



Informe anual 2010 **Documentación legal**

endesa10



Endesa

Documentación legal

Contenido

Endesa, S.A., y Sociedades dependientes.

Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2010

Endesa, S.A.

Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio 2010

Sumario general

5	Endesa, S.A., y Sociedades Dependientes. Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2010
251	Endesa, S.A. Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio 2010

Endesa, S.A., y Sociedades Dependientes

Contenidos

Informe de Auditoría

Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010

Informe de gestión correspondiente al ejercicio 2010

Sumario

7	Informe de Auditoría
12	Balances de Situación Consolidados
13	Cuentas de Resultados Consolidadas
14	Estados del Resultado Global Consolidados
15	Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado
17	Estados de Flujo de Efectivo Consolidados
19	Memoria Consolidada
171	Informe de Gestión

Informe de Auditoría



KPMG Auditores S.L.
Edificio Torre Europa
Paseo de la Castellana, 95
28046 Madrid

Informe de Auditoría de Cuentas Anuales Consolidadas

A los Accionistas de
Endesa, S.A.

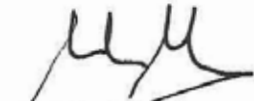
Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Endesa, S.A. (la "Sociedad") y sociedades dependientes (el "Grupo") que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2010, la cuenta de resultados consolidada, el estado de resultado global consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la Nota 2.1 de la memoria consolidada adjunta, los Administradores de la Sociedad son los responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicables al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas, están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación. Nuestro trabajo no incluyó el examen de las cuentas anuales o de los estados financieros, según corresponda, de diversas sociedades dependientes, multigrupo y asociadas cuyos activos y resultados netos representan un 21% y un 25%, respectivamente, de las correspondientes cifras consolidadas al 31 de diciembre de 2010. Las cuentas anuales o los estados financieros de las mencionadas sociedades dependientes, multigrupo y asociadas han sido auditadas por otros auditores (véanse Anexos I y II de la memoria adjunta) y nuestra opinión expresada en este informe sobre las cuentas anuales consolidadas de Endesa, S.A. y sociedades dependientes se basa, en lo relativo a dichas sociedades dependientes, multigrupo y asociadas, únicamente en el informe de los otros auditores.

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en los informes de otros auditores mencionados en el párrafo anterior, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2010 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Endesa, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2010, así como de los resultados consolidados de sus operaciones, del resultado global consolidado, de los cambios en el patrimonio neto consolidado, y de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

2

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2010 contiene las explicaciones que los Administradores de Endesa, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2010. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Endesa, S.A. y sociedades dependientes.

KPMG Auditores, S.L.



Julián Martín Blasco
Socio

23 de febrero de 2011

INSTITUTO DE
CENSORES JURADOS
DE CUENTAS DE ESPAÑAMiembro ejerciente:
KPMG AUDITORES, S.L.Año 2011 N° 01/11/01910
COPIA GRATUITA*****
Este informe está sujeto a la lista
aplicable establecida en la
Ley 44/2002 de 22 de noviembre.

Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2010

Balances de Situación consolidados a 31 de diciembre de 2010 y 2009 y a 1 de enero de 2009

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009 (*)	1 de enero de 2009 (*)
Activo			
Activo no corriente	43.555	48.569	43.034
Inmovilizado Material (Nota 5)	32.896	32.913	29.991
Inversiones Inmobiliarias (Nota 6)	69	58	47
Activo Intangible (Nota 7)	3.167	2.843	2.501
Fondo de Comercio (Nota 8)	2.797	2.815	2.053
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación (Nota 9)	899	293	196
Activos Financieros no Corrientes (Nota 10)	1.641	7.603	6.088
Activos por Impuesto Diferido (Nota 22)	2.086	2.044	2.158
Activo corriente	19.033	11.368	15.320
Existencias (Nota 11)	1.129	1.057	1.092
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar (Nota 12)	6.109	6.914	6.655
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	5.433	6.493	6.313
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	676	421	342
Activos Financieros Corrientes (Nota 13)	9.434	907	188
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes (Nota 14)	1.828	1.838	4.787
Activos no Corrientes mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas (Nota 33)	533	652	2.598
Total Activo	62.588	59.937	58.354
Patrimonio Neto y Pasivo			
Patrimonio neto (Nota 15)	23.164	18.960	20.755
De la Sociedad Dominante (Nota 15.1)	17.776	14.227	17.079
Capital	1.271	1.271	1.271
Prima de Emisión y Reservas	12.004	9.820	9.076
Resultado del Ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante	4.129	3.430	7.169
Dividendo a Cuenta	(529)	(529)	—
Ajustes por Cambio de Valor	901	235	(437)
De los Intereses Minoritarios (Nota 15.2)	5.388	4.733	3.676
Pasivo no corriente	27.383	29.743	26.752
Ingresos Diferidos (Nota 16)	3.936	3.636	3.195
Provisiones no Corrientes (Nota 17)	4.714	4.446	3.957
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	1.257	1.013	730
Otras Provisiones no Corrientes	3.457	3.433	3.227
Deuda Financiera no Corriente (Nota 18)	16.256	19.512	17.503
Otros Pasivos no Corrientes (Nota 21)	602	581	637
Pasivos por Impuesto Diferido (Nota 22)	1.875	1.568	1.460
Pasivo corriente	12.041	11.234	10.847
Deuda Financiera Corriente (Nota 18)	985	929	1.381
Provisiones Corrientes (Nota 24)	1.020	962	884
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	5	4	7
Otras Provisiones Corrientes	1.015	958	877
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes (Nota 23)	9.824	9.119	7.652
Proveedores y otros Acreedores	8.919	8.442	6.865
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	905	677	787
Pasivos asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas (Nota 33)	212	224	930
Total Patrimonio Neto y Pasivo	62.588	59.937	58.354

(*) Véase Nota 2.1.

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de las Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Cuentas de Resultados Consolidadas correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009 (*)
Ingresos (Nota 25)	31.177	25.925
Ventas (Nota 25.1)	29.558	24.433
Otros Ingresos de Explotación (Nota 25.2)	1.619	1.492
Aprovisionamientos y Servicios	(19.768)	(14.710)
Compras de Energía	(7.409)	(6.013)
Consumo de Combustibles	(3.154)	(2.783)
Gastos de Transporte	(6.087)	(3.603)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios (Nota 26)	(3.118)	(2.311)
Margen de Contribución	11.409	11.215
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	265	188
Gastos de Personal (Nota 27)	(1.852)	(1.994)
Otros Gastos Fijos de Explotación (Nota 28)	(2.348)	(2.181)
Resultado Bruto de Explotación	7.474	7.228
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro (Nota 29)	(2.443)	(2.176)
Resultado de Explotación	5.031	5.052
Resultado Financiero (Nota 30)	(883)	(1.018)
Ingreso Financiero (Nota 30)	377	639
Gasto Financiero (Nota 30)	(1.272)	(1.623)
Diferencias de Cambio Netas (Nota 30)	12	(34)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación (Nota 9)	1	45
Resultado de otras Inversiones	6	(2)
Resultado en Ventas de Activos (Nota 31)	2.361	1.513
Resultados antes de impuestos	6.516	5.590
Impuesto sobre Sociedades (Nota 32)	(1.398)	(1.230)
Resultado después de impuestos de actividades continuadas	5.118	4.360
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas (Nota 33)	—	—
Resultado del ejercicio	5.118	4.360
Sociedad Dominante	4.129	3.430
Intereses Minoritarios	989	930
Beneficio neto por acción básico de actividades continuadas (en euros)	3,90	3,24
Beneficio neto por acción diluido de actividades continuadas (en euros)	3,90	3,24
Beneficio neto por acción básico de actividades interrumpidas (en euros)	—	—
Beneficio neto por acción diluido de actividades interrumpidas (en euros)	—	—
Beneficio neto por acción básico (en euros)	3,90	3,24
Beneficio neto por acción diluido (en euros)	3,90	3,24

(*) Véase Nota 2.1.

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de las Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Estados del Resultado Global Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2010			31 de Diciembre de 2009		
	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total
Resultado Consolidado del ejercicio	4.129	989	5.118	3.430	930	4.360
Otro Resultado Global:						
Ingresos y gastos imputados directamente en el patrimonio neto	485	647	1.132	336	400	736
Por Revalorización/(Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles	—	—	—	—	—	—
Por Valoración de Instrumentos Financieros	8	—	8	3	—	3
Activos Financieros Disponibles para la Venta	8	—	8	3	—	3
Otros Ingresos/(Gastos)	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Efectivo	(46)	23	(23)	(199)	(66)	(265)
Diferencias de Conversión	661	656	1.317	664	468	1.132
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes	(186)	(33)	(219)	(249)	(14)	(263)
Entidades Valoradas por el Método de Participación	(2)	(4)	(6)	—	—	—
Resto de Ingresos y Gastos imputados directamente al Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—
Efecto Impositivo	50	5	55	117	12	129
Transferencias a la cuenta de resultados y/o inversiones	43	6	49	155	193	348
Por Valoración de Instrumentos Financieros:	(45)	—	(45)	(6)	—	(6)
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(45)	—	(45)	(6)	—	(6)
Otros Ingresos/(Gastos)	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Efectivo	101	1	102	196	233	429
Diferencias de Conversión	—	—	—	—	—	—
Entidades Valoradas por el Método de Participación	—	—	—	—	—	—
Resto de Ingresos y Gastos imputados directamente al Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—
Efecto Impositivo	(13)	5	(8)	(35)	(40)	(75)
Resultado Global Total	4.657	1.642	6.299	3.921	1.523	5.444

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de las Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de Diciembre de 2010 y 2009.

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2010

Millones de Euros

	Patrimonio Neto atribuido a la Sociedad Dominante							
	Fondos Propios							Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Particip. en Patrimonio Propias	Resultado del Ejercicio	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambios de Valor	Intereses Minoritarios	
Saldo Inicial a 1 de enero de 2010	1.271	9.291	—	3.430	—	235	4.733	18.960
Ajuste por Cambio de Criterio Contable	—	—	—	—	—	—	—	—
Ajuste por Errores	—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Inicial Ajustado	1.271	9.291	—	3.430	—	235	4.733	18.960
Resultado Global Total	—	(138)	—	4.129	—	666	1.642	6.299
Operaciones con Socios o Propietarios	—	(19)	—	(1.089)	—	—	(987)	(2.095)
Aumentos/(Reducciones) de Capital	—	—	—	—	—	—	(89)	(89)
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—	—	—
Distribución de Dividendos	—	—	—	(1.089)	—	—	(683)	(1.772)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	—	—	—	—	—	—	—	—
Incrementos/(Reducciones) por Combinaciones de Negocios	—	—	—	—	—	—	(204)	(204)
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	—	(19)	—	—	—	—	(11)	(30)
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	—	2.341	—	(2.341)	—	—	—	—
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—
Trasposos entre Partidas de Patrimonio Neto	—	2.341	—	(2.341)	—	—	—	—
Otras Variaciones	—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Final a 31 de diciembre de 2010	1.271	11.475	—	4.129	—	901	5.388	23.164

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de las Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2009

Millones de Euros

	Patrimonio Neto atribuido a la Sociedad Dominante							
	Fondos Propios				Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambios de Valor	Intereses Minoritarios	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Particip. en Patrimonio Propias	Resultado del Ejercicio				
Saldo Inicial a 1 de enero de 2009	1.271	9.079	—	7.169	—	(437)	3.682	20.764
Ajuste por Cambio de Criterio Contable (Nota 2.1.)	—	(3)	—	—	—	—	(6)	(9)
Ajuste por Errores	—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Inicial Ajustado	1.271	9.076	—	7.169	—	(437)	3.676	20.755
Resultado Global Total	—	(181)	—	3.430	—	672	1.523	5.444
Operaciones con Socios o Propietarios	—	—	—	(6.773)	—	—	(466)	(7.239)
Aumentos/(Reducciones) de Capital	—	—	—	—	—	—	—	—
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—	—	—
Distribución de Dividendos	—	—	—	(6.773)	—	—	(479)	(7.252)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	—	—	—	—	—	—	—	—
Incrementos/(Reducciones) por Combinaciones de Negocios	—	—	—	—	—	—	13	13
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	—	396	—	(396)	—	—	—	—
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto	—	396	—	(396)	—	—	—	—
Otras Variaciones	—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Final a 31 de diciembre de 2009	1.271	9.291	—	3.430	—	235	4.733	18.960

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de las Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

Millones de Euros

	2010	2009
Resultado Bruto Antes de Impuestos e Intereses Minoritarios	6.516	5.590
Ajustes del Resultado:	1.090	1.413
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	2.443	2.176
Otros Ajustes del Resultado (Neto)	(1.353)	(763)
Cambios en el Capital Corriente	77	152
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:	(1.778)	(2.188)
Cobro de Intereses	309	382
Cobro de Dividendos	12	13
Pagos de Intereses	(669)	(844)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades	(875)	(1.166)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación	(555)	(573)
Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación	5.905	4.967
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	(2.593)	(3.224)
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	1.529	2.833
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo	(30)	(479)
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo	1.532	20
Adquisiciones de otras Inversiones	(2.221)	(2.035)
Enajenaciones de otras Inversiones	879	746
Flujos de Efectivo por Variación de Perímetro	(87)	7
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos	233	275
Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión	(758)	(1.857)
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	1.174	3.801
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	(1.201)	(461)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente	(3.670)	(2.967)
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	(1.088)	(6.244)
Pagos a Intereses Minoritarios	(570)	(461)
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación	(5.355)	(6.332)
Flujos netos totales	(208)	(3.222)
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y Otros Medios Líquidos	191	249
Variación de efectivo y otros medios líquidos	(17)	(2.973)
Efectivo y otros medios líquidos iniciales	1.860	4.833
Efectivo en Caja y Bancos	1.262	3.421
Otros Equivalentes de Efectivo	598	1.412
Efectivo y otros medios líquidos finales	1.843	1.860
Efectivo en Caja y Bancos	528	598
Otros Equivalentes de Efectivo	1.315	1.262

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de las Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Memoria de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010

1. Actividad y Cuentas Anuales del Grupo

ENDESA, S.A. (en adelante, la «Sociedad Dominante» o la «Sociedad») y sus sociedades filiales integran el Grupo ENDESA (en adelante, «ENDESA» o el «Grupo»). ENDESA, S.A. tiene su domicilio social y fiscal, así como sus oficinas principales en Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

La Sociedad fue constituida con la forma mercantil de Sociedad Anónima en el año 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y cambió su denominación social por la de ENDESA, S.A. por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de junio de 1997.

ENDESA tiene como objeto social el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial y, en especial, los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del Grupo Empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades. El Grupo desarrolla, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENDESA del ejercicio 2009 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 21 de junio de 2010.

Los Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENDESA del ejercicio 2010 y las de cada una de las entidades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2010, que han servido de base para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran en su mayor parte pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas. No obstante, los Administradores entienden que dichas Cuentas Anuales serán aprobadas conforme están presentadas.

En estas Cuentas Anuales Consolidadas se utiliza como moneda de presentación el euro y las cifras se presentan en millones de euros (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda de presentación de la Sociedad Dominante del Grupo.

La Sociedad está integrada en el Grupo ENEL, cuya sociedad dominante última es ENEL, S.p.A. (en adelante, «ENEL»), que se rige por la legislación mercantil vigente en Italia, con domicilio social en Roma, Viale Regina Margherita, 137 y cuya cabecera en España es ENEL Energy Europe, S.L.U. (en adelante, «EEE») con domicilio social en la calle Ribera del Loira, 60, Madrid. Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENEL del ejercicio 2009 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2010 y depositadas en el Registro Mercantil de Roma. La Sociedad presenta Cuentas Anuales Consolidadas de acuerdo al Artículo 43 del Código de Comercio al encontrarse sus acciones admitidas a cotización en las Bolsas Españolas.

