Resultados Consolidados

El beneficio neto de ENDESA ascendió a 1.978 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011

ENDESA obtuvo un beneficio neto de 1.978 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, inferior en 744 millones de euros (-27,3%) respecto del obtenido en el mismo período del año anterior.

La reducción del beneficio neto se debe a que el correspondiente al período enero-septiembre de 2010 incluía 881 millones de euros de resultado neto de impuestos, generado por la operación de integración de ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A.U. (ahora ENEL Green Power España, S.L., en adelante "EGPE") en ENEL Green Power, S.p.A. (en adelante, "EGP").

Sin embargo, durante los primeros nueve meses de 2011 la única plusvalía significativa ha sido la obtenida por la venta de la rama de actividad de sistemas y telecomunicaciones a ENEL Energy Europe, S.L.U. (en adelante, "EEE") cuyo importe después de impuestos ha ascendido a 123 millones de euros.

Sin tener en cuenta en ambos períodos los resultados obtenidos en la venta de activos, el resultado neto ha aumentado un 2,8%.

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

Beneficio Neto de ENDESA en Enero-Septiembre de 2011			
	Millones Euros	% Var. 3t2010	% Aportación a Beneficio Neto Total
España y Portugal y Resto	1.465	(34,9)	74,1
Latinoamérica	513	9,1	25,9
TOTAL	1.978	(27,3)	100,0

Generación y ventas de electricidad

La generación de electricidad de ENDESA en el período enero-septiembre de 2011 ascendió a 102.603 GWh, un 4,9% superior al mismo período de 2010. Las ventas de electricidad se situaron en 132.467 GWh, con un aumento del 1,2%.

Producción y Ventas de Electricidad en Enero-Septiembre de 2011				
	Producción		Ventas	
	GWh	% Var. 3t2010	GWh	% Var. 3t2010
España y Portugal y Resto	57.268	11,0	80.525	(0,4)
Latinoamérica	45.335	(1,9)	51.942	3,8
TOTAL	102.603	4,9	132.467	1,2

Resultado bruto de explotación: 5.449 millones de euros

El resultado bruto de explotación (en adelante, "EBITDA") y el resultado de explotación (en adelante, "EBIT") del período enero-septiembre de 2011 han experimentado reducciones del 6,2% y del 8,4%, respectivamente, situándose en 5.449 millones de euros y 3.843 millones de euros.

La disminución de 361 millones de euros en el EBITDA y de 353 millones de euros en el EBIT se debe a diversos factores, entre los que se pueden destacar:

- El registro en el período enero-septiembre de 2011 de un gasto por importe de 109 millones de euros en las filiales colombianas por el devengo el 1 de enero de 2011 del Impuesto al Patrimonio, cuyo pago se realizará a lo largo del período 2011-2014.
- La disminución de 147 millones de euros en el EBITDA del negocio de generación en Chile debido fundamentalmente a la extrema situación de sequía que se ha dado en Chile durante el período enero-septiembre de 2011 y que ha supuesto una disminución del 13,8% en la generación hidráulica de las filiales de ENDESA en Chile.
- Las ventas de activos realizadas durante el ejercicio 2010, que generaron un EBITDA de 189 millones de euros durante el período enero-septiembre de 2010.

En el período enero-septiembre de 2011 los ingresos han aumentado un 7,1%, habiendo alcanzado el importe de 24.604 millones de euros como consecuencia fundamentalmente de los mayores precios de venta. Por lo que respecta a los costes variables, éstos han aumentado un 12,9% como consecuencia del peor mix de generación por la mayor producción térmica convencional y la menor producción hidráulica y nuclear que ha incrementado el coste de los combustibles, y el mayor precio de la energía adquirida para su venta.

Por su parte, los costes fijos han aumentado un 3,1% (85 millones de euros) como consecuencia del registro de 109 millones de euros correspondientes al Impuesto al Patrimonio de Colombia mencionado.

A continuación se incluye el desglose por negocios de los ingresos, el EBITDA y el EBIT y su variación respecto del mismo período del ejercicio anterior:

	Ingresos		EBITDA		EBIT	
	Millones Euros	% Var. 3t2010	Millones Euros	% Var. 3t2010	Millones Euros	% Var. 3t2010
España y Portugal y Resto	17.074	8,5	3.124	(6,4)	1.993	(13,1)
Latinoamérica	7.530	4,1	2.325	(6,0)	1.850	(2,7)
TOTAL	24.604	7,1	5.449	(6,2)	3.843	(8,4)

El resultado financiero neto asciende a 568 millones de euros, lo que supone una mejora de un 32,1%

Los resultados financieros del período enero-septiembre de 2011 fueron negativos por importe de 568 millones de euros, lo que representa una mejora de 268 millones de euros respecto del mismo período de 2010. Los gastos financieros netos ascendieron a 576 millones de euros, es decir, un 30,1% inferiores a los del mismo período del ejercicio anterior, mientras que las diferencias de cambio netas han sido positivas por importe de 8 millones de euros frente a los 12 millones negativos, acumulados, al cierre del tercer trimestre de 2010.

En la comparación entre ambos años hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- El resultado financiero neto del período enero-septiembre de 2010 incluía un impacto negativo de 77 millones de euros por la regularización de los intereses por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas en España de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto Ley 6/2010, de 9 de abril.
- El resultado financiero neto del período enero-septiembre de 2011 incluye un impacto positivo por importe de 63 millones de euros por los intereses reconocidos como consecuencia de las dos sentencias dictadas por la Audiencia Nacional por las que se estiman parcialmente sendos recursos interpuestos por ENDESA en relación con el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Fiscal ENDESA de los ejercicios 1998 y 1999. De dicho importe, 27 millones de euros corresponden al Negocio en España y Portugal y Resto y los 36 millones de euros restantes al Negocio en Latinoamérica.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 3.005 millones de euros

Los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación en el período enero-septiembre de 2011 ascendieron a 3.005 millones de euros frente a los 2.590 millones de euros generados en el mismo período de 2010.

Inversiones: 1.726 millones de euros

Las inversiones de ENDESA se situaron en 1.726 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011. De esta cifra, 1.536 millones de euros corresponden a inversiones materiales e inmateriales y los 190 millones de euros restantes a inversiones financieras.

Inversiones	Millones de Euros			% Var.
	Materiales e Inmateriales	Financieras	TOTAL	
España y Portugal y Resto	773	64	837	(22,8)
Latinoamérica	763	126	889	35,7
TOTAL (*)	1.536	190	1.726	(0,7)

(*) No incluye inversiones en activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas por importe de 80 millones de euros.

Situación financiera

La deuda financiera neta de ENDESA se situó en 13.149 millones de euros a 30 de septiembre de 2011, con una disminución de 2.187 millones de euros respecto de la existente a 31 de diciembre de 2010.

Distribución por Negocios de la Deuda Financiera Neta de ENDESA (*)				
	Millones de Euros			% Var.
	30 de Septiembre de 2011	31 de Diciembre de 2010	Diferencia	
Negocio en España y Portugal y Resto	8.729	10.684	(1.955)	(18,3)
Negocio en Latinoamérica:	4.420	4.652	(232)	(5,0)
Grupo Enersis	4.205	4.188	17	0,4
Resto	215	464	(249)	(53,7)
TOTAL	13.149	15.336	(2.187)	(14,3)

(*) 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 6,0% en el período enero-septiembre de 2011. El coste medio de la deuda correspondiente al Grupo Enersis fue un 9,3%. Si se excluye la deuda de este Grupo, el coste medio de la deuda de ENDESA se sitúa en un 4,2% en el período citado.