2. Bases de presentación de las Cuentas Anuales Consolidadas

2.1. Principios contables

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENDESA correspondientes al ejercicio 2010 han sido formuladas por los Administradores, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 22 de febrero de 2011, de acuerdo con lo establecido

en las Normas Internacionales de Información Financiera, según han sido adoptadas por la Unión Europea a la fecha del Balance de Situación Consolidado, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo (en adelante, «NIIF») y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicables al Grupo.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2010, del resultado global consolidado, de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto consolidado y de los flujos de efectivo consolidados, que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en esa fecha.

Las Cuentas Anuales Consolidadas se han preparado siguiendo el principio de empresa en funcionamiento mediante la aplicación del método de coste, con excepción de las partidas que se valoran a valor razonable de conformidad con las NIIF, tal y como se indica en las Normas de Valoración de cada partida y los activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta, que se registran al menor de su valor contable y valor razonable menos los costes de venta (véase Nota 3).

Las Cuentas Anuales Consolidadas de los ejercicios 2010 y 2009 del Grupo ENDESA han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y por las restantes entidades integradas en el Grupo.

Cada sociedad prepara sus Cuentas Anuales siguiendo los principios y criterios contables en vigor en el país en el que realiza las operaciones por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF y a los criterios del Comité de Interpretaciones de las NIIF (en adelante, «CINIIF»).

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas se han publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea las siguientes NIIF y CINIIF:

a) Con entrada en vigor en los ejercicios anuales que se inicien a partir de 1 de enero de 2010

Normas e interpretaciones	Aplicación obligatoria para
Modificaciones de la NIIF 1: «Exenciones adicionales para entidades que adopten por primera vez las NIIF»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 31 de diciembre de 2009
Modificación de la NIIF 2: «Pagos basados en acciones»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de enero de 2010
Mejoras de las NIIF (emitida por el IASB en abril de 2009)	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de enero de 2010
NIIF 3: «Combinaciones de negocios (revisada en 2008) y modificaciones de la NIC 27 «Estados financieros consolidados y separados»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de julio de 2009
Partidas que pueden calificarse como cubiertas («Modificación de la NIC 39 Instrumentos financieros: Reconocimiento y valoración»)	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de julio de 2009
NIIF 1: «Adopción por primera vez de las NIIF» (revisada en 2008)	Ejercicios anuales iniciados a partir de 31 de diciembre de 2009
CINIIF 12: «Acuerdos de Concesión de Servicios»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 27 de marzo de 2009
CINIIF 15: «Contratos para la construcción de inmuebles»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 31 de diciembre de 2009
CINIIF 16: «Coberturas de la inversión neta en un negocio en el extranjero»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de julio de 2009
CINIIF 17: «Distribuciones a los propietarios de activos distintos al efectivo»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de noviembre de 2009
CINIIF 18: «Transferencias de activos procedentes de clientes»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 31 de octubre de 2009
Mejoras de las NIIF relativas a la NIIF 5 y NIIF 1 (emitidas por el IASB en mayo 2008)	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de julio de 2009

Los principales impactos de la aplicación de estas nuevas normas e interpretaciones sobre estas Cuentas Anuales Consolidadas han sido los siguientes:

CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios»

Como consecuencia de la primera aplicación de la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» se ha modificado el Balance de Situación Consolidado a 1 de enero de 2009 y a 31 de diciembre de 2009 y la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2009 que se presentan a efectos comparativos respecto del aprobado en la Junta General de Accionistas el 21 de junio de 2010, habiéndose registrado las siguientes modificaciones:

Balance de Situación Consolidado

	<i>Millones de Euros</i>	
	1 de enero de 2009	31 de diciembre de 2009
Activo No Corriente	(219)	(258)
Inmovilizado Material	(1.537)	(2.146)
Activo Intangible	1.318	1.818
Activos Financieros no Corrientes	—	70
Activo Corriente	27	—
Total Activo	(192)	(258)
Patrimonio Neto	(9)	(10)
Pasivo no Corriente	(184)	(248)
Ingresos Diferidos	(203)	(269)
Deuda Financiera no Corriente	17	18
Pasivos por Impuestos Diferidos	2	3
Pasivo Corriente	1	—
Total Patrimonio Neto y Pasivo	(192)	(258)

Cuenta de Resultados Consolidada

	<i>Millones de Euros</i>
	2009
Otros Ingresos de Explotación	233
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	233

Modificaciones de la NIC 27 «Estados Financieros Consolidados y Separados»

Las modificaciones de la NIC 27 mencionadas anteriormente han sido aplicadas por el Grupo en el ejercicio 2010 para el registro de la transacción de pérdida de control de ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A.U. (ahora ENEL Green Power España, S.L., en adelante, «EGP España» o «Ecyr») y de Nubia 2000, S.L. (en adelante, «Nubia») (véanse Notas 9, 31 y 33).

De acuerdo con esta modificación, el registro inicial de las participaciones sobre las que el Grupo mantenía el control y ha dejado de controlarlas se realiza por el valor razonable de la participación en el momento de la pérdida de control, registrando en el epígrafe «Resultado en Venta de Activos» de la Cuenta de Resultados Consolidada la diferencia entre el valor razonable de la contraprestación recibida en la operación, más el valor razonable de la inversión mantenida, más el valor en libros de las participaciones no controladas en la anterior subsidiaria y los activos y pasivos dados de baja del Balance de Situación Consolidado como consecuencia de la pérdida de control de la sociedad previamente controlada.

CINIIF 18 «Transferencias de Activos procedentes de Clientes»

Esta norma regula el registro contable de los activos cedidos por los clientes y es de aplicación en el Grupo fundamentalmente en la actividad de distribución eléctrica en España.

Del análisis realizado sobre la normativa del sector eléctrico, que regula la transferencia de activos por parte de los clientes a las compañías distribuidoras, y la CINIIF 18, que regula el registro de dichos activos, se han puesto de manifiesto diferentes interpretaciones posibles en cuanto al tratamiento contable a seguir en la aplicación de la CINIIF 18.

ENDESA, sobre la base de la recomendación del correspondiente órgano supervisor y de conformidad con lo aplicado por el resto de las empresas del sector en España, ha optado por seguir la política contable consistente en registrar el valor razonable del activo recibido en el epígrafe «Inmovilizado Material» del Activo del Balance de Situación Consolidado y su contrapartida en el epígrafe «Ingresos Diferidos» del Pasivo del Balance de Situación Consolidado imputando el ingreso en la Cuenta de Resultados Consolidada en el período de vida útil del activo recibido. Esta política contable no supone ningún cambio respecto de la que se venía aplicando antes de la entrada en vigor de la CINIIF 18.

El resto de las normas e interpretaciones adoptadas por la Unión Europea que han entrado en vigor en el ejercicio 2010 no han tenido efecto significativo sobre las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas.

Excepto por lo comentado en los párrafos anteriores en el ejercicio 2010 el Grupo ha seguido los mismos principios contables y normas de valoración de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2009.

b) No efectivas a partir de 1 de enero de 2010 pero que el Grupo espera adoptar a partir de 1 de enero de 2011

Normas e interpretaciones	Aplicación obligatoria para
Modificaciones de la NIC 32: «Instrumentos financieros: Presentación»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de febrero de 2010
NIC 24: Informaciones a revelar sobre partes vinculadas	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de enero de 2011
Modificación de la NIIF 8: «Segmentos de Explotación»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de enero de 2011
Modificaciones de la CINIIF 14: «Pagos anticipados cuando existe la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de enero de 2011
CINIIF 19: «Cancelación de Pasivos Financieros con Instrumentos de Patrimonio»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 1 de julio de 2010
Modificaciones de la NIIF 1: «Exención a la presentación comparativa de determinados desgloses de la NIIF 7»	Ejercicios anuales iniciados a partir de 30 de junio de 2010

En la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, la Dirección del Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de estas normas tendrá sobre los estados financieros del Grupo, si bien, en principio, no se esperan efectos significativos.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estas Cuentas Anuales Consolidadas es responsabilidad de los Administradores del Grupo, que manifiestan expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Dirección del Grupo para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

- La valoración de activos y fondos de comercio para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (véase Nota 3e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados y las fechas de salida de los empleados afectados por los expedientes de regulación de empleo (véase Nota 17).
- La vida útil de los activos materiales e intangibles (véanse Notas 3a y 3d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (véase Nota 20).
- La energía suministrada a clientes no medida en contadores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, incentivos de la actividad de distribución, etc. que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, y que podría afectar a los saldos de activo, pasivo, ingresos y gastos relacionados con la actividad sectorial del sistema eléctrico y, en particular, al déficit de ingresos de las actividades reguladas en España.
- La interpretación de cierta normativa relacionada con la regulación del sector eléctrico cuyos efectos económicos definitivos vendrán determinados finalmente por las resoluciones de los organismos competentes para su liquidación, algunas de las cuales están pendientes de emitirse en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas.
- La probabilidad de ocurrencia y el importe de los pasivos de importe incierto o contingentes (véase Nota 3m).
- Los costes futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (véanse Notas 3a y 3d).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo que se declararán ante las autoridades tributarias en el futuro que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con el impuesto sobre sociedades en las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas (véase Nota 3o).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en las correspondientes Cuentas Anuales Consolidadas futuras.

2.3. Entidades Dependientes y de Control Conjunto

Son Sociedades Dependientes aquellas en las que la Sociedad Dominante controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene el poder de dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas con el objeto de obtener beneficios económicos de las actividades, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en poder del Grupo o de terceros ejercitables o convertibles al cierre del ejercicio.

Se consideran Sociedades de Control Conjunto aquellas en las que la situación descrita en el párrafo anterior se da gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos.

El Grupo sigue el criterio de considerar Entidades Dependientes las Entidades de Propósito Especial (en adelante, «SPE»), entendiendo como tales aquellas entidades en las que, aún sin poseer una participación de control, el Grupo ejerce un control efectivo sobre las mismas. Se considera que se ejerce un control efectivo si el Grupo obtiene, sustancialmente, la mayoría de los beneficios producidos por la entidad y retiene la mayoría de los riesgos de la misma, aunque no posea una participación en dicha entidad. Durante los ejercicios 2010 y 2009 ENDESA no ha poseído ninguna Entidad de Propósito Especial.

En el Anexo I de estas Cuentas Anuales Consolidadas, denominado «Sociedades que componen el Grupo ENDESA», se relacionan las Sociedades Dependientes y de Control Conjunto del Grupo.

2.3.1. Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se detallan las variaciones del perímetro de consolidación en 2010 y 2009.

En el ejercicio 2010, se han incorporado tres compañías al perímetro de consolidación: Aysén Energía, S.A., ENDESA Ingeniería, S.L.U.-ENEL Sole, S.R.L., U.T.E. II e ICT Servicios Informáticos Ltda. Las magnitudes económicas de estas sociedades no son significativas.

En el ejercicio 2009 las incorporaciones más significativas al perímetro de consolidación corresponden a ENDESA Ireland Ltd. (en adelante, «ENDESA Ireland» o «ENDESA Irlanda») y Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P. (en adelante, «Cundinamarca»):

- Con la adquisición de ENDESA Ireland se incorporaron al Grupo activos y pasivos por un valor de 193 y 64 millones de euros, respectivamente, habiendo surgido un fondo de comercio de 315 millones de euros.
- Con la transacción de Cundinamarca, los activos y pasivos incorporados al Grupo ascendieron a 61 y 38 millones de euros, respectivamente, habiendo surgido un fondo de comercio de 10 millones de euros.

Las magnitudes económicas del resto de sociedades incorporadas al perímetro de consolidación en el ejercicio 2009 no fueron significativas.

En 2010, la salida de sociedades del perímetro de consolidación corresponde en su mayor parte a las siguientes transacciones:

- La operación de integración de las actividades de ENDESA y ENEL Green Power, S.p.A. (en adelante, «EGP») en el ámbito de las energías renovables en España y Portugal en una única entidad dentro del perímetro de EGP, sociedad controlada al 100% por ENEL, que ha supuesto la pérdida de control de ENDESA sobre el Grupo ENDESA Cogeneración y Renovables (en adelante, «Grupo Ecyr») (véase Nota 9). La salida del perímetro de consolidación del Grupo Ecyr ha supuesto una reducción de 1.242 millones de euros en el Activo no Corriente, de 212 millones de euros en el Activo Corriente, de 1.090 millones de euros en el Pasivo no Corriente y de 278 millones de euros en el Pasivo Corriente (véanse Notas 31 y 33).
- La materialización el 1 de julio de 2010 de la venta a Mytilineos Holding, S.A. de la participación del 50,01% en ENDESA Hellas Power Generation and Supplies, S.A. (en adelante, «ENDESA Hellas») por importe de 140 millones de euros (véase Nota 33). Su salida del perímetro de consolidación ha supuesto una reducción de 365 millones de euros en el Activo no Corriente del Balance de Situación Consolidado, de 48 millones de euros en el Activo Corriente, de 75 millones de euros en el Pasivo no Corriente y de 76 millones de euros en el Pasivo Corriente. Los activos y pasivos de esta sociedad filial estaban registrados en el Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2009 como activos y pasivos mantenidos para la venta.
- La venta de activos de distribución y transporte de gas materializada mediante la venta del 80% de Nubia, lo que ha supuesto una disminución de 555 millones de euros en el Activo no Corriente del Balance de Situación Consolidado, 28 millones de euros en el Activo Corriente, 93 millones de euros en el Pasivo no Corriente y de 92 millones de euros en el Pasivo Corriente (véanse Notas 31 y 33).

En el ejercicio 2009, la salida de sociedades del perímetro de consolidación corresponde en su mayor parte a la venta realizada de activos renovables al Grupo Acciona (en adelante, «Acciona»), explicada en la Nota 33.

Exceptuando las operaciones descritas, de haberse realizado estas modificaciones en el perímetro de consolidación en el inicio de los ejercicios 2010 y 2009, las variaciones en las principales magnitudes en la Cuenta de Resultados Consolidada y en el Balance de Situación Consolidado no hubieran sido significativas en relación con las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas.

2.3.2. Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%

Aunque el Grupo ENDESA posee una participación inferior al 50% en Codensa, S.A. E.S.P. (en adelante, «Codensa») y Emgesa, S.A. E.S.P. (en adelante, «Emgesa»), tienen la consideración de «Entidades Dependientes» ya que el Grupo, directa o indirectamente, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce el control de las citadas sociedades.

2.3.3. Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque el Grupo ENDESA posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (en adelante, «Aysén»), y en la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E. (en adelante, «ANAV»), tienen la consideración de «Entidades de Control Conjunto» ya que el Grupo, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce el control conjunto de las citadas sociedades.

2.4. Sociedades Asociadas

Son Sociedades Asociadas aquellas en las que el Grupo ejerce una influencia significativa. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que el Grupo posee una participación superior al 20%.

En el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas, denominado «Sociedades Asociadas», se describe la relación de ENDESA con cada una de sus asociadas.

2.5. Otras participaciones

Las magnitudes económicas de las sociedades participadas por el Grupo que no tienen la consideración de Sociedades Dependientes, Sociedades de Control Conjunto o Sociedades Asociadas presentan un interés desdeñable respecto a la imagen fiel que deben expresar las Cuentas Anuales Consolidadas.

2.6. Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las Sociedades Dependientes se consolidan por el método de integración global, integrándose en las Cuentas Anuales Consolidadas la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

Las Sociedades de Control Conjunto se consolidan por el método de integración proporcional, integrándose en los Cuentas Anuales Consolidadas la parte proporcional de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo, en función del porcentaje de participación del Grupo en dichas sociedades, una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

Los resultados de las Sociedades Dependientes adquiridas o enajenadas durante el ejercicio se incluyen en las Cuentas de Resultados Consolidadas desde la fecha efectiva de adquisición o hasta la fecha efectiva de enajenación, según corresponda.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Dominante y de las Sociedades Dependientes se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para determinados activos y pasivos que se valoran siguiendo los principios de valoración establecidos en las Normas. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el coste de adquisición de la sociedad filial y el valor razonable de los activos y pasivos de la misma, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como fondo de comercio. En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a la Cuenta de Resultados Consolidada. Los costes relacionados con la adquisición se reconocen como gasto a medida que se incurren.
2. El valor de la participación de los Intereses Minoritarios en el valor razonable de los activos netos adquiridos y en los resultados de las Sociedades Dependientes consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los epígrafes «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios» del Balance de Situación Consolidado e «Intereses Minoritarios» del Resultado Global Consolidado.

3. La conversión de los Estados Financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del euro se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de las Cuentas Anuales Consolidadas.
 - b. Las partidas de las Cuentas de Resultados utilizando el tipo de cambio medio del ejercicio.
 - c. El patrimonio neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición (o al tipo de cambio medio del ejercicio de su generación, tanto en el caso de los resultados acumulados como de las aportaciones realizadas), según corresponda.

Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los Estados Financieros se registran netas de su efecto fiscal en el epígrafe «Diferencias de Conversión» dentro del Estado Consolidado del Resultado Global: Otro Resultado Global (véase Nota 15). Las diferencias de conversión generadas con anterioridad al 1 de enero de 2004 han sido traspasadas a reservas al haberse acogido la Sociedad en la primera aplicación de las NIIF, a la excepción prevista para la conversión de los Estados Financieros elaborados con principios y criterios contables españoles a NIIF.

4. Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación, así como la parte correspondiente de las sociedades consolidadas por integración proporcional.
5. A partir de 1 de enero de 2010, de acuerdo con lo establecido en las modificaciones de la NIC 27, cuando se realiza una transacción por la que se pierde el control de una Sociedad Dependiente y se retiene una participación en dicha sociedad, el registro inicial de la participación retenida se realiza por el valor razonable de la participación en el momento de la pérdida de control. La diferencia entre el valor razonable de la contraprestación recibida en la operación, más el valor razonable de la inversión mantenida, más el valor en libros de las participaciones no controladas en la anterior subsidiaria y los activos y pasivos dados de baja del Balance de Situación Consolidado como consecuencia de la pérdida de control de la sociedad previamente controlada se registra en el epígrafe «Resultado en Venta de Activos» de la Cuenta de Resultados Consolidada.
6. A partir de 1 de enero de 2010, los cambios en la participación en las Entidades Dependientes que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio ajustándose el importe en libros de las participaciones de control y de las participaciones de accionistas minoritarios para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la subsidiaria. La diferencia que pueda existir entre el importe por el que se ajuste la participación de los accionistas minoritarios y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce directamente en el Patrimonio de la Sociedad Dominante.

3. Normas de valoración

Las principales normas de valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas han sido las siguientes:

a) Inmovilizado material

El inmovilizado material se halla valorado por su coste, neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado.

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el coste también incluye en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. La tasa de interés utilizada es la correspondiente a la financiación específica o, de no existir, la tasa media de financiación de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiación depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 2,6% y un 8,3%. El importe activado por este concepto ha ascendido a 73 millones de euros en el ejercicio 2010 y a 84 millones de euros en el ejercicio 2009 (véase Nota 30).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los importes capitalizados por este concepto se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada como gasto en el epígrafe «Gastos de Personal» y como ingreso en el epígrafe «Trabajos realizados por el Grupo para su Activo». El importe activado por este concepto ha ascendido a 141 millones de euros en el ejercicio 2010 y a 167 millones de euros en el ejercicio 2009 (véase Nota 27).
- Los costes futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, recogiendo la correspondiente provisión. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados costes futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación. En el caso de las centrales nucleares, esta provisión recoge el importe al que se estima que el Grupo deberá hacer frente hasta el momento en el que, de acuerdo con el Real Decreto 1349/2003, de 31 de octubre, y la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, la entidad pública empresarial Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. (en adelante, «Enresa») de gestión de residuos radioactivos se haga cargo del desmantelamiento de estas centrales.

Los elementos adquiridos con anterioridad a 31 de diciembre de 2003 incluyen en el coste de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en los distintos países para ajustar el valor del inmovilizado material con la inflación registrada hasta esa fecha.

Las obras en curso se traspasan al inmovilizado material en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su amortización.

Los costes de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor coste de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor del inmovilizado material, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se imputan a resultados como coste del ejercicio en que se incurren.

Los activos indivisibles en los que el Grupo tiene la propiedad compartida con otros propietarios (comunidades de bienes) son registrados por la parte proporcional que le corresponde al mismo en dichos activos.

Los Administradores de la Sociedad, en base al resultado del test de deterioro explicado en la Nota 3e, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

El inmovilizado material, neto en su caso del valor residual del mismo, se amortiza distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil se revisa periódicamente y, si procede, se ajusta de forma prospectiva.

A continuación se presentan los períodos de vida útil utilizados para la amortización de los activos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de Generación	
Centrales Hidráulicas	
Obra Civil	35-65
Equipo Electromecánico	10-40
Centrales de Carbón/Fuel	25-40
Centrales Nucleares	40
Centrales de Ciclo Combinado	10-25
Renovables	20-35
Instalaciones de Transporte y Distribución:	
Red de Alta Tensión	10-60
Red de Baja y Media Tensión	10-60
Equipos de Medida y Telecontrol	3-50
Otras Instalaciones	4-25

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

En el caso de las centrales nucleares, la vida útil estimada es de cuarenta años. Estas centrales necesitan autorización administrativa para su funcionamiento. Los permisos de explotación concedidos a estas centrales en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no alcanzan la totalidad de la vida útil estimada, ya que estos permisos se conceden normalmente para treinta años, periodo inferior a la vida útil de las instalaciones, no renovándose hasta que se encuentra próximo su vencimiento.

Los Administradores del Grupo consideran que estos permisos se renovarán para cubrir, al menos, los cuarenta años de funcionamiento de la central actualmente estimados de acuerdo con los precedentes existentes.

De acuerdo con la Ley 29/1985, de 2 de agosto, modificada parcialmente por la Ley 46/1999, de 13 de diciembre, todas las centrales de producción hidroeléctricas españolas se hallan sujetas al régimen de concesión administrativa temporal.

Según los términos de estas concesiones administrativas, a la terminación de los plazos establecidos, las indicadas instalaciones revierten a la propiedad del Estado en condiciones de buen uso. Los plazos de reversión de las citadas instalaciones se extienden desde 2011 hasta 2061.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo ENDESA en Latinoamérica, a continuación se presenta detalle del período restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido, excluidas aquellas a las que es de aplicación la CINIIF 12 «Acuerdos sobre Concesión de Servicios» (véase Nota 3d):

Empresa	Actividad	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur, S.A.	Distribución	Argentina	95 años	77 años
Hidroeléctrica El Chocón, S.A.	Generación	Argentina	30 años	13 años
Transportadora de Energía, S.A.	Transporte	Argentina	85 años	77 años
Compañía de Transmisión del Mercosur, S.A.	Transporte	Argentina	87 años	77 años
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, S.A.	Generación	Brasil	30 años	17 años
Central Geradora Termelétrica Fortaleza, S.A.	Generación	Brasil	30 años	21 años
Compañía de Interconexión Energética, S.A. (Transporte Línea 1)	Transporte	Brasil	20 años	10 años
Compañía de Interconexión Energética, S.A. (Transporte Línea 2)	Transporte	Brasil	20 años	12 años

El Grupo ha evaluado las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo del país, negocio y jurisprudencia legal, concluyéndose que no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12: «Acuerdos sobre Concesión de Servicios» (véase Nota 3d).

Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de inmovilizado material se reconocen como resultados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Inversiones inmobiliarias

El epígrafe de «Inversiones Inmobiliarias» recoge aquellos terrenos e inmuebles que se estima que no se recuperarán en el curso ordinario de los negocios que constituyen el objeto social del Grupo.

Las inversiones inmobiliarias se valoran por su coste de adquisición neto de su correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado.

El valor de mercado de las inversiones inmobiliarias se desglosa en la Nota 6 y se ha calculado, en Latinoamérica, de acuerdo con la mejor estimación de la Dirección de la Sociedad, teniendo en cuenta las condiciones de mercado en cada una de las fechas, y en el resto del Grupo, con valoraciones externas.

Las inversiones inmobiliarias, excluidos los terrenos, se amortizan distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil, que se estiman según los mismos criterios que los establecidos para el inmovilizado material.

c) Fondo de comercio

El fondo de comercio generado en la consolidación representa el exceso del coste de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los contingentes identificables de una Sociedad Dependiente en la fecha de adquisición.

La valoración de los activos y pasivos adquiridos se realiza de forma provisional en la fecha de toma de control de la sociedad, revisándose la misma en el plazo máximo de un año a partir de la fecha de adquisición. Hasta que se determina de forma definitiva el valor razonable de los activos y pasivos, la diferencia entre el precio de adquisición y el valor contable de la sociedad adquirida se registra de forma provisional como fondo de comercio.

En el caso de que la determinación definitiva del fondo de comercio se realice en las cuentas anuales del año siguiente al de la adquisición de la participación, las cuentas del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos y pasivos adquiridos y del fondo de comercio definitivo desde la fecha de adquisición de la participación.

Los fondos de comercio surgidos en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del euro se valoran en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a euros al tipo de cambio vigente a la fecha del balance de situación.

Los fondos de comercio adquiridos a partir de 1 de enero de 2004 se mantienen valorados a su coste de adquisición y los adquiridos con anterioridad a esa fecha se mantienen por su valor neto registrado a 31 de diciembre de 2003 de acuerdo con los criterios contables españoles aplicables en esa fecha. Los fondos de comercio no se amortizan, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ellos algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un importe inferior al coste neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno saneamiento (Ver Nota 3e).

Hasta el 31 de diciembre de 2009, en los casos en que el Grupo adquiría una participación adicional en una sociedad que ya se controlaba y venía consolidándose por integración global, la diferencia entre el importe pagado por la adquisición del porcentaje adicional y el saldo del epígrafe «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios» que se daba de baja como consecuencia de la adquisición se registraba como fondo de comercio. En los casos en que se vendía una participación en una sociedad controlada y tras la venta se mantenía el control y, por tanto, su consolidación por integración global, la diferencia entre el importe cobrado por la venta y el saldo de «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios» que había que dar de alta como consecuencia de la venta se registraba como resultado del ejercicio.

Desde el 1 de enero de 2010, de acuerdo con la modificación de la NIC 27 «Estados Financieros Consolidados y Separados», las diferencias mencionadas en el párrafo anterior se registran directamente en el Patrimonio Neto en el epígrafe «Patrimonio Neto: De la Sociedad Dominante» del Estado Consolidado del Resultado Global (véase Nota 2.1.).

d) Activos intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Los activos intangibles se amortizan en su vida útil, salvo aquellos con vida útil indefinida, que no se amortizan.

A 31 de diciembre de 2010 no existen activos intangibles con vida útil indefinida de importe significativo.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en el apartado e) de esta Nota.

d.1. Concesiones

La CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» proporciona guías para la contabilización de los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado. Esta interpretación contable se aplica en aquellas concesiones en las que:

- a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- b) La concedente controla, a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera, cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse, simultáneamente, con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio, o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (véase Nota 3m).

Las filiales del Grupo que han reconocido un activo intangible por sus acuerdos de concesión como consecuencia de la aplicación de la CINIIF 12 son las que figuran a continuación:

Empresa	Actividad	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços, S.A.(*)	Distribución	Brasil	30 años	16 años
Companhia Energética do Ceará, S.A.(*)	Distribución	Brasil	30 años	17 años
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón, S.A.	Infraestructura Vial	Chile	23 años	6 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido una cuenta por cobrar a coste amortizado (véanse Notas 3g y 10).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. La tasa media de financiación utilizada para la activación de gastos financieros en el ejercicio 2009 en los activos vinculados a las concesiones varía en un rango comprendido entre un 9,5% y un 12,5%. Durante el ejercicio 2010 no se activaron gastos financieros (2 millones de euros durante el ejercicio 2009).

Adicionalmente, durante los ejercicios 2010 y 2009 se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por importe de 35 y 21 millones de euros, respectivamente.

Las concesiones se amortizan dentro del periodo de duración de la misma.

Los contratos de concesión no sujetos a la CINIIF 12 se reconocen siguiendo los criterios generales. En la medida en que el Grupo reconoce los activos como inmovilizado material, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor del inmovilizado como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras. Si el Grupo tiene los activos cedidos en uso a cambio de una contraprestación, se aplican los criterios establecidos en el apartado Arrendamientos (véase Nota 3f).

d.2. Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo sigue la política de registrar como activo intangible en el Balance de Situación Consolidado los costes de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los costes de investigación se registran como gastos en la Cuenta de Resultados Consolidada. El importe de estos costes en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta asciende a 48 millones de euros en 2010 y 45 millones de euros en 2009.

d.3. Derechos de emisión de CO₂

Las sociedades europeas del Grupo que realizan emisiones de CO₂ en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de CO₂ equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior. El Grupo sigue la política de registrar como un activo intangible no amortizable los derechos de emisión de CO₂.

Los derechos de emisión se valoran inicialmente por su coste de adquisición, dotándose posteriormente la correspondiente provisión en caso de que el valor de mercado sea inferior a dicho coste.

Para los derechos recibidos gratuitamente conforme a los correspondientes Planes Nacionales de Asignación se considera como coste de adquisición el precio de mercado vigente en el momento en que se reciben registrando un ingreso diferido por el mismo importe. Para estos derechos, en caso de tener que dotar una provisión para minorar el coste hasta el valor de mercado, se dota la correspondiente provisión y se minoran el saldo de ingresos diferidos.

d.4. Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, que se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Se amortizan en su vida útil, que, en la mayor parte de los casos, se estima en cinco años.

e) Deterioro del valor de los activos

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del importe recuperable

de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado fondos de comercio o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El importe recuperable es el mayor entre el valor de mercado minorado por el coste necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del inmovilizado material, del fondo de comercio, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las previsiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Dirección del Grupo sobre los ingresos y costes de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las previsiones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas previsiones cubren, en general, los próximos diez años para las estimaciones realizadas en el ejercicio 2010 al haber comenzado a realizarse a partir de ese año el proceso de planificación del Grupo para un periodo de diez años (hasta 2009 este proceso se realizaba únicamente para cinco años), estimándose los flujos para los años futuros hasta el fin de la vida útil de los activos, o hasta el final de las concesiones, en su caso, aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el coste de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el coste actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento aplicadas en 2010 y 2009 se encuentran en los siguientes rangos:

País	Moneda	2010		2009	
		Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
España y Portugal	Euro	6,2	6,5	6,9	7,4
Latinoamérica					
Chile	Peso Chileno	7,5	8,8	9,2	9,5
Argentina	Peso Argentino	15,0	16,8	19,5%	
Brasil	Real Brasileño	9,6	10,8	11,3%	
Perú	Nuevo Sol Peruano	7,3	8,1	9,1%	
Colombia	Peso Colombiano	9,6	9,8	11,5%	

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia con cargo al epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» de la Cuenta de Resultados Consolidada.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento. En el caso del fondo de comercio, los saneamientos realizados no son reversibles.