A la hora de analizar el nivel de endeudamiento de ENDESA hay que tener en cuenta que, a 30 de septiembre de 2011, ENDESA tenía acumulado un derecho de cobro de 6.817 millones de euros por diversas partidas reconocidas en la regulación eléctrica española: 3.939 millones de euros por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas, y 2.878 millones de euros por las compensaciones derivadas de los sobrecostes de la generación extrapeninsular. Si se descuentan los importes reconocidos de estas partidas, el endeudamiento neto de ENDESA a 30 de septiembre de 2011 se sitúa en 6.332 millones de euros.

El 7 de julio de 2010 ENDESA comunicó al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (en adelante, "FADE") su compromiso irrevocable de cesión de sus derechos de cobro por la totalidad del déficit de ingresos de las actividades reguladas hasta 2010 y sobre las compensaciones derivadas de los sobrecostes de la generación extrapeninsular del período 2001-2008, habiéndose debido producir la titulización de los mismos, conforme a lo establecido en el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, en el período máximo de un año desde la mencionada comunicación, siempre que no se hubiesen producido supuestos excepcionales en los mercados.

Al no haberse materializado la cesión al FADE antes del 7 de julio de 2011 de la totalidad de los derechos comprometidos, la Comisión Interministerial ha emitido una resolución por la que declara que se han producido condiciones excepcionales en los mercados que no han permitido al FADE adquirir los derechos en el plazo previsto. ENDESA ha decidido no resolver su compromiso de cesión prorrogándolo por otro año, es decir, hasta el 7 de julio de 2012.

Durante el período enero-septiembre de 2011 el FADE ha realizado emisiones por un importe total de 8.500 millones de euros, y, como resultado de estas emisiones,

ENDESA ha cobrado 3.637 millones de euros hasta el 30 de septiembre de 2011 y 781 millones de euros el 5 de octubre de 2011.

Adicionalmente, durante el período enero-septiembre de 2011 ENDESA ha recuperado 256 millones de euros de los importes pendientes de cobro por los sobrecostos de la generación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de acuerdo con el mecanismo de recuperación establecido en el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril.

Además, la Junta General de Accionistas celebrada el 9 de mayo de 2011 acordó el reparto de un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2010 de 1,017 euros brutos por acción, lo que representó un importe total de 1.076 millones de euros. Este importe se ha pagado mediante un dividendo a cuenta el 3 de enero de 2011 por importe de 529 millones de euros y un dividendo complementario por importe de 547 millones de euros pagado el 1 de julio de 2011.

A continuación se incluye la información de la Deuda Financiera Neta a 30 de septiembre de 2011 desglosada por monedas y distinguiendo si el tipo de interés aplicable es fijo, protegido o variable.

Estructura de la Deuda Financiera Neta de ENDESA a 30 de septiembre de 2011 (Millones de Euros)						
	ENDESA y filiales directas		Grupo Enersis		Total Grupo ENDESA	
	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total
Euro	8.890	99	-	-	8.890	68
Dólar	52	1	1.528	36	1.580	12
Peso Chileno / UF	-	-	710	17	710	5
Real Brasileño	-	-	577	14	577	4
Otras monedas	2	-	1.390	33	1.392	11
TOTAL	8.944	100	4.205	100	13.149	100
Fijo	4.928	55	2.507	60	7.435	57
Protegido	279	3	-	-	279	2
Variable	3.737	42	1.698	40	5.435	41
TOTAL	8.944	100	4.205	100	13.149	100
Vida media (nº años)	2,9		5,4		3,9	

A 30 de septiembre de 2011 la liquidez de ENDESA en España ascendía a 4.100 millones de euros y cubre los vencimientos de deuda de los próximos 6 meses de este conjunto de empresas. De esta cantidad, 3.747 millones de euros correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito.

A su vez, el Grupo Enersis tenía en esta misma fecha una posición de tesorería disponible de 1.333 millones de euros e importes disponibles de forma incondicional por 587 millones de euros en líneas de crédito, lo que cubre los vencimientos de su deuda de 24 meses.

A la fecha de presentación de estos resultados, los "rating" de calificación crediticia de ENDESA a largo plazo son de de "A-" en Standard & Poor's, con perspectiva negativa, "A3" en Moody's, con perspectiva negativa, y "A-" en Fitch, con perspectiva estable.

Ratio de apalancamiento

El patrimonio neto consolidado de ENDESA a 30 de septiembre de 2011 ascendía a 23.912 millones de euros, cantidad superior en 748 millones de euros a la de 31 de diciembre de 2010.

De este patrimonio neto, 18.715 millones de euros corresponden a los accionistas de ENDESA, S.A. y 5.197 millones de euros a los accionistas minoritarios de empresas del Grupo.

La evolución del patrimonio neto del Grupo y de la deuda financiera neta, han situado el ratio de apalancamiento en un 55,0% a 30 de septiembre de 2011, frente al 66,2% que se registraba a 31 de diciembre de 2010.

Activos mantenidos para la venta

A finales de 2010 ENDESA inició gestiones para la venta de su participación del 100% en ENDESA Ireland Ltd. (en adelante, "ENDESA Ireland" o "ENDESA Irlanda"). Como consecuencia de ello, a 30 de septiembre de 2011, los activos y pasivos que previsiblemente serán objeto de la transacción se han clasificado en el Estado de Situación Financiera Consolidado en los epígrafes de "Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas" y "Pasivos asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas".

Resultado en venta de activos

Las principales operaciones de desinversión formalizadas durante el período enero-septiembre de 2011 han sido las siguientes:

Compañía Americana de Multiservicios Ltda.

El 24 de febrero de 2011 se formalizó la operación de venta por parte de Enersis a Graña y Montero S.A.A. de los activos integrados en el Grupo cuya cabecera es la sociedad chilena Compañía Americana de Multiservicios Ltda. (en adelante, "CAM"). El precio de venta acordado para la venta de esta sociedad ascendió a 14 millones de euros (20 millones de dólares), habiéndose materializado un resultado bruto de 8 millones de euros.

Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.

El 1 de marzo de 2011 se formalizó la venta por parte de Enersis a Riverwood Capital L.P. de los activos integrados en el Grupo cuya cabecera es la sociedad chilena Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda. (en adelante, "Synapsis"). El importe de la transacción ascendió a 37 millones de euros (52 millones de dólares), obteniéndose un resultado bruto de 5 millones de euros.

Rama de actividad de sistemas y telecomunicaciones.

Con fecha 30 de marzo de 2011, ENDESA formalizó un acuerdo con su accionista de control EEE para la cesión a ésta última de la rama de actividades de sistemas y



telecomunicaciones de ENDESA por un precio de 250 millones de euros. La operación persigue la gestión de todos los servicios de sistemas y telecomunicaciones para el Grupo ENDESA de forma integrada con el Grupo ENEL y se enmarca dentro de la estrategia global del grupo empresarial para la obtención de sinergias.

Esta operación se ha materializado en el mes de julio habiendo generado un resultado bruto de 176 millones de euros.