Para determinar la necesidad de realizar deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- En el caso de los que tienen origen comercial, las sociedades del Grupo tienen definida una política de dotación de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general excepto en aquellos casos en que existe alguna singularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de los importes a cobrar vencidos con entidades públicas.
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas existan activos financieros vencidos por importe significativo que no tengan origen comercial.

f) Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo importe, e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre carga financiera y reducción de la deuda. La carga financiera se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene un tipo de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se amortiza en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se amortiza en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

g) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que de lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero, o a un instrumento de patrimonio, en otra entidad.

g.1. Inversiones financieras excepto derivados

A efectos de valoración, el Grupo clasifica sus inversiones financieras, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (véase Nota 9) y las mantenidas para la venta (véase Nota 33), en cuatro categorías:

Créditos y cuentas a cobrar

Se registran a su coste amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método del tipo de interés efectivo.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del coste amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero.

Inversiones a mantener hasta su vencimiento

Aquellas que el Grupo ENDESA tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al coste amortizado según se ha definido en el párrafo anterior. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el Grupo no tiene inversiones de esta naturaleza por importe significativo.

Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados

Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Figuran en el Balance de Situación Consolidado por su valor razonable y las fluctuaciones se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada.

Inversiones disponibles para la venta

Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiéndose casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio (véase Nota 10.2.).

Estas inversiones figuran en el Balance de Situación Consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas, normalmente el valor de mercado no es posible determinarlo de forma fiable por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su coste de adquisición o por un importe inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono al epígrafe «Estado Consolidado del Resultado Global: Otro Resultado Global» (véase Nota 15), hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el importe acumulado en este epígrafe referente a dichas inversiones es imputado íntegramente a la Cuenta de Resultados Consolidada.

En caso de que el valor razonable sea inferior al coste de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, es decir, que existe evidencia objetiva de un deterioro de valor, la diferencia se registra directamente en la Cuenta de Resultados Consolidada.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

g.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este epígrafe del Balance de Situación Consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a la vista y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que no tienen riesgo de cambios de su valor.

g.3. Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros, que incluyen tanto la deuda financiera como los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar, se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costes incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su coste amortizado, utilizando el método del tipo de interés efectivo.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el Balance de Situación Consolidado como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 18.5., ésta ha sido dividida en deuda a tipo de interés fijo (en adelante, «deuda fija») y deuda a tipo de interés variable (en adelante, «deuda variable»). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés flotante, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función del tipo de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos de fondos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.4. Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tipo de interés, de tipo de cambio o de precios de «commodities» (electricidad, combustible, derechos de emisión de CO₂ y CERs) y tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del Balance de Situación Consolidado. Si su valor es positivo se registran en el epígrafe «Activos Financieros» si se trata de derivados financieros y en el epígrafe «Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar» si son derivados sobre «commodities». Si su valor es negativo se registran en el epígrafe «Deuda Financiera» si son derivados financieros y en el epígrafe «Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes» si son derivados sobre «commodities».

Los cambios en el valor razonable se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

Coberturas de valor razonable

La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose las variaciones de valor de ambos en la Cuenta de Resultados Consolidada, neteando los efectos en el mismo epígrafe de la Cuenta de Resultados Consolidada.

Coberturas de flujos de efectivo

Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en el epígrafe «Estado Consolidado del Resultado Global: Otro Resultado Global» (véase Nota 15). La pérdida o ganancia acumulada en dicho epígrafe se traspasa a la Cuenta de Resultados Consolidada a medida que el subyacente tiene impacto en la Cuenta de Resultados Consolidada por el riesgo cubierto neteando dicho efecto en el mismo epígrafe de la Cuenta de Resultados Consolidada. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en la Cuenta de Resultados Consolidada.

Coberturas de activos netos provenientes de una filial extranjera

Los cambios en el valor razonable se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, netas del efecto fiscal correspondiente, como «Diferencias de Conversión» en el «Estado Consolidado del Resultado Global: Otro Resultado Global» (véase Nota 15) traspasándose a la Cuenta de Resultados Consolidada cuando se produce la venta de la inversión cubierta.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto se compensan con los cambios en el valor razonable en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura con una efectividad comprendida en un rango de 80%-125%. La cobertura se interrumpe de forma prospectiva si el instrumento de cobertura expira, es vendido, resuelto o ejercido, si se ha dejado de cumplir los criterios para la contabilidad de coberturas, o si se revoca la designación.

El Grupo tiene formalizados contratos de compra o venta a plazo de «commodities», fundamentalmente de electricidad, combustibles y derechos de emisión de CO₂. Estos contratos se valoran en el Balance de Situación Consolidado por su valor de mercado en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor en la Cuenta de Resultados Consolidada, excepto cuando se dan todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustibles o derechos de emisión de CO₂, su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad o gas para comercialización, su venta a clientes finales, y en los de venta de electricidad, la colocación de la producción propia.

- Las previsiones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la previsión del Grupo.
- El contrato no prevea su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

La Sociedad evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor en la Cuenta de Resultados Consolidada.

g.5. Desglose por niveles de instrumentos financieros

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración el descuento de los flujos de caja esperados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre del ejercicio.

Conforme a los procedimientos antes descritos, el Grupo clasifica los diferentes instrumentos financieros de acuerdo a los siguientes niveles (véase Nota 20):

Nivel 1

Instrumentos financieros cuyo valor razonable se calcula tomando en consideración precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos.

Nivel 2

Instrumentos financieros cuyo valor razonable se calcula tomando en consideración variables distintas a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, directa o indirectamente.

Nivel 3

Instrumentos financieros cuyo valor razonable se calcula tomando en consideración variables, utilizadas para el activo o pasivo, que no estén basadas en datos de mercado observables.

g.6. Contratos de garantía financiera

Los contratos de garantía financiera, entendiéndose como tales las fianzas y avales concedidos por el Grupo a favor de terceros, se valoran inicialmente por su valor razonable que, salvo evidencia en contrario, es la prima recibida más, en su caso, el valor actual de los flujos de efectivo a recibir.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, los contratos de garantía financiera se valoran por la diferencia entre:

- El importe del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 3m.
- El importe del activo inicialmente reconocido, menos, cuando proceda, la parte del mismo imputada a la Cuenta de Resultados en función de un criterio de devengo.

g.7. Bajas de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contable:

- Cuando los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los mismos han vencido o se han transferido o, aún reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más perceptores, y,
- La Sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de la titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control del activo.

El Grupo ha suscrito contratos de cesión de cuentas a cobrar durante los ejercicios 2010 y 2009, los cuales han sido considerados «factoring» sin recurso al haber traspasado los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos.

Las transacciones en las que la Sociedad retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido se registran mediante el reconocimiento en cuentas de pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción, se reconocen en resultados siguiendo el método del tipo de interés efectivo.

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada o cancelada o bien haya expirado.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones en sociedades asociadas se registran siguiendo el método de participación.

El método de participación consiste en registrar la participación en el Balance de Situación Consolidado por la fracción de su patrimonio neto que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías tácitas que correspondan al fondo de comercio pagado en la adquisición de la sociedad.

Si el importe resultante fuera negativo se deja la participación a cero en el Balance de Situación Consolidado a no ser que exista el compromiso por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso se dota la correspondiente provisión para riesgos y gastos.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación, y los resultados obtenidos por las mismas que corresponden a ENDESA conforme a su participación se incorporan a la Cuenta de Resultados Consolidada en el epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación».

En el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas, denominado «Sociedades Asociadas», se describe la relación de ENDESA con cada una de sus asociadas.

i) Existencias

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización si éste es inferior.

El coste de adquisición del combustible nuclear incluye los gastos financieros asignados a su financiación mientras se encuentra en curso. Los gastos financieros activados por este concepto han sido de un millón de euros en 2010 y 2 millones de euros en 2009.

El combustible nuclear en curso se traspasa a explotación cuando es introducido en el reactor y se imputa a resultados en función de la capacidad energética consumida durante el período.

j) Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta los activos materiales, intangibles, financieros o aquellos incluidos en el epígrafe «Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación» y los grupos sujetos a disposición (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados) para los cuales en la fecha de cierre del Balance de Situación Consolidado se ha iniciado de forma activa un programa para su venta y se estima que la misma se llevará a cabo dentro de los doce meses siguientes a dicha fecha.

Una actividad interrumpida es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien se ha clasificado como mantenido para la venta, y representa una línea de negocio o un área geográfica de la explotación que es significativa y puede considerarse separada del resto; forme parte de un plan individual y coordinado para su enajenación o disposición por otra vía; o es una entidad dependiente adquirida exclusivamente con la finalidad de ser vendida.

Un componente del Grupo comprende las actividades y flujos de efectivo que pueden ser distinguidos del resto, tanto desde un punto de vista operativo como de información financiera.

Estos activos o grupos sujetos a disposición se valoran por el menor del importe en libros o el valor razonable de venta deducidos los costes necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a disposición clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el Balance de Situación Consolidado adjunto de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» y los pasivos también en una única línea denominada «Pasivos asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas».

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea de la Cuenta de Resultados Consolidada denominada «Resultado después de Impuestos de Actividades Interrumpidas».

k) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan minorando el epígrafe «Patrimonio Neto» del Balance de Situación Consolidado y son valoradas a su coste de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran en el epígrafe «Beneficio Retenido» del Balance de Situación Consolidado.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante los ejercicios 2010 y 2009 ninguna transacción con acciones propias.

l) Ingresos diferidos

El Grupo recibe compensaciones establecidas legalmente por los importes desembolsados para la construcción o adquisición de determinadas instalaciones de inmovilizado o, en algunos casos, recibe directamente la cesión de instalaciones de acuerdo con la regulación en vigor.

Estos importes se registran como ingreso diferido en el pasivo del Balance de Situación Consolidado y se imputan a resultados en el epígrafe «Otros Ingresos de Explotación» de la Cuenta de Resultados Consolidada en la vida útil del activo, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

En el caso de cesión de instalaciones, tanto el activo como el ingreso diferido se registran por el valor razonable del activo en el momento de la cesión.

Este mismo caso se da con los derechos de emisión de dióxido de carbono (en adelante, «CO₂») recibidos de forma gratuita en el marco del Plan Nacional de Asignación (en adelante, «PNA») de derechos aprobado por cada país.

Estos derechos se registran inicialmente como un activo intangible y un ingreso diferido por el valor de mercado en el momento en el que se reciben los derechos, reduciéndose en el mismo importe que el activo intangible si el valor de mercado de los derechos disminuye respecto del registrado en el momento en que se reciben. El ingreso diferido se imputa a la Cuenta de Resultados Consolidada en el epígrafe «Otros Ingresos de Explotación» cuando se realizan las emisiones de CO₂, mientras que los gastos por los derechos que deberán entregarse para cubrir estas emisiones, se registran según se indica en la Nota 3m.

m) Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha del Balance de Situación Consolidado surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para el Grupo cuyo importe y momento de

cancelación son inciertos se registran en el Balance de Situación Consolidado como provisiones por el valor actual del importe más probable que se estima que el Grupo tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

El Grupo mantiene provisiones para hacer frente a los costes necesarios para acometer los trabajos de desmantelamiento de algunas de sus centrales, así como de determinadas instalaciones de distribución de electricidad.

Asimismo, el Grupo mantiene provisiones para hacer frente a responsabilidades nacidas de litigios en curso y por indemnizaciones, así como por obligaciones, avales u otras garantías similares y otras constituidas en cobertura de riesgos.

En el caso de que existan contratos en los que los costes inevitables de cumplir con las obligaciones que conllevan exceden a los beneficios económicos que se espera recibir de ellos (contratos onerosos), el Grupo sigue el criterio de registrar una provisión por el valor presente de la diferencia entre los costes y beneficios previstos del contrato.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la formulación de cuentas sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas con ocasión de cada cierre contable.

Las obligaciones recogidas en el Balance de Situación Consolidado en concepto de provisiones para pensiones y obligaciones similares y para planes de reestructuración de plantilla surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual suscritos con los trabajadores del Grupo en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar un régimen complementario al otorgado por el sistema público para la cobertura de las contingencias de jubilación, incapacidad permanente, fallecimiento, o cese de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

m.1. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

La mayoría de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones con sus trabajadores, variando en función de la sociedad de la que éstos provienen. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones o contratos de seguros excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización a la fecha del Balance de Situación Consolidado de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costes por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones se reconocen inmediatamente con cargo a la Cuenta de Resultados Consolidada en la medida en que los beneficios estén devengados.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes. Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran

directamente en el epígrafe «Estado del Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 15).

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el epígrafe «Provisiones no Corrientes» del pasivo del Balance de Situación Consolidado y si es negativa en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes: Créditos y Cuentas a Cobrar» del Activo del Balance de Situación Consolidado, en este último caso, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF14 «NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción». El efecto de la aplicación de este límite se registra en el epígrafe «Estado del Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 15).

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto en la Cuenta de Resultados Consolidada conforme los empleados prestan sus servicios.

Aquellos planes post-empleo que se encuentran íntegramente asegurados, y en los que por tanto el Grupo ha transferido la totalidad del riesgo, se consideran como de aportación definida y en consecuencia, al igual que para estos últimos, no se considera la existencia de pasivo actuarial ni de activos afectos.

m.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

El Grupo sigue el criterio de registrar las prestaciones por terminación de empleo cuando existe un acuerdo con los trabajadores de forma individual o colectiva o una expectativa cierta de que se alcanzará dicho acuerdo que permite a los mismos, de forma unilateral o por mutuo acuerdo con la empresa, causar baja en el Grupo recibiendo a cambio una indemnización o contraprestación. En caso de que sea necesario el mutuo acuerdo, únicamente se registra la provisión en aquellas situaciones en las que el Grupo ha decidido que dará su consentimiento a la baja de los trabajadores una vez solicitada por ellos. En todos los casos en que se registran estas provisiones existe una expectativa por parte de los trabajadores de que estas bajas anticipadas se realizarán.

El Grupo tiene en marcha planes de reducción de plantilla, fundamentalmente en España, los cuales se enmarcan dentro de los correspondientes expedientes de regulación de empleo aprobados por la Administración, que garantizan el mantenimiento de una percepción durante el periodo de la prejubilación.

El Grupo ENDESA sigue el criterio de registrar la totalidad del gasto correspondiente a estos planes en el momento en que surge la obligación mediante la realización de los oportunos estudios actuariales para el cálculo de la obligación actuarial al cierre del ejercicio. Las diferencias actuariales positivas o negativas puestas de manifiesto en cada ejercicio son reconocidas en la Cuenta de Resultados Consolidada de dicho ejercicio.

m.3. Provisión para cubrir el coste de los derechos de emisión de CO₂

Las sociedades europeas del Grupo que realizan emisiones de CO₂ en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de CO₂ equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

La obligación de entrega de derechos de emisión por las emisiones de CO₂ realizadas durante el ejercicio se registra como provisiones corrientes dentro del epígrafe «Otras Provisiones Corrientes» del Balance de Situación Consolidado, habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe «Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios» de la Cuenta de Resultados Consolidada. Esta obligación se valora por el mismo importe por el que están registrados los derechos de emisión de CO₂ destinados a entregarse para cubrir esta obligación en el epígrafe «Activo Intangible» del Balance de Situación Consolidado (véanse Notas 3d y 3l).

Si el Grupo no posee a la fecha del Balance de Situación Consolidado todos los derechos de emisión de CO₂ necesarios para cubrir las emisiones realizadas, el coste y la provisión se registran por esta parte considerando la mejor estimación del precio que el Grupo deberá pagar para adquirirlos. Cuando no exista una estimación más adecuada, el precio estimado de adquisición de los derechos que no están en posesión del Grupo es el precio de mercado a la fecha de cierre del Balance de Situación Consolidado.

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones realizadas en moneda distinta de la funcional de cada sociedad se registran en la moneda funcional a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra en vigor a la fecha de cobro o pago se registran como resultados financieros en la Cuenta de Resultados Consolidada.

Asimismo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar a 31 de diciembre de cada año en moneda distinta de la funcional en la que están denominados los Estados Financieros de las sociedades que forman parte del perímetro de consolidación se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como resultados financieros en la Cuenta de Resultados Consolidada.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de la parte de los ingresos de las sociedades latinoamericanas que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas del efecto fiscal correspondiente, en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» (véase Nota 15), registrándose en la Cuenta de Resultados Consolidada en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

ñ) Clasificación de saldos corrientes y no corrientes

En el Balance de Situación Consolidado adjunto los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso de aquellas obligaciones cuyo vencimiento sea a corto plazo, pero cuya refinanciación a largo plazo esté asegurada, a discreción de la Sociedad, mediante pólizas de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se

clasifican como pasivos no corrientes. Estos saldos ascienden a 2.705 millones de euros y a 3.056 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009 respectivamente.

o) Impuesto sobre sociedades

Hasta el ejercicio 2009 ENDESA, S.A. ha sido la cabecera de un Grupo que tributaba en el impuesto sobre sociedades en régimen de tributación consolidada en España. Dicho Grupo Fiscal Consolidado incluía a ENDESA, S.A. como Sociedad Dominante, y, como dependientes, a aquellas sociedades españolas que cumplían los requisitos exigidos al efecto por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de Sociedades.

A partir de 1 de enero de 2010 y como consecuencia de que EEE ha alcanzado una participación del 92,063% directamente sobre ENDESA, todas las sociedades sobre las que EEE ostenta una participación de, al menos, el 70% y que cumplen los requisitos exigidos al efecto por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de Sociedades, se integran en un nuevo Grupo Fiscal cuya sociedad dominante es EEE, desapareciendo el Grupo Fiscal encabezado por ENDESA.

En este sentido, el número de sociedades que componen el Grupo consolidado fiscal a 31 de diciembre de 2010 es de 38, siendo las más significativas EEE, ENDESA, ENDESA Generación, S.A. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «ENDESA Generación»), Gas y Electricidad Generación, S.A. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «Gesa»), Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «Unelco»), ENDESA Red, S.A. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «ENDESA Red»), ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «EDE»), ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «EOSC»), ENDESA Energía, S.A. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «ENDESA Energía»), ENDESA Energía XXI, S.L. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «ENDESA Energía XXI»), ENDESA Latinoamérica, S.A. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «ENDESA Latinoamérica») y ENDESA Financiación Filiales, S.A. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «ENDESA Financiación Filiales»).

El resto de las entidades dependientes del Grupo presenta individualmente sus declaraciones de impuestos de acuerdo con las normas fiscales aplicables en cada país.

El gasto por impuesto sobre sociedades del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones fiscalmente admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos fiscales, tanto por bases imponibles negativas como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

El impuesto sobre sociedades y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada o en las cuentas de patrimonio neto del Balance de Situación Consolidado en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente cuando se considera probable que las entidades consolidadas vayan a disponer de ganancias

fiscales futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de fondos de comercio así como las asociadas a inversiones en dependientes, asociadas y entidades bajo control conjunto en las que el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

Las deducciones de la cuota originadas por hechos económicos acontecidos en el ejercicio minoran el gasto devengado por impuesto sobre sociedades, salvo que existan dudas sobre su realización, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos fiscales específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre del ejercicio contable se revisan los impuestos diferidos, tanto activos como pasivos, registrados con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

El 31 de julio de 2010 fue aprobada en Chile la Ley nº 20.455 de financiamiento para la reconstrucción del país, por la que se establece un incremento del tipo de gravamen del Impuesto a la Renta de primera categoría del 17% al 20% para el ejercicio 2011. El tipo de gravamen se situará en el 18,5% para el ejercicio 2012, volviendo de nuevo al 17% en el ejercicio 2013.

En España, las sociedades del Grupo mantienen abiertos a inspección fiscal los ejercicios 2007 y siguientes respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas, con excepción del Impuesto sobre Sociedades, que se encuentra abierto para los ejercicios 2002 y siguientes.

En el caso de sociedades integrantes del Grupo en el resto de Europa y Latinoamérica, los períodos abiertos a inspección fiscal son, con carácter general, los siguientes:

País	Período
Chile	2007-2010
Argentina	2002-2010
Brasil	2006-2010
Colombia	2003-2010
Perú	2005-2010
Portugal	2007-2010
Irlanda	2009-2010

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas fiscales, los resultados de las inspecciones que lleven a cabo las autoridades fiscales para los años sujetos a verificación pueden dar lugar a pasivos fiscales cuyo importe no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, los Administradores del Grupo estiman que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo. En concreto, las ventas de electricidad y gas se registran como ingreso en el momento en que son suministrados al cliente aún cuando no hayan sido facturados. Por lo tanto, la cifra de ventas incluye la estimación de la energía suministrada aún no leída en los contadores del cliente.

El ingreso ordinario se reconoce cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio neto que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del balance.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza similar no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

El Grupo registra por el importe neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectivo aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

q) Beneficio (pérdida) por acción

El beneficio neto por acción básico se calcula como el cociente entre el beneficio neto del período atribuible a la Sociedad Dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en poder del Grupo.

Los beneficios netos por acción básicos de actividades continuadas e interrumpidas se calculan como el cociente entre el resultado después de impuestos de las actividades

continuadas e interrumpidas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a los Intereses Minoritarios y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Dominante en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en poder del Grupo.

Durante los ejercicios 2010 y 2009 el Grupo no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilutivo que suponga un beneficio por acción diluido diferente del beneficio básico por acción.

r) Sistemas de retribución basados en acciones

En los casos en que los empleados del Grupo participan en planes de remuneración vinculada al precio de la acción de ENEL, siendo asumido por esta sociedad el coste del plan, el Grupo registra el valor razonable de la obligación de ENEL con el empleado como gasto en el epígrafe «Gastos de Personal» de la Cuenta de Resultados Consolidada registrando un incremento patrimonial por el mismo importe como aportación de los socios (véase Nota 15.1.12.).

s) Dividendos

Los dividendos se registran como menor «Patrimonio Neto» en el momento de su aprobación por el órgano competente que normalmente es el Consejo de Administración en el caso de los dividendos a cuenta y la Junta General de Accionistas para los dividendos complementarios.

t) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de tesorería realizados durante el ejercicio tanto por actividades continuadas como interrumpidas calculados por el método indirecto. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

Flujos de Efectivo

Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

Actividades de Explotación

Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.

Actividades de Inversión

Las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

Actividades de Financiación

Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

4.1. España

Aspectos generales

La regulación del sistema eléctrico español está recogida básicamente en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (en adelante, «Ley del Sector Eléctrico»), que fue modificada, entre otras, por la Ley 17/2007, de 4 de julio. Los elementos más significativos que establece dicha Ley y su normativa de desarrollo posterior son los siguientes:

- La producción de energía eléctrica se desarrolla en régimen de libre competencia.
- El transporte, la distribución y la gestión económica y técnica del sistema tienen carácter de actividades reguladas.
- El suministro de energía eléctrica está completamente liberalizado y todos los consumidores deben contratar el suministro de electricidad con una comercializadora. Desde el 1 de julio de 2009, aquellos consumidores que reúnan unas determinadas características pueden optar por contratar la electricidad con una Comercializadora de Último Recurso (en adelante, «CUR») siéndoles de aplicación la Tarifa de Último Recurso (en adelante, «TUR»). Esta tarifa es una tarifa aditiva que el Gobierno fija teniendo en cuenta el coste de producción de energía eléctrica basado en los precios de mercados a plazo.
- Los peajes de acceso son únicos en todo el territorio nacional y son recaudados por las distribuidoras que actúan como agente de cobro del sistema eléctrico.

Sistemas eléctricos extrapeninsulares

El artículo 12 de la Ley del Sector Eléctrico establece que las actividades de suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los territorios extrapeninsulares serán objeto de una regulación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial. Esta regulación especial ha sido desarrollada mediante el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y por las Órdenes Ministeriales de fecha 30 de marzo de 2006 que desarrollan el citado Real Decreto.

El elemento principal del ordenamiento regulatorio extrapeninsular es que la producción de electricidad se configura como una actividad con remuneración regulada, a diferencia de la situación en la península, mientras que el resto de actividades (distribución, transporte y comercialización) se regulan de modo muy similar al de la península ibérica.

La remuneración de la generación extrapeninsular se ha establecido de forma que cubra los costes de la actividad y la retribución del capital invertido. Para alcanzar la remuneración establecida, los generadores extrapeninsulares reciben, con carácter adicional a la valoración de la energía vendida al precio medio peninsular, las correspondientes compensaciones.

Las compensaciones devengadas hasta el 31 de diciembre de 2008 se recibirán con cargo a la recaudación del sistema eléctrico, mientras que las que se devenguen a partir del año 2013 se recaudarán con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, habiendo establecido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, para el periodo transitorio 2009-2013 un sistema mixto por el que la financiación de los sobrecostes de la generación extrapeninsular se pagarán en un porcentaje decreciente por la recaudación del sistema eléctrico y en un porcentaje creciente por los Presupuestos Generales del Estado.

Con fechas 2 de octubre de 2007, 3 de diciembre de 2009 y 30 de diciembre de 2010, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobó Resoluciones por las que se determinó la cuantía de la revisión de los costes específicos definitivos destinados a la compensación de los sistemas extrapeninsulares correspondientes a los ejercicios 2001-2005, 2006-2008 y 2009, respectivamente.

De la aplicación de la normativa citada anteriormente resulta que ENDESA ostenta un derecho de cobro a 31 de diciembre de 2010 por las compensaciones a la generación extrapeninsular del período 2001-2010 por importe de 2.846 millones de euros registrados en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Balance de Situación Consolidado (véase Nota 13). A 31 de diciembre de 2009 este derecho de cobro ascendía a 2.242 millones de euros, de los cuales 1.933 millones de euros estaban registrados en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes» (véase Nota 10) y el resto en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» (véase Nota 13).

Déficit de las actividades reguladas

Los Reales Decretos Ley 6/2009, de 30 de abril, y 6/2010, de 9 de abril, establecieron que a partir del año 2013 las tarifas de acceso a la red que se fijen deberán ser suficientes para cubrir la totalidad de los costes del sistema eléctrico, de forma que no se generen nuevos déficit ex ante. Igualmente, para el período 2009-2012 el citado Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció un límite máximo de déficit para cada uno de los años debiéndose fijar en estos años las tarifas de acceso en importe suficiente para que no se superen estos límites.

Se establece igualmente que, en el supuesto de que existían desajustes temporales en las liquidaciones de actividades reguladas, éstos deberán ser financiados en un determinado porcentaje por las sociedades que se señalan en la citada norma (correspondiendo a ENDESA el 44,16%), teniendo dichas sociedades el derecho de recuperar los importes financiados en las liquidaciones de actividades reguladas del ejercicio en el que se reconozcan.

A su vez los mencionados Reales Decretos Ley regularon el proceso de titulización de los derechos de cobro acumulados por las empresas eléctricas por la financiación de dicho déficit, incluyendo las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular del período 2001-2008 pendientes de recuperar.

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, ha desarrollado la regulación del proceso de titulización del déficit del Sistema Eléctrico. De acuerdo con ello, el 7 de julio de 2010 ENDESA comunicó al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico su compromiso irrevocable de cesión de sus derechos de cobro sobre la totalidad del déficit de ingresos de las actividades reguladas y sobre las compensaciones de los sobrecostes de la generación extrapeninsular del período 2001-2008, debiendo producirse la titulización de los mismos en el periodo máximo de un año desde la mencionada

comunicación, siempre que no se produzcan supuestos excepcionales en los mercados. La concurrencia de dichos supuestos deberá ser declarada en su caso, en resolución motivada de la Comisión Interministerial. Transcurrido un año desde la comunicación, los titulares iniciales podrían resolver el compromiso de cesión de los derechos de cobro que no hubiesen sido titulizados por el Fondo (véase Nota 39).

Los saldos de la financiación del déficit de las actividades reguladas registrados en el activo del Balance de Situación Consolidado ascienden a 6.340 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 4.656 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. La totalidad del saldo a 31 de diciembre de 2010 está registrado en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Balance de Situación Consolidado, mientras que, del importe registrado a 31 de diciembre de 2009, 4.355 millones de euros estaban registrados en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes» (véase Nota 10) y el resto en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» (véase Nota 13).

Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, de medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico

El Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, contiene una serie de medidas destinadas a reducir los costes regulados del sistema eléctrico y corregir el déficit de tarifa a partir del año 2013 tal y como ya preveía el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril.

La nueva normativa, manteniendo la desaparición del déficit a partir de 2013 adapta la senda de eliminación del mismo, estableciendo los límites máximos anuales de déficit en 5.500, 3.000, y 1.500 millones de euros, para los ejercicios 2010, 2011 y 2012, respectivamente, incrementando a su vez las cantidades avaladas por el Estado para su titulización.

Entre las medidas contempladas por el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, para reducir el déficit, destacan el establecimiento de la obligación de los productores del pago de peajes de acceso a las redes tomando como referencia el marco vigente en la Unión Europea, la limitación de las horas de funcionamiento con derecho a prima de las plantas fotovoltaicas en el período 2011-2013, la extensión del periodo transitorio de financiación del bono social hasta cubrir todo el año 2013 y la financiación por parte de las empresas productoras de cuantías con cargo al sistema eléctrico destinadas a la financiación del Plan de Acción 2008-2012 (Planes de Ahorro y Eficiencia Energética) así como del plan que se apruebe para 2013.

En concreto respecto de este último aspecto, el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, establece la obligación para determinadas empresas que ostentan la calificación de productoras de electricidad en el momento de aprobación del mismo de pagar:

- En los ejercicios 2011 y 2012 unas cantidades fijadas de forma definitiva en el propio Real Decreto Ley para financiar el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2012 aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de fecha 8 de julio de 2005. ENDESA Generación (sociedad participada al 100% por el Grupo ENDESA) deberá pagar por este concepto 180 millones de euros.
- Hasta una cantidad máxima establecida en el Real Decreto Ley que se pagará en 2013 para financiar el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética que apruebe el Gobierno para ese año. El importe máximo que deberá pagar ENDESA Generación por este concepto es de 53 millones de euros.

El Grupo ha dotado una provisión para cubrir estos pagos, que se deberán realizar en el periodo 2011-2013, contra el epígrafe «Otros Gastos Fijos de Explotación» de la Cuenta de Resultados Consolidada, de forma que el Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2010 incluye una provisión de 233 millones de euros por este concepto, de los cuales 94 millones de euros están registrados en el epígrafe «Otras Provisiones no Corrientes» y los 139 millones de euros restantes en el epígrafe «Otras Provisiones Corrientes».

Reales Decretos 134/2010, de 12 de febrero, y 1221/2010, de 1 de octubre, por el que crea un mecanismo de restricciones por garantía de suministro

El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, establece un mecanismo que garantiza, por razones de seguridad de suministro, la producción de las centrales de carbón autóctono, contemplándose un precio regulado para retribuir dicha energía.