Resultados por Negocios

Negocio en España y Portugal y Resto

Beneficio neto del Negocio en España y Portugal y Resto: 1.465 millones de euros

El beneficio neto del Negocio de España y Portugal y Resto fue de 1.465 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, 787 millones de euros inferior al obtenido en el mismo período de 2010, con una contribución del 74,1% al resultado neto total de la Compañía. Sin considerar en ambos períodos los resultados obtenidos en venta de activos, el beneficio neto de este Negocio habría aumentado en un 0,9%. El EBITDA ascendió a 3.124 millones de euros, un 6,4% inferior al período enero-septiembre de 2010, y el EBIT a 1.993 millones de euros, con una reducción del 13,1%.

La reducción del EBITDA y del EBIT se debe fundamentalmente a los siguientes factores:

- Las ventas de activos de transporte de electricidad y de distribución y transporte de gas realizadas en el último trimestre de 2010, que han tenido un impacto sobre el EBITDA de 157 millones de euros.
- La integración de los activos de energías renovables que poseía ENDESA en España y Portugal en EGP, lo que supuso dejar de consolidarlos por integración global en las cuentas consolidadas de ENDESA desde el segundo trimestre de 2010, con un impacto en EBITDA de 32 millones de euros.
- El peor "mix" de generación eléctrica debido a la reducción de la producción hidráulica y nuclear, y el aumento de la térmica convencional que ha producido un aumento del coste de los combustibles.
- El mayor precio medio del mercado mayorista de electricidad en el período enero-septiembre de 2011 respecto al mismo período de 2010. Este incremento de precio ha supuesto un mayor coste en las compras de electricidad necesarias para cubrir el exceso de ventas respecto del volumen generado, con la consiguiente reducción del margen obtenido en estas ventas.

Por otra parte, los resultados financieros han tenido una mejora de 183 millones de euros como consecuencia, entre otros factores de la reducción de deuda durante los nueve primeros meses de 2011.

Claves del período

Durante el período enero-septiembre de 2011 la demanda eléctrica ha disminuido un 0,1% respecto del mismo periodo del año anterior (-1,0% sin corregir el efecto de laboralidad y temperatura).

Por otra parte, durante este periodo ha continuado la tendencia al alza en los precios en los mercados mayoristas de electricidad, habiendo sido superiores en un 32,3% a los del mismo período de 2010.

Durante este período ENDESA alcanzó una cuota de mercado del 34,8% en generación total en régimen ordinario, del 42,9% en distribución y del 39,9% en ventas a clientes del mercado liberalizado.

Desde el punto de vista regulatorio, la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, estableció el mantenimiento de los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011, habiéndose incrementado por otro lado los pagos por capacidad a pagar por los consumidores.

La Resolución de 28 de diciembre de 2010, por la que se establecen las Tarifas de Último Recurso (en adelante, "TUR") a aplicar en el primer trimestre de 2011, supuso un incremento medio de la TUR del 9,8%.

La Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, estableció las tarifas de acceso a partir del 1 de abril de 2011, y mediante Resolución de 30 de marzo se fijó la TUR a partir de dicha fecha. La TUR se mantuvo sin cambios, tras haberse incrementado los peajes de acceso correspondientes un 10,9%, lo que suponía un importe equivalente a la reducción del coste de la energía. Para el resto de tarifas de baja tensión los peajes de acceso se incrementaron un 7%, y para la media y alta tensión el incremento fue de un 2%. Adicionalmente, en la Orden citada se fijó con carácter provisional, en espera de ulterior desarrollo, el tipo de interés a aplicar al déficit del ejercicio 2010 hasta su cesión, siendo dicho tipo del 2%.

Por otra parte, mediante Resolución de 30 de junio de 2011, se fijó la TUR para el período julio-septiembre de 2011. Las tarifas de último recurso se incrementaron por término medio un 1,5%, como consecuencia del incremento del coste de la energía tras la subasta CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso) celebrada. Los peajes de acceso, por su parte, se mantuvieron sin cambios.

Finalmente, la Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, ha establecido las tarifas de acceso a partir del 1 de octubre de 2011, y mediante Resolución de 29 de septiembre de 2011 se ha fijado la TUR a partir de dicha fecha. La TUR se ha mantenido sin cambios, habiéndose reducido los peajes de acceso correspondientes un 12%, lo que supone un importe equivalente al incremento del coste de la energía tras la subasta CESUR celebrada. Para el resto de tarifas de baja tensión los peajes de acceso se han mantenido sin cambios. Igualmente, se ha introducido un nuevo peaje de acceso y la TUR con discriminación horaria supervalle.

La insuficiencia de las tarifas de acceso recaudadas en el período enero-septiembre de 2011 para hacer frente a los costes del Sistema Eléctrico durante ese mismo período ha generado un déficit de ingresos de las actividades reguladas que se estima aproximadamente en 3.215 millones de euros para la totalidad del sector en ese período. De este importe, a ENDESA le corresponde financiar el 44,16%.

Con fecha 11 de octubre de 2011 se ha publicado el Real Decreto 1307/2011, de 26 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que

se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico, adaptando su contenido a las modificaciones realizadas en los límites del déficit por el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, y se introduce la posibilidad de ventas simples de valores (colocaciones privadas), lo que ampliará las posibilidades de colocación del déficit en los mercados.

Por otro lado, con fecha 5 de marzo de 2011 se ha publicado el Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo, que establece un mecanismo por el que los Comercializadores de Último Recurso (en adelante, "CUR") deberán adquirir contratos financieros por una cantidad máxima de energía igual a la diferencia entre las cantidades que hayan solicitado y las que les sean adjudicadas en la subasta CESUR, siendo los productores en régimen especial acogidos a tarifa los agentes vendedores. El precio de dicha energía se liquidará por diferencia entre el precio CESUR y el del mercado diario.

Con fecha 16 de septiembre de 2011 se ha publicado la Orden ITC/2452/2011, de 13 de septiembre, por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, que incluye, entre otros aspectos, la fijación del precio de los alquileres de contadores con posibilidad de telegestión.

En relación con el mecanismo de fomento de la producción con carbón autóctono (Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre), con fecha 10 de febrero de 2011 se ha publicado la Resolución que establece para 2011 las cantidades de carbón a consumir, el volumen máximo de producción afecto a este mecanismo y los precios de retribución de la energía a aplicar en este proceso. La aplicación práctica de este mecanismo se ha iniciado a finales del mes de febrero de 2011.

Otros aspectos del período

El pasado 30 de junio de 2011, ENDESA formalizó un contrato de compraventa con Gas Natural SDG, S.A. para la adquisición por parte de ENDESA de una cartera de aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la zona de Madrid por 38 millones de euros. El acuerdo se encuentra sujeto a la aprobación por parte de las autoridades regulatorias y de competencia.

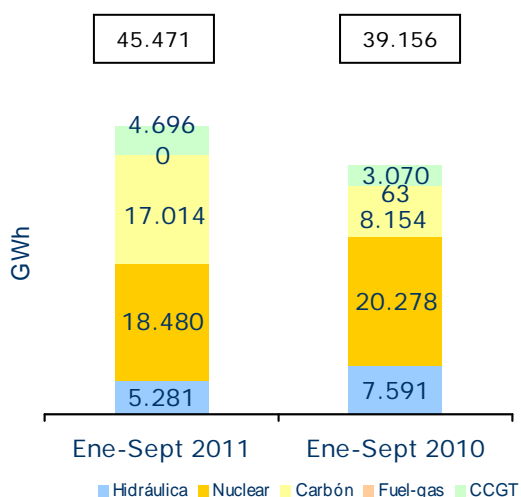
Ingresos: 17.074 millones de euros (+8,5%)

Los ingresos del Negocio de España y Portugal y Resto se situaron en 17.074 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, con un aumento del 8,5%.