Tarifa eléctrica para 2011

La Orden ITC/3353/2010 establece 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 establece las tarifas de último recurso a aplicar en el primer trimestre de 2011, supone un incremento medio de la tarifa de último recurso del 9,8%.

Por otra parte cabe indicar que con fecha 25 de septiembre de 2010 se publicó el Real Decreto 1202/2010, de 24 de septiembre, por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. De acuerdo con este Real Decreto, la revisión de los peajes de acceso será anual, si bien el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá revisarlos con una periodicidad máxima trimestral en ciertos supuestos, trasladando esa revisión a la TUR:

- Eventuales desfases temporales por desajustes en las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector eléctrico.
- Cambios regulatorios en los costes regulados.
- Excepcionalmente, cuando se produzcan circunstancias especiales que afecten a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.

Retribución de la actividad de Distribución de electricidad

El Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, estableció un nuevo régimen retributivo de la distribución de energía eléctrica, con los siguientes elementos principales:

- Períodos regulatorios de cuatro años, siendo el primero 2009-2012, durante los cuales se establece una senda de evolución estable.
- Retribución Base o de Referencia individualizada por empresa, que contempla los costes de inversión, los costes de operación y mantenimiento y otros costes necesarios para la actividad.
- Herramientas regulatorias aplicables a la información obtenida de las empresas (Modelo de Red de Referencia y Contabilidad Regulatoria de costes) mediante las

cuales el regulador determinará la evolución de la retribución en función de las inversiones previstas.

- Incentivos de calidad y de reducción de pérdidas.

La Orden de Tarifas ITC/3353/2010 establece la retribución definitiva a percibir por las empresas distribuidoras para los ejercicios 2010 y 2009 y propone una retribución provisional para 2011, aplicando de forma definitiva la metodología prevista en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, dotando por tanto a la actividad de distribución de energía eléctrica de un marco regulatorio estable y previsible necesario para su desarrollo.

De acuerdo con la citada Orden, la retribución de la actividad de distribución de electricidad realizada por el Grupo en 2009 ha sido incrementada en 97 millones de euros respecto de la fijada inicialmente de forma provisional. Este importe ha sido registrado como ingreso en el epígrafe «Ventas» de la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2010.

Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero 2008-2012 para España

El Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero 2008-2012 (en adelante, «PNA 2008-2012») se aprobó mediante el Real Decreto 1402/2007, de 29 de octubre, que modifica el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre.

El PNA 2008-2012:

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

La asignación individual de derechos de emisión a las instalaciones incluidas en el PNA 2008-2012 se realizó mediante la Orden PRE/3420/2007, de 14 de noviembre.

El PNA 2008-2012 ha asignado al conjunto de centrales térmicas de ENDESA un promedio anual de 24,3 millones de toneladas de CO₂. Aplicando el 42% permitido, las instalaciones de ENDESA podrán usar hasta 10 millones de toneladas anuales de créditos de proyectos de reducción de emisiones.

4.2. Latinoamérica

En los países de Latinoamérica en que el Grupo opera existen distintas regulaciones. A continuación se explican las principales características de cada uno de los negocios.

Generación

Las legislaciones de Argentina, Brasil, Chile, Colombia y, Perú permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de competencia para la actividad de generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la misma.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (Generación, Distribución, Comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de Transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes.

En cuanto a las principales características del negocio de generación eléctrica, se puede señalar que en términos generales se trata de mercados liberalizados en los que, sobre los planes indicativos de las autoridades, los agentes privados adoptan libremente las decisiones de inversión. La excepción la constituyen Brasil, país en el cual, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo cuotas de capacidad por tecnología (licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables) o directamente licitando proyectos específicos; y Argentina, donde, pese a que el Gobierno ha promovido algunas iniciativas para incentivar la inversión, tales como «Energía Plus», el aumento en capacidad instalada no ha sido el esperado. El 25 de noviembre del año 2010 se firmó un acuerdo entre la Secretaría de Energía y los agentes del mercado de generación eléctrica mediante el cual, entre otros aspectos, se busca incrementar el desarrollo de nuevos proyectos de generación, destinando para su financiación parte de la deuda que el Estado mantiene actualmente con estas empresas eléctricas.

En estos países la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga. A excepción de Colombia, donde el despacho se basa en precios ofertados por los agentes, en los demás países existe el despacho centralizado basado en costes variables de producción que busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. A partir de este despacho se determina el Costo Marginal de generación que define el precio para las transacciones spot.

No obstante, cabe señalar que en la actualidad Argentina y Perú tienen intervenidos, en mayor o menor grado, la formación de precio en estos mercados marginalistas de generación. Argentina, desde que se produjo la crisis de 2002 y Perú, a raíz de una reciente normativa de emergencia surgida en 2008, que define un coste marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad.

En todos los países los agentes de generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficit a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, aunque los límites que definen tal condición varían en cada mercado. Las principales diferencias entre los mercados aparecen en la forma de regular las ventas de energía entre generadores y distribuidoras y en cómo se define el precio regulado para la formación de tarifas a usuarios finales.

En Chile hasta 2009, el precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que era regulado por el Ministerio de Energía. Los precios de nudo eran determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la Comisión Nacional de Energía (en adelante, «CNdE»), sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes meses. A partir de 2010, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras corresponde al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo en un proceso regulado.

En Argentina, inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidores se obtenía de un cálculo centralizado del precio spot promedio previsto para los próximos seis meses. Sin embargo, después de la crisis del año 2002, la autoridad ha fijado de manera arbitraria ese precio, obligando a la intervención del sistema marginalista y provocando un descalce entre los costos reales de generación y el pago que realiza de la demanda a través de las distribuidoras. Adicionalmente, la energía que pueden vender los generadores está limitada a la demanda que cada generador tenía vendida a través de contratos en el período mayo-junio 2005.

En Brasil el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

Las distribuidoras en Colombia tienen libertad para decidir su suministro, pudiendo definir las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía requerida para el mercado regulado y están habilitadas para comprar energía en el mercado spot. El precio que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra. Desde 2004, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante, «CREG») está trabajando en una propuesta para modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano, que pasaría a ser un sistema electrónico de contratos. Este mecanismo reemplazaría las licitaciones actuales por subastas de energía con condiciones comerciales estandarizadas, en donde la demanda a contratar se trataría como una única demanda agregada.

En Perú, al igual que en Chile, las distribuidoras tienen obligación de contratar y se modificó la legislación para permitir la realización de licitaciones de energía a partir de los requerimientos de éstas. Actualmente permanecen vigentes sólo algunos contratos entre generadoras y distribuidoras a precio de barra, el que se define de un cálculo centralizado, sin embargo, desde 2007 la contratación se realiza vía licitaciones, La autoridad aprueba las bases de licitación y define en cada proceso el precio máximo.

Salvo en Colombia, en todos los países existe algún tipo de normativa que promueve la incorporación de energía renovable. En el caso de Chile, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (en adelante, «ERNc»). La legislación vigente obliga a los generadores a que, al menos, un

5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%.

En el resto de los países en términos prácticos, no existen incentivos u obligaciones como las definidas en Chile que hagan competitiva a mayor escala estas tecnologías. Es la autoridad la que debe promover procesos licitatorios específicos con condiciones especiales para viabilizar estos proyectos.

Distribución

En los cinco países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

En Chile, el valor agregado de distribución (en adelante, «VAD») se establece cada cuatro años. Para ello, el organismo regulador, la CNDE, clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. En abril de 2009 se publicaron las fórmulas tarifarias cuya vigencia abarca desde noviembre de 2008 a noviembre de 2012.

De forma similar, en Perú se realiza un proceso de determinación de VAD cada cuatro años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2009, se publicaron las tarifas del próximo período 2009-2013.

En Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Companhia Energética do Ceará, S.A. (en adelante, «Coelce») cada cuatro años y en Ampla Energia e Serviços, S.A. (en adelante, «Ampla») cada cinco años) (ii) Reajuste anual, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias.

La última revisión tarifaria periódica para Ampla abarca el período 2009-2014; y para Coelce abarca el período 2007-2011. Los últimos reajustes anuales fueron realizados por la Agência Nacional de Energia Elétrica (en adelante, «ANEEL») para Ampla en marzo de 2010 y para Coelce en abril de 2010.

En Colombia, la CREG estableció en 2008 una nueva metodología para el cálculo de la tasa de retorno aplicable a la remuneración de la distribución y una nueva metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local. En octubre de 2009 la CREG publicó los cargos de distribución de Codensa para el período 2009-2013.

En Argentina, las tarifas estuvieron congeladas después de la crisis del país en 2001. La recomposición tarifaria para Empresa Distribuidora Sur, S.A. (en adelante, «Edesur») comenzó con la entrada en vigencia del acta acuerdo en 2007. A partir de este año se han efectuado reajustes en las tarifas (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) y reajustes por inflación (mecanismo de monitoreo de costos, en adelante, «MMC»). En julio de 2008 se autorizaron aumentos para

clientes con consumo superior a 650 kWh-bimestre y en octubre de 2008 se decretó un aumento para consumos superiores a 1.000 kWh-mes; este último aumento es un «pass-through» a los generadores cuya aplicación fue suspendida entre junio y septiembre de 2010, y reanudada en octubre de 2010; se mantiene aún pendiente realizar la Revisión Tarifaria Integral (en adelante, «RTI»), del contrato de concesión de Edesur.

Mercado de clientes no regulados

En todos los países las distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW Mínimos
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW
Chile	> 500 kW
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (*)

(*) En Perú en abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre.

Límites a la integración y concentración

En general, la legislación defiende la libertad de competencia y define criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la misma.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transporte es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas transportistas.

Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a 1994 no pueden estar integradas verticalmente. Las generadoras no pueden participar en una empresa de distribución en más de un 25% y viceversa.

Por otro lado, en Perú se requiere un permiso de la autoridad para aquellas empresas que, teniendo más del 5% de un negocio, deseen entrar en la propiedad de una empresa en otro negocio.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina y Chile no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones están sujetas a autorización, de 5% en la vertical y 15% en la horizontal. En Colombia, para el sector de generación y comercialización, las empresas no pueden tener participaciones superiores al 25% del mercado. Finalmente en el caso de Brasil, desde 2007 no hay restricciones a la integración de la generación. En distribución existen límites de concentración, tanto a nivel nacional como por subsistema eléctrico. A nivel nacional se permite una concentración del 20% en ambos segmentos y a nivel de

subsistema eléctrico, el límite es el 35% en los subsistemas Norte y Nordeste y 25% en los subsistemas Sur, Sudeste y Centro-Oeste.

En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Acceso a la Red

En todos los países el derecho de acceso y el peaje o precio de acceso es regulado por la autoridad.

5. Inmovilizado material

A continuación se presenta el detalle del inmovilizado material a 31 de diciembre de 2010 y 2009, así como el movimiento en ambos ejercicios:

Inmovilizado Material en Explotación

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2010					
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto	Inmovilizado en Curso	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	1.110	(582)	(1)	527	92	619
Instalaciones de Generación Eléctrica	34.478	(19.133)	(160)	15.185	1.877	17.062
Centrales Hidráulicas	10.936	(5.704)		5.232	339	5.571
Centrales Carbón/Fuel	9.080	(6.240)	(7)	2.833	975	3.808
Centrales Nucleares	9.077	(6.107)	—	2.970	157	3.127
Centrales de Ciclo Combinado	5.198	(1.071)	(148)	3.979	388	4.367
Renovables	187	(11)	(5)	171	18	189
Instalaciones de Transporte y Distribución	23.414	(9.871)	—	13.543	1.319	14.862
Alta Tensión	1.472	(670)	—	802	46	848
Baja y media tensión	19.968	(7.910)	—	12.058	1.050	13.108
Equipos de Medida y Telecontrol	1.738	(1.225)	—	513	82	595
Otras Instalaciones	236	(66)	—	170	141	311
Otro Inmovilizado	1.129	(817)	—	312	41	353
Total	60.131	(30.403)	(161)	29.567	3.329	32.896

Inmovilizado Material en Explotación

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2009					
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto	Inmovilizado en Curso	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	1.056	(541)	(2)	513	75	588
Instalaciones de Generación Eléctrica	32.293	(17.810)	(149)	14.334	2.546	16.880
Centrales Hidráulicas	9.988	(5.074)	—	4.914	255	5.169
Centrales Carbón/Fuel	8.894	(5.959)	(4)	2.931	855	3.786
Centrales Nucleares	8.838	(5.910)	—	2.928	184	3.112
Centrales de Ciclo Combinado	3.552	(696)	(129)	2.727	1.085	3.812
Renovables	1.021	(171)	(16)	834	167	1.001
Instalaciones de Transporte y Distribución	23.005	(9.382)	(1)	13.622	1.444	15.066
Alta Tensión	2.267	(849)	—	1.418	189	1.607
Baja y media tensión	18.357	(7.186)	(1)	11.170	1.013	12.183
Equipos de Medida y Telecontrol	1.669	(1.119)	—	550	69	619
Otras Instalaciones	712	(228)	—	484	173	657
Otro Inmovilizado	1.106	(823)	(1)	282	97	379
Total	57.460	(28.556)	(153)	28.751	4.162	32.913

Inmovilizado Material en Explotación

Millones de Euros

	Saldo a 31/12/2009	Incorpor./Reducciones Sociedades	Inversiones	Bajas	Trasposos y Otros	Diferencias de Conversión	Saldo a 31/12/2010
Terrenos y Construcciones	1.056	(4)	2	(12)	21	47	1.110
Instalaciones de Generación Eléctrica	32.293	(899)	427	(78)	1.415	1.320	34.478
Centrales Hidráulicas	9.988	—	8	(15)	(53)	1.008	10.936
Centrales Carbón/Fuel	8.894	—	51	(51)	91	95	9.080
Centrales Nucleares	8.838	—	46	(8)	201	—	9.077
Centrales de Ciclo Combinado	3.552	—	322	(4)	1.137	191	5.198
Renovables	1.021	(899)	—	—	39	26	187
Instalaciones de Transporte y Distribución	23.005	(611)	11	(136)	509	636	23.414
Alta Tensión	2.267	—	3	(18)	(942)	162	1.472
Baja y media tensión	18.357	—	1	(105)	1.284	431	19.968
Equipos de Medida y Telecontrol	1.669	(3)	7	(13)	60	18	1.738
Otras Instalaciones	712	(608)	—	—	107	25	236
Otro Inmovilizado	1.106	(7)	19	(11)	(21)	43	1.129
Total	57.460	(1.521)	459	(237)	1.924	2.046	60.131

Inmovilizado Material en Curso

Millones de Euros

	Saldo a 31/12/2009	Incorpor/ Reducciones Sociedades	Inversiones	Bajas	Traspos y Otros	Diferencias de Conversión	Saldo a 31/12/2010
Terrenos y Construcciones	75	(1)	33	—	(18)	3	92
Instalaciones de Generación Eléctrica	2.546	(146)	791	(218)	(1.213)	117	1.877
Centrales Hidráulicas	255	—	115	(1)	(59)	29	339
Centrales Carbón/Fuel	855	—	259	—	(213)	74	975
Centrales Nucleares	184	—	108	—	(135)	—	157
Centrales de Ciclo Combinado	1.085	—	292	(209)	(792)	12	388
Renovables	167	(146)	17	(8)	(14)	2	18
Instalaciones de Transporte y Distribución	1.444	(93)	1.176	—	(1.234)	26	1.319
Alta Tensión	189	(4)	48	—	(188)	1	46
Baja y media tensión	1.013	—	964	—	(942)	15	1.050
Equipos de Medida y Telecontrol	69	—	73	—	(62)	2	82
Otras Instalaciones	173	(89)	91	—	(42)	8	141
Otro Inmovilizado	97	15	22	(5)	(88)		41
Total	4.162	(225)	2.022	(223)	(2.553)	146	3.329

Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro

Millones de Euros

	Saldo a 31/12/2009	Incorpor/ Reducciones Sociedades	Dotaciones (*)	Bajas	Traspos y Otros	Diferencias de Conversión	Saldo a 31/12/2010
Terrenos y Construcciones	(543)	—	(33)	10	(8)	(9)	(583)
Instalaciones de Generación Eléctrica	(17.959)	243	(961)	129	(151)	(594)	(19.293)
Centrales Hidráulicas	(5.074)	—	(212)	15	32	(465)	(5.704)
Centrales Carbón/Fuel	(5.963)	—	(283)	50	1	(52)	(6.247)
Centrales Nucleares	(5.910)	—	(204)	8	(1)	—	(6.107)
Centrales de Ciclo Combinado	(825)	—	(243)	56	(130)	(77)	(1.219)
Renovables	(187)	243	(19)	—	(53)	—	(16)
Instalaciones de Transporte y Distribución	(9.383)	196	(734)	134	182	(266)	(9.871)
Alta Tensión	(849)	—	(90)	17	323	(71)	(670)
Baja y media tensión	(7.187)	—	(540)	100	(106)	(177)	(7.910)
Equipos de Medida y Telecontrol	(1.119)	—	(114)	17	—	(9)	(1.225)
Otras Instalaciones	(228)	196	10	—	(35)	(9)	(66)
Otro Inmovilizado	(824)	3	(53)	6	80	(29)	(817)
Total	(28.709)	442	(1.781)	279	103	(898)	(30.564)

(*) Incluye pérdidas por deterioro por importe de 54 millones de euros.