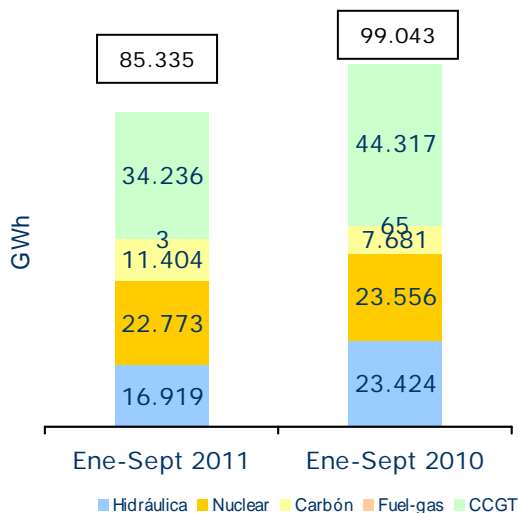
De esta cantidad, 15.866 millones de euros corresponden a la cifra de ventas, importe un 5,6% mayor que la del mismo período de 2010, conforme al detalle que figura a continuación:

Ventas del Negocio de España y Portugal y Resto				
	Millones de Euros			% Var.
	Enero-Septiembre 2011	Enero-Septiembre 2010	Diferencia	
Ventas de Electricidad	12.622	12.059	563	4,7
Ventas Mercado Liberalizado	5.389	5.094	295	5,8
Ventas CUR	3.819	3.974	(155)	(3,9)
Ventas Mercado Mayorista	1.015	460	555	120,7
Ventas en Régimen Especial	-	29	(29)	Na
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	482	273	209	76,6
Compensaciones Extrapeninsulares	1.309	1.309	-	-
Trading de Electricidad	483	776	(293)	(37,8)
Resto de Ventas	125	144	(19)	(13,2)
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	1.666	1.667	(1)	(0,1)
Comercialización de Gas	1.056	1.061	(5)	(0,5)
Otras Ventas y Prestación de Servicios	522	244	278	113,9
TOTAL	15.866	15.031	835	5,6

Generación peninsular en régimen ordinario de Endesa:
Total: 45.471 GWh (16,1%)



Generación peninsular en régimen ordinario del resto del sector:
Total: 85.335 GWh (-13,8%)



Ventas de electricidad

La producción eléctrica de ENDESA en España y Portugal y Resto fue de 57.268 GWh en el período enero-septiembre de 2011 lo que supone un aumento del 11,0% respecto del mismo período de 2010. De esta cifra, 56.079 GWh corresponden a España (+11,3%), 572 GWh a Portugal (+9,8%) y 617 GWh al resto del segmento (-11,0%).

La producción eléctrica peninsular, en régimen ordinario, en el período enero-septiembre de 2011 fue de 45.471 GWh, un 16,1% mayor que la del mismo período de 2010. Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 52,3% del "mix" de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario (71,2% en el período enero-septiembre de 2010), frente al 46,5% del resto del sector (47,4% en el período enero-septiembre de 2010).

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares fue de 10.608 GWh, con un descenso del 1,4% respecto del período enero-septiembre de 2010.

Comercialización a clientes del mercado liberalizado

El número total de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado era de 2.225.649 al término del período enero-septiembre de 2011: 2.166.408 en el mercado español y 59.241 en mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA al conjunto de estos clientes ascendieron a un total de 57.773 GWh en el período enero-septiembre de 2011, con un aumento del 9,3%.

Las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 5.389 millones de euros, un 5,8% superiores a las del período enero-septiembre de 2010. A su vez, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España fueron de 482 millones de euros, un 76,6% superiores al período enero-septiembre de 2010.

Ventas Comercializadora de Último Recurso

ENDESA ha vendido 22.045 GWh a través de su sociedad comercializadora de último recurso durante el período enero-septiembre de 2011, un 19,3% menos que durante el mismo período de 2010 como consecuencia del paso de clientes acogidos a la TUR al mercado liberalizado.

Estas ventas han supuesto un ingreso de 3.819 millones de euros un 3,9% inferior al del mismo período de 2010.

Distribución de electricidad

ENDESA distribuyó 87.460 GWh en el mercado español durante el período enero-septiembre de 2011, un 1,5% menos que en el mismo período del año anterior.

A pesar de la venta de los activos de transporte de energía eléctrica realizada en 2010, el ingreso regulado de la actividad de distribución se situó en 1.666 millones de euros, similar al registrado en el período enero-septiembre de 2010.

Comercialización de gas

ENDESA ha vendido 35.380 GWh a clientes en el mercado liberalizado de gas natural en período enero-septiembre de 2011, lo que supone un aumento del 24,0% respecto del mismo período de 2010.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado fueron de 1.056 millones de euros, con una disminución del 0,5%.

Costes de explotación

La distribución de los costes de explotación del negocio de España y Portugal y Resto del período enero-septiembre de 2011 fue la siguiente:

Costes de Explotación del Negocio de España y Portugal y Resto				
	Millones de Euros			%
	Enero- Septiembre 2011	Enero- Septiembre 2010	Diferencia	
Aprovisionamientos y Servicios	12.247	10.699	1.548	14,5
Compras de Energía	4.487	3.978	509	12,8
Consumo de Combustibles	2.018	1.448	570	39,4
Gastos de Transporte de Energía	4.339	4.148	191	4,6
Otros Aprovisionamientos y Servicios	1.403	1.125	278	24,7
Personal	787	852	(65)	(7,6)
Otros Gastos de Explotación	1.005	980	25	2,6
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	1.131	1.043	88	8,4
TOTAL	15.170	13.574	1.596	11,8

Aprovisionamientos y servicios (costes variables)

Las compras de energía se situaron en 4.487 millones de euros, con un aumento del 12,8% en relación con el período enero-septiembre de 2010 debido fundamentalmente al aumento del coste unitario de estas adquisiciones.

El consumo de combustibles fue de 2.018 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, con un aumento del 39,4%, debido a la mayor producción térmica del período.

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

Los costes fijos ascendieron a 1.792 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, con una reducción de 40 millones de euros (-2,2%) respecto del mismo período de 2010.

Esta variación corresponde a una reducción de 65 millones de euros en los "Gastos de personal", que se situaron en 787 millones de euros, y un aumento de 25 millones de euros en los "Otros gastos de explotación" que se situaron en 1.005 millones de euros.

Amortizaciones y pérdidas por deterioro

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro han ascendido a 1.131 millones de euros, cifra 88 millones de euros superior a la registrada durante el período enero-septiembre de 2010.

Resultado financiero neto: 303 millones de euros (-37,7%)

Los resultados financieros netos del período enero-septiembre de 2011 supusieron un coste de 303 millones de euros, 183 millones de euros menos que en el mismo período de 2010.

Esta variación se compone de una disminución de 150 millones de euros en los gastos financieros netos y una mejora de 33 millones de euros en las diferencias de cambio netas que han pasado de un coste de 18 millones de euros en el período enero-septiembre de 2010 a un ingreso de 15 millones de euros en el mismo período de 2011.