Inmovilizado Material en Explotación

Millones de Euros

	Saldo a 01/01/2009	Incorpor/ Reducciones Sociedades	Inversiones	Bajas	Traspos y Otros	Diferencias de Conversión	Saldo a 31/12/2009
Terrenos y Construcciones	1.022	16	—	(7)	3	22	1.056
Instalaciones de Generación Eléctrica:	29.764	147	135	(120)	1.381	986	32.293
Centrales Hidráulicas	9.555	3	5	(12)	(370)	807	9.988
Centrales Carbón/Fuel	8.242	144	54	(86)	502	38	8.894
Centrales Nucleares	8.624	—	38	(14)	190	—	8.838
Centrales de Ciclo Combinado	3.227	—	34	(4)	158	137	3.552
Renovables	116	—	4	(4)	901	4	1.021
Instalaciones de Transporte y Distribución:	20.999	49	3	(133)	1.712	375	23.005
Alta Tensión	2.132	—	1	(5)	(6)	145	2.267
Baja y media tensión	16.646	49	2	(97)	1.571	186	18.357
Equipos de Medida y Telecontrol	1.597	—	—	(31)	97	6	1.669
Otras Instalaciones	624	—	—	—	50	38	712
Otro Inmovilizado	1.120	2	21	(100)	18	45	1.106
Total	52.905	214	159	(360)	3.114	1.428	57.460

Inmovilizado Material en Curso

Millones de Euros

	Saldo a 01/01/2009	Incorpor/ Reducciones Sociedades	Inversiones	Bajas	Traspos y Otros	Diferencias de Conversión	Saldo a 31/12/2009
Terrenos y Construcciones	103	—	35	—	(73)	10	75
Instalaciones de Generación Eléctrica	2.154	100	1.404	(4)	(1.197)	89	2.546
Centrales Hidráulicas	148	36	124	(5)	(68)	20	255
Centrales Carbón/Fuel	816	—	476	—	(486)	49	855
Centrales Nucleares	202	—	137	—	(155)	—	184
Centrales de Ciclo Combinado	954	64	508	(2)	(450)	11	1.085
Renovables	34	—	159	3	(38)	9	167
Instalaciones de Transporte y Distribución	1.603	1	1.470	—	(1.646)	16	1.444
Alta Tensión	310	—	103	—	(230)	6	189
Baja y media tensión	1.067	1	1.129	—	(1.199)	15	1.013
Equipos de Medida y Telecontrol	80	—	62	—	(69)	(4)	69
Otras Instalaciones	146	—	176	—	(148)	(1)	173
Otro Inmovilizado	140	—	39	(1)	(96)	15	97
Total	4.000	101	2.948	(5)	(3.012)	130	4.162

Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro

Millones de Euros

	Saldo a 01/01/2009	Incorpor/ Reducciones Sociedades	Dotaciones (*)	Bajas	Traspos y Otros	Diferencias de Conversión	Saldo a 31/12/2009
Terrenos y Construcciones	(529)	—	(19)	7	—	(2)	(543)
Instalaciones de Generación Eléctrica:	(16.850)	(2)	(985)	119	204	(445)	(17.959)
Centrales Hidráulicas	(4.696)	(2)	(220)	15	221	(392)	(5.074)
Centrales Carbón/Fuel	(5.741)	—	(295)	85	8	(20)	(5.963)
Centrales Nucleares	(5.729)	—	(196)	15	—	—	(5.910)
Centrales de Ciclo Combinado	(658)	—	(219)	2	82	(32)	(825)
Renovables	(26)	—	(55)	2	(107)	(1)	(187)
Instalaciones de Transporte y Distribución:	(8.666)	(6)	(694)	129	19	(165)	(9.383)
Alta Tensión	(817)	—	(76)	5	108	(69)	(849)
Baja y media tensión	(6.597)	(6)	(492)	93	(106)	(79)	(7.187)
Equipos de Medida y Telecontrol	(1.043)	—	(100)	31	—	(7)	(1.119)
Otras Instalaciones	(209)	—	(26)	—	17	(10)	(228)
Otro Inmovilizado	(869)	(2)	(41)	98	6	(16)	(824)
Total	(26.914)	(10)	(1.739)	353	229	(628)	(28.709)

(*) Incluye pérdidas por deterioro por importe de 69 millones de euros.

Los saldos de inmovilizado incluyen las participaciones en las siguientes comunidades de bienes: Central Nuclear Vandellós II (72%), Central Nuclear Ascó II (85%), Central Nuclear Almaraz I (36,02%) , Central Nuclear Almaraz II (36,02%), Central Térmica de Anllares (33,33%) y Central Hidroeléctrica de Salime (50%).

En el movimiento de la columna «Traspos y Otros» recoge el traspaso al epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de aquellos elementos del inmovilizado material que a 31 de diciembre de cada ejercicio se consideraban activos mantenidos para la venta (véanse Notas 3j y 33).

Información adicional de Inmovilizado material

Principales inversiones

El detalle de las inversiones materiales, sin considerar las realizadas en inversiones inmobiliarias, realizadas durante los ejercicios 2010 y 2009 en las distintas áreas geográficas y negocios en que opera el Grupo es el siguiente:

Millones de Euros

	2010				2009			
	Generación	Distribución y Transporte	Otros	Total	Generación	Distribución y Transporte	Otros	Total
España y Portugal y Resto	939	866	36	1.841	1.055	1.172	42	2.269
Latinoamérica	279	321	40	640	476	301	61	838
Total	1.218	1.187	76	2.481	1.531	1.473	103	3.107

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad.

En España y Portugal recogen, entre otras, la construcción de los ciclos combinados de Besós 5, Elecgas, S.A., Ca's Tresorer 2, y Granadilla 2, además de la instalación de turbinas de gas en Ibiza y Ceuta, y de grupos diesel en Ceuta, Lanzarote, La Gomera y El Hierro.

En Latinoamérica, continúa la construcción de la central de carbón Bocamina II en Chile. También destaca el comienzo de la construcción del proyecto hidroeléctrico El Quimbo (400 MW) en Colombia y la adjudicación de la licitación realizada por el Gobierno peruano para la construcción de la Central Térmica de Talara (Reserva Fría) de 200 MW.

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

Arrendamiento financiero

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, el inmovilizado material recoge 449 y 243 millones de euros, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

A 31 de diciembre de 2010, los pagos previstos y el valor actual de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

<i>Millones de Euros</i>		
Año	Valor Actual	Pagos Previstos
2011	24	58
2012	24	57
2013	53	150
2014 y Siguietes	343	681

A 31 de diciembre de 2009, los pagos previstos y el valor actual de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

<i>Millones de Euros</i>		
Año	Valor Actual	Pagos Previstos
2010	20	26
2011	18	25
2012	59	76
2013 y Siguietes	100	139

Los activos objeto de arrendamiento financiero provienen principalmente de:

- ENDESA Generación: corresponde a un contrato de «tolling» durante 25 años con Elecgas, S.A. (sociedad participada en un 50% por la propia ENDESA Generación y consolidada por integración proporcional) por el que Elecgas, S.A. pone a disposición de ENDESA Generación la totalidad de la capacidad de producción de la planta y se compromete a transformar el gas suministrado en energía eléctrica a cambio de un peaje económico que devenga una tasa del 9,62%. Se considera que el 50% de la planta es un arrendamiento financiero para el Grupo por la parte del contrato de tolling que corresponde al accionista de Elecgas, S.A. ajeno al Grupo ENDESA, mientras que el otro 50% es un activo propiedad del Grupo a través de la consolidación del 50% de Elecgas, S.A.

- Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (en adelante, «ENDESA Chile»): corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.
- Edegel, S.A.A. (en adelante, «Edegel»): corresponde a contratos para financiar el proyecto de conversión de la planta termoeléctrica a ciclo combinado efectuado por la empresa y las Instituciones Financieras Banco de Crédito del Perú y BBVA-Banco Continental. Dichos contratos tienen una duración de 8 años y devengan interés a una tasa anual de Libor+2,0% y Libor+3,0%, a 31 de diciembre de 2010 y a 31 de diciembre de 2009, respectivamente.

Arrendamiento operativo

Las Cuentas de Resultados Consolidadas de los ejercicios 2010 y 2009 recogen 92 y 75 millones de euros respectivamente correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

A 31 de diciembre de 2010, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

<i>Millones de Euros</i>	
Año	Importe
2011	40
2012	40
2013	23
2014 y Siguietes	173

A 31 de diciembre de 2009, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

<i>Millones de Euros</i>	
Año	Importe
2010	41
2011	40
2012	37
2013 y Siguietes	61

Medio Ambiente

En el año 2010 las inversiones del Grupo en actividades de medio ambiente han sido de 20 millones de euros (20 millones de euros en el ejercicio 2009), siendo la inversión acumulada al cierre de 2010 igual a 1.227 millones de euros.

Por lo que respecta a los gastos medioambientales, éstos han ascendido en 2010 a 38 millones de euros (37 millones de euros en 2009), de los que 17 millones de euros corresponden a la dotación de amortizaciones de las inversiones antes mencionadas (15 millones de euros en 2009).

Otra información

Las sociedades del Grupo mantenían a 31 de diciembre de 2010 y 2009 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por importe de 730 y 1.475 millones de euros, respectivamente. De dicho importe, 12 millones de euros y cero millones de euros, respectivamente, correspondían a las sociedades de control conjunto.

El importe del inmovilizado material en explotación totalmente amortizado a 31 de diciembre de 2010 y 2009 no es significativo.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, el importe de los activos materiales en garantía de financiación de terceros asciende a 526 y 651 millones de euros, respectivamente.

ENDESA y las sociedades filiales tienen formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, incluyendo en la citada cobertura todas las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización de las instalaciones. En el ejercicio 2010 se han reconocido indemnizaciones de compañías de seguros por compensaciones de siniestros por importe de 63 millones de euros (74 millones de euros en 2009) en el epígrafe «Otros ingresos de explotación» de la Cuenta de Resultados Consolidada.

Como consecuencia del terremoto ocurrido en Chile con fecha 27 de febrero de 2010, ciertas instalaciones y equipos del Grupo sufrieron algún tipo de deterioro parcial o total. El impacto sobre los activos fue menor, siendo la única que experimentó daños en su infraestructura la central a carbón Bocamina I.

La actividad de Compañía de Interconexión Energética, S.A. (en adelante, «Cien») era comercializar electricidad en Argentina y Brasil. Debido a la reducción del límite de disponibilidad de generación y garantía física de energía y potencia asociada, la compañía está enfocando su negocio a una estructura de remuneración distinta que no se base en compra y venta de energía entre los países. Dada la importancia estratégica de los activos de la compañía en las relaciones entre Brasil y Argentina se ha presentado al Gobierno brasileño un nuevo modelo de plan de negocio transformando su actividad de comercialización a una actividad de transmisión de electricidad mediante el pago de una remuneración fija.

Con la publicación en diciembre de 2009 de la Ley 12.111 se posibilita que las líneas de interconexión internacionales puedan ser equiparadas a la Red Nacional de Transmisión de Brasil y puedan, en consecuencia, recibir una remuneración fija regulada. El 15 de diciembre de 2010, ANEEL aprobó el peaje (Receita Anual Permitida, en adelante, «RAP») definitivo de 239,5 millones de reales brasileños anuales para Cien (aproximadamente 108 millones de euros). ANEEL mantiene el plazo de las autorizaciones actuales de Cien (hasta 2021) con posibilidad de prórroga futura por parte del Ministerio de Minas y Energía. Al término del plazo, las instalaciones serán revertidas en los términos del artículo 36 de la Ley 8.987 (Ley Concesiones Administrativas) que establece una indemnización del valor residual (aplicable también en los contratos de concesión de las distribuidoras). En este mismo proceso de equiparación, el 28 de diciembre de 2010 el Ministerio de Minas y Energía publicó una primera Portaria (PRT 1.004/2010), que señala que las compañías interesadas deben manifestar su interés en la equiparación de su línea de interconexión. Los Administradores de ENDESA estiman que el peaje sea efectivo durante el año 2011 lo que permitirá recuperar la totalidad de sus activos netos.

6. Inversiones inmobiliarias

La composición y movimientos de las inversiones inmobiliarias durante los ejercicios 2010 y 2009 han sido los siguientes:

	<i>Millones de Euros</i>						
	Saldo a 31/12/2009	Inversión	Traspaso de Inmuebles	Bajas por Ventas	Diferencias de Conversión	Otros	Saldo a 31/12/2010
Inversiones Inmobiliarias en España y Portugal y Resto	15	—	—	—	—	(2)	13
Inversiones Inmobiliarias en Latinoamérica	43	7	—	(6)	4	8	56
Total	58	7	—	(6)	4	6	69

	<i>Millones de Euros</i>						
	Saldo a 31/12/2008	Inversión	Traspaso de Inmuebles	Bajas por Ventas	Diferencias de Conversión	Otros	Saldo a 31/12/2009
Inversiones Inmobiliarias en España y Portugal y Resto	20	1	—	—	—	(6)	15
Inversiones Inmobiliarias en Latinoamérica	27	7	—	—	8	1	43
Total	47	8	—	—	8	(5)	58

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2010 de las inversiones inmobiliarias se sitúa en 243 millones de euros (240 millones de euros a 31 de diciembre de 2009).

En el ejercicio 2010 se han producido bajas de inversiones inmobiliarias por importe de 6 millones de euros. En el ejercicio 2009 no se produjeron bajas por este concepto.

Los importes registrados como gastos directos en la Cuenta de Resultados Consolidada de los ejercicios 2010 y 2009 relacionados con las inversiones inmobiliarias no son significativos.