Para el análisis de la evolución de los gastos financieros netos en el período enero-septiembre de 2011, en comparación con el mismo período de 2010, hay que tener en cuenta los siguientes factores:

- En el período enero-septiembre de 2010 los gastos financieros netos incluían el efecto negativo de la regularización de 77 millones de euros en los ingresos financieros registrados en ejercicios anteriores por el devengo de intereses del déficit entre la fecha de su aportación efectiva y el inicio del ejercicio siguiente al de su origen, en base a lo establecido en el Real Decreto Ley 6/2010, de 9 de abril.
- En el período enero-septiembre de 2011 se ha registrado un ingreso financiero de este Negocio por importe de 27 millones de euros correspondiente a los intereses reconocidos en las sentencias dictadas por la Audiencia Nacional en relación con el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Fiscal ENDESA de los años 1998 y 1999.

La deuda financiera neta del negocio de España y Portugal y Resto se situó en 8.729 millones de euros a 30 de septiembre de 2011, frente a los 10.684 millones que registraba al final del año 2010.

De este importe, 6.817 millones de euros están financiando activos regulatorios, 3.939 millones de euros correspondientes al déficit de ingresos de las actividades reguladas y 2.878 millones de euros a las compensaciones de la generación extrapeninsular.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 1.523 millones de euros

Los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio de España y Portugal y Resto ascendieron a 1.523 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011 frente a los 1.397 millones de euros del mismo período de 2010.

Inversiones: 837 millones de euros

Las inversiones del negocio de España y Portugal y Resto fueron de 837 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011 según el siguiente detalle:

Inversiones Totales del Negocio en España y Portugal y Resto			
	Millones de Euros		% Var.
	Enero-Septiembre 2011	Enero-Septiembre 2010	
Material	703	872	(19,4)
Intangible	70	80	(12,5)
Financial	64	132	(51,5)
TOTAL (*)	837	1.084	(22,8)

(*) No incluye inversiones en activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas por importe de 80 millones de euros.

Inversiones Materiales del Negocio en España y Portugal y Resto			
	Millones de Euros		% Var.
	Enero-Septiembre 2011	Enero-Septiembre 2010	
Generation	259	380	(31,8)
Distribution	442	478	(7,5)
Others	2	14	(85,7)
TOTAL	703	872	(19,4)

En el Negocio de España y Portugal y Resto, las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico recogen, por una parte, las habituales inversiones en mantenimiento de instalaciones y, por otra, inversiones en nueva capacidad, dentro de las cuales destacan, la finalización de las inversiones en los ciclos combinados de Besós 5, Ca's Tresorer II y Granadilla 2 así como la ampliación de capacidad de la central nuclear de Almaraz.

Las inversiones de distribución corresponden a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio. Asimismo, incluyen la inversión en la instalación masiva de contadores inteligentes de telegestión y los sistemas para su operación.

Negocio en Latinoamérica

Beneficio neto del Negocio de Latinoamérica: 513 millones de euros

El beneficio neto del negocio latinoamericano de ENDESA del período enero-septiembre de 2011 se situó en 513 millones de euros, lo que supone un aumento del 9,1% con respecto al mismo período de 2010.

No obstante, a fin de realizar el análisis del resultado del Negocio de Latinoamérica, hay que tener en cuenta el impacto del Impuesto al Patrimonio de Colombia. En el año 2009 se aprobó en Colombia la Ley 1370 por la que se estableció el Impuesto al Patrimonio que grava el patrimonio líquido poseído a 1 de enero de 2011 al tipo de gravamen del 4,8% y que se paga en ocho cuotas semestrales e iguales durante los años 2011 a 2014. Adicionalmente, el 29 de diciembre de 2010 se aprobó el Decreto Legislativo 4825 por el que se impuso una sobretasa del 25% sobre la cuota del Impuesto al Patrimonio calculado conforme a la Ley 1370. Este impuesto, que ha ascendido a 109 millones de euros para el conjunto de las filiales del Grupo ENDESA domiciliadas en Colombia, se ha devengado en su totalidad el 1 de enero de 2011 por lo que se ha registrado por su importe total como gasto en el período enero-septiembre de 2011.

Sin tener en cuenta el impacto del Impuesto al Patrimonio de Colombia, el resultado neto del Negocio de Latinoamérica habría tenido un incremento del 17,2%.

Por su parte el resultado bruto de explotación (EBITDA) ha sido de 2.325 millones de euros lo que supone una reducción del 6,0% respecto del período enero-septiembre de 2010 (-1,6% sin considerar el efecto del Impuesto al Patrimonio de Colombia). El resultado de explotación (EBIT) se ha situado en 1.850 millones de euros, un 2,7% inferior al del período enero-septiembre de 2010 (+3,0% sin considerar el efecto del Impuesto al Patrimonio de Colombia).

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 2011 ha sido favorable para el conjunto de los países destacando, particularmente, los aumentos en Perú (+8,4%), Chile (+7,3% en el SIC y +3,5% en el SING), Argentina (+5,4%) y Brasil (+3,3%).

En ese entorno, las ventas de distribución de las compañías de ENDESA se situaron en 51.942 GWh, con un incremento del 3,8% respecto del período enero-septiembre de 2010, habiéndose registrado aumentos en todos los países: Perú (+7,6%), Chile (+4,9%), Argentina (+3,5%), Colombia (+3,1%) y Brasil (+2,4%).

Por lo que respecta al negocio de generación de ENDESA, la producción de electricidad ha disminuido en un 1,9%, alcanzando los 45.335 GWh. Por países, destacar que los

aumentos de la producción en Perú (+9,0%) por mayor producción térmica, Argentina (+4,7%) y Colombia (+1,1%) han compensado parcialmente la reducción en Brasil (-33,7%), por menor producción hidráulica y sustitución de producción con gas por compras en el mercado, y Chile (-6,0%), afectada por la sequía de la zona centro sur del país.

Generación y ventas de electricidad del Negocio en Latinoamérica				
	Generación (GWh)		Distribución (GWh)	
	Enero-Septiembre 2011	% Var. Enero-Septiembre 2010	Enero-Septiembre 2011	% Var. Enero-Septiembre 2010
Chile	14.499	(6,0)	10.223	4,9
Argentina	12.518	4,7	13.064	3,5
Perú	7.307	9,0	4.895	7,6
Colombia	8.616	1,1	9.568	3,1
Brasil	2.395	(33,7)	14.192	2,4
TOTAL	45.335	(1,9)	51.942	3,8

Márgenes unitarios

El margen unitario de la actividad de generación ha descendido un 5,6%, situándose en 28,5 €/MWh. Durante el período se han producido mejoras en Colombia (+10,7%), Brasil (+7,3%), Perú (+3,7%) y Argentina (+1,0%), que han compensado parcialmente las reducciones en el margen unitario de generación de Chile (-17,9%).

Por lo que se refiere al margen unitario de la actividad de distribución del período enero-septiembre de 2011, se situó en 33,3 €/MWh, con una reducción del 2,2% respecto del mismo período de 2010. Esta variación es consecuencia fundamentalmente de la mejora alcanzada en el margen unitario de Chile (+8,1%), que no ha compensado las caídas de Argentina (-11,7%), Perú (-5,8%), Brasil (-3,0%) y Colombia (-0,5%).

Desarrollo de nueva capacidad

En el período enero-septiembre de 2011 ha continuado el avance en la construcción de la central de carbón Bocamina II en Chile (370 MW). En relación a la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), se encuentran en desarrollo las actividades referentes al movimiento de tierras y revestimiento del túnel destinadas a efectuar el desvío del río Magdalena en febrero de 2012. Se estima que la puesta en servicio de la central se producirá en el cuarto trimestre de 2014.

Finalmente, y por lo que se refiere al proyecto térmico de Talara en Perú (183 MW), se encuentra en desarrollo la programación de la logística del equipamiento, que culminará en junio de 2012. La puesta en marcha de esta planta de ciclo abierto dual (diesel/gas natural) se prevé en el primer semestre de 2013.

Novedades Regulatorias

Chile

El 17 de febrero 2011, y ante la situación de sequía imperante, la Comisión Nacional de Energía (en adelante, "CNdE") expidió un Decreto de Racionamiento, en el que se dictaron una serie de medidas destinadas a garantizar el suministro. Dicho Decreto de Racionamiento, prorrogado hasta el 30 de abril de 2012, contempla medidas de carácter operativo, entre las que destacan la reducción de voltaje y el mantenimiento de reservas hídricas, entre otras.

El 18 de enero de 2011, se firmó el Decreto Supremo 13/2011, publicado el 23 de junio de 2011, que establece las normas sobre emisiones de centrales eléctricas. Entre las principales novedades del texto, destaca la necesidad de convergencia de emisiones entre las centrales eléctricas existentes y nuevas para el año 2020, el reconocimiento de las plantas en construcción en las plantas existentes y la ampliación del plazo de las obligaciones de ajuste para las instalaciones existentes.

En el mes de mayo, el Presidente de la República creó la "Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico" (en adelante, "CADE"), compuesta por reconocidos expertos en el sector eléctrico. La Comisión debe formular durante el último trimestre del año, propuestas para la reforma del sector eléctrico chileno, de forma que se permita asegurar su sostenibilidad en el largo plazo, abordando cuestiones tales como las medidas posibles para aumentar la competencia en el mercado mayorista, el desarrollo de redes transporte y la competencia en la venta a pequeños clientes.

Brasil

A la fecha de publicación de este Informe de Gestión, no ha sido aprobada la metodología para el Tercer Ciclo de Revisiones Tarifarias (en adelante "RTO") para las distribuidoras de energía eléctrica. La demora en el cierre de la metodología de este tercer ciclo de revisiones tarifarias hace que la revisión tarifaria de la Companhia Energética do Ceará, S.A. (en adelante, "Coelce"), que hubiera correspondido hacerla en abril de 2011, no se haya producido, manteniéndose la tarifa hasta que se defina la metodología.

El 15 de marzo de 2011 finalizó el proceso de Reajuste anual (Índice Anual de Ajustes de la Tarifa, en adelante, "IRT") de la compañía Ampla Energia e Serviços, S.A. (en adelante, "Ampla"), estipulándose un aumento del 10,04% en la Parcela B (VAD).

El 5 de abril de 2011 se publicaron en el Diario Oficial las Portarías Ministeriales 210/2011 y 211/2011 que equiparan a Compañía de Interconexión Energética, S.A. (en adelante, "Cien") a una línea de interconexión regulada, con pago de un peaje regulado. La Receita Anual Permitida (en adelante, "RAP") anual total estipulada asciende a 248 millones de reales brasileños, y será reajustada por el Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (en adelante, "IPCA") anualmente, en el mes de junio, con revisiones tarifarias cada cuatro años. El plazo de la concesión es hasta junio de 2020, para la Línea 1, y hasta julio de 2022, para la Línea 2, con previsión de indemnización de las inversiones no amortizadas.

El pasado 8 de julio de 2011, el Gobierno publicó el Decreto 7.520 que puso en marcha un nuevo Programa Luz Para Todos para el período 2011-2014. Se han publicado nuevos manuales operacionales que definirán las reglas y el marco general con el que se desarrollará este nuevo Programa. Se estima que el Programa supondrá quince mil nuevos clientes para Coelce en los próximos tres años y dos mil para Ampla.

En este ámbito, el 13 de octubre de 2011 fue aprobado el Decreto 7.583, que reglamenta la aplicación de la Tarifa Social de Energía Eléctrica.

Perú

El 20 de marzo de 2011, el Ministerio de Energía y Minas ha emitido el Decreto Supremo N° 008-2011, que contiene algunos cambios en el anterior Decreto Supremo N° 003-2011, de forma que se permite que la participación de empresas privadas de distribución en estas subastas sea opcional y no obligatoria.

Asimismo, el 22 de marzo de 2011, fue aprobado el Decreto Supremo N° 012-2011, que aprueba un nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables. Básicamente el nuevo Reglamento modifica las reglas de la subasta de las energías renovables con el fin de mejorar su funcionamiento a la luz de los resultados de 2010. Sobre la base de lo dispuesto en el presente Reglamento, el 28 de abril de 2011 se ha iniciado una nueva subasta para la asignación de aproximadamente 2.000 GWh de producción de energía renovable.

El 11 de junio 2011 se publicó el Decreto Supremo N° 027-2011-EM, que aprueba el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad. Este Reglamento, que entrará en vigor el 1 de enero de 2014, especifica las reglas para el funcionamiento del mercado a corto plazo y el comercio en el precio marginal de la energía, así como los requisitos y garantías para la participación en el mercado de las empresas de generación, distribución y grandes clientes.

Colombia

El 13 de abril de 2011, la Comisión Reguladora de Electricidad y Gas (en adelante, "CREG") publicó el modelo definitivo para la cuantificación de las inversiones necesarias para reducir el nivel de pérdidas de la red de distribución.

Igualmente, la CREG ha aprobado diversas regulaciones asociadas a modificaciones y/o perfeccionamientos del esquema de remuneración de la confiabilidad.

El 31 de agosto, la CREG emitió la Resolución 118/11 que define el mecanismo para la comercialización de gas natural para el periodo de transición (2012-2013), diferenciando el tratamiento para gas natural en firme e interrumpible. Esta resolución está de acuerdo a lo que establece el Decreto de política de abastecimientos de gas emitido el pasado mes de junio de 2011.

Argentina

En cumplimiento del Acuerdo de Generación, suscrito entre las compañías generadoras y el Gobierno, ENDESA, Sadesa y Duke presentaron un proyecto común consistente en un Ciclo Combinado de hasta 800 MW de potencia, denominado "Central Térmica Vuelta de Obligado" (en adelante, "VOSA"). El 16 de mayo de 2011, las empresas generadoras suscribieron un contrato de fideicomiso financiero que dota de los recursos necesarios a la inversión, de conformidad con lo estipulado en el referido Acuerdo.

En el mes de mayo, Empresa Distribuidora Sur, S.A. (en adelante, "Edesur") solicitó al Ente Regulador de Electricidad (en adelante, "ENRE"), el ajuste semestral de la tarifa (en adelante, "MMC"), correspondiente al período comprendido entre noviembre de 2010 y abril de 2011, estimado en un 6,34%.

Otras operaciones del período

Con fecha 5 de octubre de 2011, ENDESA Latinoamérica, S.A.U. (participada al 100% por ENDESA, S.A.) (en adelante, "ENDESA Latinoamérica") y EDP Energías de Portugal, S.A. (en adelante, "EDP") han formalizado un contrato de compraventa por el que ENDESA Latinoamérica ha adquirido a EDP su participación del 7,70% en las filiales de ENDESA en Brasil Ampla Energia e Serviços S.A. (sociedad concesionaria de servicios de distribución de energía eléctrica en el estado de Rio de Janeiro) y Ampla Investimentos e Serviços S.A. (que participa a su vez en el capital social de Companhia Energética do Ceará S.A., Coelce, sociedad concesionaria de servicios de distribución de energía eléctrica en el estado de Ceará también controlada por ENDESA) por un precio de 76 y 9 millones de euros, respectivamente.

Tras esta adquisición el Grupo ENDESA pasa a controlar un 99,64% del capital de ambas sociedades, que cotizan en la Bolsa de Sao Paulo.

Igualmente, y en cumplimiento de la normativa del mercado de valores de Brasil, ENDESA ha promovido en las condiciones previstas en dicha normativa sendas ofertas públicas de adquisición de acciones residuales dirigidas al 0,36% restante titularidad de los accionistas minoritarios de ambas compañías.

Resultado bruto de explotación: 2.325 millones de euros

El EBITDA del negocio latinoamericano de ENDESA ascendió a 2.325 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, con una reducción del 6,0% respecto del mismo período de 2010 (-1,6% sin considerar el impacto del Impuesto al Patrimonio de Colombia).

A su vez, el EBIT fue de 1.850 millones, un 2,7% inferior al obtenido en el período enero-septiembre de 2010 (+3,0% sin considerar el impacto del Impuesto al Patrimonio de Colombia).

EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica						
	EBITDA (Millones de Euros)			EBIT (Millones de Euros)		
	Enero- Septiembre 2011	Enero- Septiembre 2010	% Var.	Enero- Septiembre 2011	Enero- Septiembre 2010	% Var.
Generación y Transporte	1.309	1.403	(6,7)	1.104	1.123	(1,7)
Distribución	1.048	1.089	(3,8)	779	811	(3,9)
Otros	(32)	(19)	Na	(33)	(32)	Na
TOTAL	2.325	2.473	(6,0)	1.850	1.902	(2,7)

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

EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica - Generación y Transporte						
	EBITDA (Millones de Euros)			EBIT (Millones de Euros)		
	Enero- Septiembre 2011	Enero- Septiembre 2010	% Var.	Enero- Septiembre 2011	Enero- Septiembre 2010	% Var.
Chile	472	619	(23,7)	369	510	(27,6)
Colombia	301	327	(8,0)	261	282	(7,4)
Brasil	168	165	1,8	151	149	1,3
Perú	186	146	27,4	145	100	45,0
Argentina	99	95	4,2	75	69	8,7
TOTAL GENERACIÓN	1.226	1.352	(9,3)	1.001	1.110	(9,8)
Interconexión Brasil-Argentina	83	51	62,7	103	13	692,3
TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE	1.309	1.403	(6,7)	1.104	1.123	(1,7)

EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica – Distribución						
	EBITDA (Millones de Euros)			EBIT (Millones de Euros)		
	Enero- Septiembre 2011	Enero- Septiembre 2010	% Var.	Enero- Septiembre 2011	Enero- Septiembre 2010	% Var.
Chile	184	147	25,2	149	114	30,7
Colombia	261	296	(11,8)	189	225	(16,0)
Brasil	511	513	(0,4)	389	381	2,1
Perú	106	96	10,4	82	72	13,9
Argentina	(14)	37	(137,8)	(30)	19	(257,9)
TOTAL DISTRIBUCIÓN	1.048	1.089	(3,8)	779	811	(3,9)

Generación y transporte

Chile

Durante el período enero-septiembre de 2011 se ha producido en Chile uno de los períodos históricos de mayor sequía, lo cual ha dado lugar a una disminución muy significativa de la producción hidráulica y la sustitución parcial de la misma por generación térmica, cuyo margen es sensiblemente inferior. En su conjunto, la generación de electricidad de ENDESA en Chile ha disminuido un 6,0% y los márgenes unitarios un 17,9%.

En esta situación, el EBITDA de la generación en Chile ascendió a 472 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, con una reducción del 23,7%.

El EBIT del período ascendió a 369 millones de euros, con una disminución del 27,6% respecto al mismo período del año anterior.

Colombia

En Colombia, la evolución del EBITDA (-8,0%) y del EBIT (-7,4%) se han visto afectadas por el efecto del Impuesto al Patrimonio.

Aislado dicho efecto, el EBITDA y el EBIT aumentarían en el período enero-septiembre de 2011 un 11,9% y un 15,6%, respectivamente, como consecuencia principalmente de la mayor producción del período (+1,1%) dadas las buenas condiciones hidrológicas derivadas del fenómeno "Niña", las menores compras de energía para cubrir los compromisos comerciales, y el impacto favorable de los mayores ingresos de regulación de frecuencia.

Brasil

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Brasil se situó en 2.395 GWh en el período enero-septiembre de 2011, con una reducción del 33,7% respecto del mismo período de 2010 habiendo disminuido en la central de Fortaleza por no requerimiento del sistema y en la central de Cachoeira por peor hidrología.

A pesar de la menor generación, el margen obtenido con las ventas cubiertas por compras spot realizadas para poder cubrir la contratación, ha provocado un aumento tanto en el EBITDA (+1,8 %) como en el EBIT (+1,3%) situándose en 168 millones de euros y 151 millones de euros, respectivamente.

Perú

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Perú se situó en 7.307 GWh en el período enero-septiembre de 2011, un 9,0% superior que la del mismo período del año anterior.

Dados los mejores precios de venta debido a la activación de nuevos contratos licitados a distribuidoras, y las mayores ventas a clientes regulados, se ha producido un

aumento del 27,4% en el EBITDA, que se situó en 186 millones de euros, y del 45,0% en el EBIT, que ascendió a 145 millones de euros.

Argentina

Durante el período enero-septiembre de 2011 la producción del período ha aumentado un 4,7% lo que, junto con los mejores márgenes en ventas como consecuencia de las mejoras pactadas por las compañías generadoras el pasado 25 de noviembre de 2010 en el Acuerdo con la Secretaría de Energía, ha permitido un aumento en el EBITDA del 4,2% respecto del período enero-septiembre de 2010 hasta los 99 millones de euros, y del 8,7% en el EBIT hasta los 75 millones de euros.

Interconexión entre Brasil y Argentina

Como ya se ha mencionado anteriormente, a partir del mes de abril de 2011 las dos líneas de la interconexión entre Brasil y Argentina han comenzado a percibir una remuneración regulada, lo que ha permitido a Cien obtener un EBITDA de 83 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, lo que supone un aumento del 62,7% respecto al obtenido en el mismo período de 2010.

El EBIT del período ha ascendido a 103 millones de euros como consecuencia de lo comentado en el párrafo anterior, y de la reversión de provisiones en 2011, fundamentalmente correspondientes al cobro de cuentas a cobrar con Argentina que habían sido provisionadas previamente.

Distribución

Chile

El aumento de las ventas físicas (+4,9%) derivado de la evolución de la demanda, junto con los mejores precios debido a la mejora de los factores de indexación, han tenido un impacto positivo en el EBITDA y el EBIT de la distribución en Chile, que han experimentado aumentos del 25,2% y 30,7%, respectivamente, situándose en 184 millones de euros y 149 millones de euros, respectivamente.

Colombia

El EBITDA y el EBIT de la distribución en Colombia han experimentado reducciones del 11,8% y 16,0%, respectivamente, situándose en 261 millones de euros y 189 millones de euros.

Aislado el efecto del Impuesto del Patrimonio, la evolución de ambas magnitudes sería positiva (+3,0% y + 3,6%, respectivamente) por efecto demanda y precio.

Brasil

El EBITDA en el período enero-septiembre de 2011 se situó en 511 millones de euros, y el EBIT en 389 millones de euros, con una reducción del 0,4% y un aumento del 2,1%, respectivamente, sobre el mismo período de 2010.

La disminución del EBITDA es debida fundamentalmente a una reducción en el margen eléctrico de Ampla motivada por efecto precio, compensada parcialmente por una mayores ventas físicas (+2,4%).

Perú

Las magnitudes económicas de la distribución en Perú han evolucionado favorablemente durante el período debido al aumento del 7,6% en las ventas físicas.

Ello ha situado el EBITDA en 106 millones de euros, un 10,4% superior al del período enero-septiembre de 2010, y el EBIT en 82 millones de euros, un 13,9% superior al obtenido en el mismo período de 2010.

Argentina

El EBITDA de la distribución de Argentina ha sido de 14 millones de euros negativos frente a 37 millones de euros positivos en el período enero-septiembre de 2010.

Por su parte el EBIT ha sido igual a 30 millones de euros, negativos, con una reducción de 49 millones de euros respecto al mismo período del año anterior.

Estas disminuciones se deben a los mayores costes fijos que ha tenido que soportar la compañía por la mayor inflación del país que no han podido ser repercutidos en la tarifa aplicada a los clientes.

Resultado financiero neto: 265 millones de euros (-24,3%)

Los resultados financieros netos del negocio latinoamericano de ENDESA supusieron un coste de 265 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, con una reducción del 24,3% respecto del mismo período de 2010. Las diferencias de cambio netas han pasado de 6 millones de euros positivos en el período enero-septiembre de 2010 a 7 millones de euros, negativos, en el mismo período de 2011.

Los gastos financieros netos fueron de 258 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, lo que representa una disminución de 98 millones de euros, es decir, del 27,5%. De dicho importe, 36 millones de euros corresponden al efecto positivo sobre este Negocio de las sentencias dictadas por la Audiencia Nacional en relación con el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Fiscal ENDESA.

El endeudamiento neto del negocio en Latinoamérica era de 4.420 millones de euros a 30 de septiembre de 2011, cifra inferior en 232 millones de euros a la existente al cierre del ejercicio 2010.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 1.482 millones de euros

Los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio de Latinoamérica ascendieron a 1.482 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011, cifra un 24,2% superior respecto de la del mismo período de 2010.

Inversiones: 889 millones de euros

Las inversiones de este negocio fueron de 889 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011.

De este importe, 126 millones de euros corresponden a inversiones financieras y 763 millones de euros a inversiones materiales e inmateriales conforme al siguiente detalle:

Inversiones Materiales e Inmateriales del Negocio en Latinoamérica			
	Millones de Euros		% Var.
	Enero-Septiembre 2011	Enero-Septiembre 2010	
Generación	337	143	135,7
Distribución y Transporte	220	184	19,6
Otros	6	9	(33,3)
TOTAL MATERIAL	563	336	67,6
Inmaterial (*)	200	183	9,3
TOTAL MATERIAL E INMATERIAL	763	519	47,0

(*) Incluyen 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 2011	Enero-Septiembre 2010	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	57.268	51.592	11,0
Negocio en Latinoamérica	45.335	46.220	(1,9)
TOTAL	102.603	97.812	4,9

Generación de Electricidad en España y Portugal y Resto (GWh)	Enero-Septiembre 2011	Enero-Septiembre 2010	% Var.
Peninsular	45.471	39.615	14,8
Nuclear	18.480	20.278	(8,9)
Carbón	17.014	8.154	108,7
Hidroeléctrica	5.281	7.591	(30,4)
Ciclos Combinados (CCGT)	4.696	3.070	53,0
Fuel óleo	-	63	Na
Régimen Especial	-	459	Na
Extrapesinular	10.608	10.763	(1,4)
Portugal	572	521	9,8
Resto	617	693	(11,0)
TOTAL	57.268	51.592	11,0

Generación de Electricidad en Latinoamérica (GWh)	Enero-Septiembre 2011	Enero-Septiembre 2010	% Var.
Chile	14.499	15.431	(6,0)
Argentina	12.518	11.956	4,7
Perú	7.307	6.703	9,0
Colombia	8.616	8.519	1,1
Brasil	2.395	3.611	(33,7)
TOTAL	45.335	46.220	(1,9)

Ventas de Electricidad (GWh)	Enero-Septiembre 2011	Enero-Septiembre 2010	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	80.525	80.866	(0,4)
CUR	22.045	27.330	(19,3)
Mercado Liberalizado	57.773	52.843	9,3
Resto	707	693	2,0
Negocio en Latinoamérica	51.942	50.063	3,8
Chile	10.223	9.749	4,9
Argentina	13.064	12.623	3,5
Perú	4.895	4.550	7,6
Colombia	9.568	9.277	3,1
Brasil	14.192	13.864	2,4
TOTAL	132.467	130.929	1,2

Ventas de Gas (GWh)	Enero-Septiembre 2011	Enero-Septiembre 2010	% Var.
Mercado Regulado	-	105	Na
Mercado Liberalizado (*)	35.380	28.528	24,0
TOTAL	35.380	28.633	23,6

(*) Sin consumos propios de generación.

Plantilla Final (Nº de Empleados)	30 de Septiembre de 2011	30 de Septiembre de 2010	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	11.988	12.782	(6,2)
Negocio en Latinoamérica	11.016	12.275	(10,3)
TOTAL	23.004	25.057	(8,2)

Datos Económico-Financieros

Parámetros de Valoración (Euros)	Enero-Septiembre 2011	Enero-Septiembre 2010	% Var.
Beneficio Neto por Acción	1,87	2,57	(27,3)
Valor Contable por Acción (1)	17,68 ⁽¹⁾	16,79 ⁽²⁾	5,3

(1) A 30 de septiembre de 2011.

(2) A 31 de diciembre de 2010.

Deuda Financiera Neta (Millones de Euros)	30 de Septiembre de 2011	31 de Diciembre de 2010	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	8.729	10.684	(18,3)
Negocio en Latinoamérica	4.420	4.652	(5,0)
TOTAL	13.149	15.336	(14,3)
Apalancamiento (%)	55,0	66,2	Na

Rating (8 de noviembre de 2011)	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	A-	A-2	Negativa
Moody's	A3	P-2	Negativa
Fitch	A-	F2	Estable

Referencias de Emisiones de Renta Fija de ENDESA	Margen sobre IRS (p.b.)	
	30 de Septiembre de 2011	31 de Diciembre de 2010
0,8 A 400 MGBP 6,125% Vencimiento Junio 2012	186	128
1,4 A 700 MEUR 5,375% Vencimiento Febrero 2013	120	80

Datos Bursátiles	30 de Septiembre de 2011	31 de Diciembre de 2010	% Var.
Capitalización Bursátil (Millones de Euros)	18.454	20.429	-9,7%
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 2011	Enero-Septiembre 2010	% Var.
Volumen de Contratación			
Mercado Continuo	131.092.468	120.661.528	8,6%
Importe Medio Diario de Contratación			
Mercado Continuo	679.236	628.445	8,1%

Cotización (Euros)	Máximo Enero-Septiembre 2011	Mínimo Enero-Septiembre 2011	30 de Septiembre de 2011	31 de Diciembre de 2010
Mercado Continuo	24,05	16,17	17,43	19,295

Dividendos (Euro / Acción)	Con Cargo al Resultado de 2010
A Cuenta (3 de Enero de 2011)	0,500
Complementario (1 de Julio de 2011)	0,517
Dividendo por Acción Total	1,017
Pay-out (%)	26,1
Rentabilidad por Dividendo (%)	5,3

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 futuros. 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 eólica y de CCGT 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.