El Grupo tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

7. Activo intangible

A continuación se presenta el detalle del activo intangible a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

	<i>Millones de Euros</i>			
	31 de diciembre de 2010			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor
Derechos Emisión CO ₂ y CERs	437	—	(10)	427
Aplicaciones Informáticas	1.267	(864)	(1)	402
Concesiones	3.494	(1.162)	(16)	2.316
Otros	54	(32)	—	22
Total	5.252	(2.058)	(27)	3.167

Millones de Euros				
31 de diciembre de 2009				
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor
Derechos Emisión CO ₂ y CERs	474	—	(46)	428
Aplicaciones Informáticas	1.107	(741)	—	366
Concesiones	2.890	(924)	(1)	1.965
Otros	110	(26)	—	84
Total	4.581	(1.691)	(47)	2.843

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2010 y 2009 han sido los siguientes:

Millones de Euros								
	Saldo a 31/12/2009	Incorporación/ Reducción Sociedades	Inversiones	Amortización y Pérdidas por Deterioro (1)	Bajas	Trasposos y Otros	Diferencias de Conversión	Saldo a 31/12/2010
Derechos Emisión CO ₂ y CERs	428	(4)	1.048	6	(1.089)	38	—	427
Aplicaciones Informáticas	366	(5)	125	(105)	—	29	(8)	402
Concesiones	1.965	(3)	362	(153)	(53)	(68)	266	2.316
Otros	84	(43)	9	(6)	(1)	(18)	(3)	22
Total	2.843	(55)	1.544	(258)	(1.143)	(19)	255	3.167

(1) Incluye una reversión neta por pérdidas por deterioro por importe de 6 millones de euros.

Millones de Euros								
	Saldo a 01/01/2009	Incorporación/ Reducción Sociedades	Inversiones	Amortización y Pérdidas por Deterioro (2)	Bajas	Trasposos y Otros	Diferencias de Conversión	Saldo a 31/12/2009
Derechos Emisión CO ₂ y CERs	568	19	717	(22)	(874)	20	—	428
Aplicaciones Informáticas	323	—	17	(83)	(11)	110	10	366
Concesiones	1.590	—	236	(129)	(17)	(195)	480	1.965
Otros	20	9	2	—	—	54	(1)	84
Total	2.501	28	972	(234)	(902)	(11)	489	2.843

(2) Incluye pérdidas por deterioro por importe de 22 millones de euros.

En el movimiento de la columna «Trasposos y Otros» recoge el traspaso al epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de aquellos elementos del activo intangible que a 31 de diciembre se consideran activos mantenidos para la venta (véanse Notas 3j y 33).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen los Administradores del Grupo, las previsiones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado a 31 de diciembre de 2010.

7.1. Derechos de emisión de CO₂ y CERs

El importe registrado por derechos de emisión de CO₂ y las Reducciones Certificadas de Emisiones (en adelante, «CERs»), generadas desde proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (en adelante, «MDL») a 31 de diciembre de 2010 incluye 294 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de forma gratuita dentro de los Planes Nacionales de Asignación de cada uno de los países europeos en que el Grupo opera (272 millones de euros a 31 de diciembre de 2009).

A continuación se presenta el detalle de los derechos de emisión asignados al Grupo con carácter gratuito durante los ejercicios 2010 y 2009:

	<i>Millones de Toneladas</i>	
	2010	2009
España	24,5	25,6
Portugal	2,7	2,7
Irlanda	1,4	1,4
Total	28,6	29,7

Los consumos de derechos de emisión del Grupo ENDESA durante los ejercicios 2010 y 2009 han sido de 25,4 y 32,1 millones de toneladas, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2010, la provisión por derechos a entregar para cubrir estas emisiones incluida en el pasivo del Balance de Situación Consolidado es 293 millones de euros (359 millones de euros a 31 de diciembre de 2009) (véase Nota 24).

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, el importe de los compromisos totales para la adquisición en el futuro de derechos de emisión de CO₂ y CERs asciende a un máximo de 633 y 648 millones de euros respectivamente de acuerdo con los precios comprometidos, en el caso de que la totalidad de los correspondientes proyectos finalizaran con éxito.

8. Fondo de comercio

A continuación se presenta el detalle del fondo de comercio por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento del mismo en los ejercicios 2010 y 2009:

	<i>Millones de Euros</i>						
	Saldo a 31/12/2009	Altas	Bajas	Pérdidas por Deterioro	Trasposos y Otros	Diferencias de Conversión	Saldo a 31/12/2010
Filiales en Chile	1.952	—	—	—	—	290	2.242
ENDESA Ireland Ltd.	315	—	—	(115)	(200)	—	—
Companhia Energética do Ceará, S.A.	171	—	—	—	—	22	193
Ampla Energia e Serviços, S.A.	122	—	—	—	—	16	138
Edegel, S.A.A.	92	—	—	—	—	10	102
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A.	45	—	—	—	—	5	50
Hidroeléctrica El Chocón, S.A.	16	—	—	—	—	1	17
ENDESA Carbono, S.L.	14	—	—	—	—	—	14
Empresa de Energía de Cundinamarca, S.A. E.S.P.	10	—	—	—	—	1	11
Otros	78	—	—	—	(50)	2	30
Total	2.815	—	—	(115)	(250)	347	2.797

	<i>Millones de Euros</i>						
	Saldo a 31/12/2008	Altas	Bajas	Pérdidas por Deterioro	Traspasos y Otros	Diferencias de Conversión	Saldo a 31/12/2009
Filiales en Chile	1.542	—	—	—	—	410	1.952
ENDESA Ireland Ltd.	—	315	—	—	—	—	315
Companhia Energética do Ceará, S.A.	132	—	—	—	—	39	171
Ampla Energia e Serviços, S.A.	96	—	—	—	—	26	122
Edegel, S.A.A.	87	—	—	—	—	5	92
ENDESA Hellas	78	2	—	—	(80)	—	—
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A.	43	—	—	—	—	2	45
Hidroeléctrica El Chocón, S.A.	18	—	—	—	—	(2)	16
ENDESA Carbono, S.L.	14	—	—	—	—	—	14
Empresa de Energía de Cundinamarca, S.A. E.S.P.	—	10	—	—	—	—	10
Otros	43	1	—	(82)	117	(1)	78
Total	2.053	328	—	(82)	37	479	2.815

En el movimiento de la columna «Traspasos y Otros» recoge el traspaso al epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de aquellos fondos de comercio que a 31 de diciembre de 2010 y 2009 estaban asignados a Unidades Generadoras de Efectivo integradas por activos mantenidos para la venta (véanse Notas 3j y 33).

En el ejercicio 2009 se produjo la toma de control de las sociedades ENDESA Ireland y Empresa de Energía de Cundinamarca, S.A. (en adelante, «E.E. Cundinamarca»). Una vez realizadas la valoración de los activos y pasivos adquiridos surgieron fondos de comercio de 315 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, conforme al siguiente detalle:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2009	
	ENDESA Ireland	E.E. de Cundinamarca
Inmovilizado Material	157	44
Activo Intangible	20	—
Otros Activos	16	17
Otros Pasivos	(26)	(5)
Pasivo no Corriente	(22)	(20)
Pasivo Corriente	(16)	(13)
Total Valor Neto de los Activos y Pasivos	129	23
Precio de Adquisición	444	33
Fondo de Comercio	315	10

En el año 2010 no ha surgido ningún fondo de comercio derivado de la toma de control de sociedades.

El Grupo ha realizado el test de deterioro de las Unidades Generadoras de Efectivo o del conjunto de Unidades Generadoras de Efectivo a los que están asignados los fondos de comercio mediante el cálculo de su valor en uso.

A efectos de la determinación del valor en uso de las Unidades Generadoras de Efectivo de las filiales en Chile se han considerado los flujos de caja previstos para los próximos diez años (periodo utilizado con carácter general para realizar el proceso de planificación del Grupo), y una tasa de crecimiento del 4,21% a partir del décimo año, tasa inferior a la tasa media de crecimiento a largo plazo de Chile. Esta tasa se ha

aplicado hasta el año en que acaba la vida útil estimada para el caso de las centrales de generación y a perpetuidad para el negocio de distribución. Las hipótesis clave para la estimación de los flujos de caja de los próximos diez años han sido la hidráulicidad, los costes de los combustibles y el tipo de cambio del peso chileno con el dólar, variables que condicionan el precio de venta y la utilización de las centrales de generación del Grupo en Chile. Para determinar la hidráulicidad prevista para 2011 se ha utilizado la información real disponible al final de 2010 y para el resto de los años la hidráulicidad media obtenida de series históricas. Respecto del precio de los combustibles y del tipo de cambio del peso chileno con el dólar se han utilizado estimaciones basadas en los precios forwards, en Organismos Internacionales y en analistas de reconocido prestigio. Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de estas variables daría como resultado un valor recuperable inferior al valor en libros de las Unidades Generadoras de Efectivo de Chile incorporando el valor del fondo de comercio asignado.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen los Administradores del Grupo, las previsiones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados los distintos fondos de comercio permiten recuperar el valor de cada uno de los fondos de comercio registrados a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

9. Inversiones contabilizadas por el método de participación y sociedades de control conjunto

9.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación.

A continuación se presenta un detalle de las principales sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios 2010 y 2009:

Millones de Euros

	Saldo a 31/12/2009	Incorporación/ Salida Sociedades	Inversiones	Desinversiones	Resultado por Método Participación	Dividendos	Diferencias de Conversión	Trasposos y Otros	Saldo a 31/12/2010
ENEL Green Power España, S.L.	—	761	—	—	10	—	—	1	772
Nubia 2000, S.L.	—	30	—	—	—	—	—	—	30
GNL Quintero, S.A.	15	—	—	—	(4)	—	1	(6)	6
Inversiones Electrogas, S.A.	11	—	—	—	5	—	(3)	—	13
Elcogas, S.A.	24	—	—	—	(27)	—	—	3	—
Tecnatom, S.A.	19	—	—	—	2	—	—	1	22
Sadiel Tecnologías de la Información, S.A.	9	—	—	—	1	(1)	—	1	10
Otras	215	(175)	4	—	14	(3)	(2)	(7)	46
Total	293	616	4	—	1	(4)	(4)	(7)	899

Millones de Euros

	Saldo a 31/12/2008	Incorporación/ Salida Sociedades	Inversiones	Desinversiones	Resultado por Método Participación	Dividendos	Diferencias de Conversión	Trasposos y Otros	Saldo a 31/12/2009
GNL Quintero, S.A.	28	—	—	—	(1)	—	—	(12)	15
Inversiones Electrogas, S.A.	10	—	—	—	4	(3)	—	—	11
Elcogas, S.A.	20	—	—	—	4	—	—	—	24
Tecnatom, S.A.	12	—	—	—	7	—	—	—	19
Sadiel Tecnologías de la Información, S.A.	8	—	—	—	1	—	—	—	9
Otras	118	3	2	(33)	30	(10)	—	105	215
Total	196	3	2	(33)	45	(13)	—	93	293

En el movimiento de la columna «Trasposos y Otros» recoge el traspaso al epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de aquellas participaciones contabilizadas por el método de participación que a 31 de diciembre se consideran activos mantenidos para la venta (véanse Notas 3j y 33).

Las incorporaciones a este epígrafe de las participaciones en EGP España y Nubia corresponden a las participaciones mantenidas en los negocios de cogeneración y renovables y de distribución y transporte de gas respectivamente sobre los que mediante sendas operaciones de desinversión el Grupo ha perdido el control en el ejercicio 2010 (véanse Notas 31 y 33).

A continuación se incluye información a 31 de diciembre de 2010 y 2009 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Millones de Euros

31 de diciembre de 2010

	% Participación	Activo no Corriente	Activo Corriente	Patrimonio Neto	Pasivo no Corriente	Pasivo Corriente	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Beneficio Ordinario
ENEL Green Power España, S.L.	40%	2.224	285	1.369	544	596	181	147	34
Nubia 2000, S.L. (*)	20%	919	122	210	372	459	5	1	4
Elcogas, S.A.	40,87%	132	179	5	3	303	73	120	(47)
Tecnatom, S.A.	45%	56	44	48	26	26	82	77	5
Inversiones Electrogas, S.A.	42,50%	60	10	31	26	13	22	10	12
GNL Quintero, S.A.	20%	877	69	23	898	25	69	87	(18)

(*) Cuentas Anuales Individuales de la Sociedad por no disponer de Cuentas Anuales Consolidadas a la fecha.

Millones de Euros

31 de diciembre de 2009

	% Participación	Activo no Corriente	Activo Corriente	Patrimonio Neto	Pasivo no Corriente	Pasivo Corriente	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Beneficio Ordinario
Elcogas, S.A.	40,87%	278	87	50	16	299	119	105	14
Tecnatom, S.A.	45%	47	50	43	26	28	88	81	7
Inversiones Electrogas, S.A.	42,50%	58	8	26	29	11	16	7	9
GNL Quintero, S.A.	20%	771	38	70	458	281	17	22	(5)

Las magnitudes económico financieras del resto de compañías en las que el Grupo ENDESA ejerce una influencia significativa no son relevantes.

La relación completa de las sociedades participadas en las que el Grupo ejerce una influencia significativa se incluyen en el Anexo II de esta Memoria. Dichas sociedades no tienen precios de cotización públicos.

9.2. Sociedades de control conjunto

A continuación se incluye información a 31 de diciembre de 2010 y 2009 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo posee control conjunto que se ha utilizado en el proceso de consolidación:

Millones de Euros

31 de Diciembre de 2010

	% Participación	Activo no Corriente	Activo Corriente	Pasivo no Corriente	Pasivo Corriente	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios
Nuclenor, S.A.	50%	162	123	124	37	145	163
Tejo Energía, Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	38,90%	591	150	502	72	162	136
Pegop-Energía Eléctrica, S.A.	50%	—	7	—	3	7	—
Carbopego-Abastecimientos e Combustiveis, S.A.	50%	—	10	—	2	52	51
GasAtacama, S.A.	50%	446	178	48	220	514	455
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	85,40%	64	210	143	127	291	244
Energie Electrique de Tahaddart, S.A.	32%	180	40	108	25	52	26
Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.	51%	159	12	1	12	—	10
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50%	15	5	2	3	3	2
Sistemas Sec, S.A.	49%	10	8	6	6	8	7
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A.	48,99%	152	36	50	39	112	98

Millones de Euros

31 de Diciembre de 2009

	% Participación	Activo no Corriente	Activo Corriente	Pasivo no Corriente	Pasivo Corriente	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios
Nuclenor, S.A.	50%	184	106	122	30	134	144
Tejo Energía, Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	38,9%	666	188	576	75	234	185
Pegop-Energía Eléctrica, S.A.	50%	—	8	—	4	4	—
Carbopego-Abastecimientos e Combustiveis, S.A.	50%	—	8	—	—	80	80
GasAtacama, S.A.	50%	421	159	48	256	450	418
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	85,4%	84	183	115	133	283	260
Energie Electrique de Tahaddart, S.A.	32%	189	42	124	19	50	23
Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.	51%	119	11	1	50	—	8
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50%	14	2	1	2	3	2
Sistemas Sec, S.A.	49%	9	9	7	7	10	8
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A.	48,99%	125	42	41	42	104	98

Las magnitudes económico financieras del resto de compañías en las que el Grupo ENDESA posee control conjunto no son relevantes.

La relación completa de las sociedades en las que el Grupo posee control conjunto se incluyen en el Anexo I de esta Memoria.

10. Activos Financieros no Corrientes

El detalle y los movimientos producidos durante los ejercicios 2010 y 2009 en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes» del Balance de Situación Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Saldo a 31/12/2009	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto (1)	Diferencias de Conversión	Traspasos y Otros	Saldo a 31/12/2010
Préstamos y otras Cuentas a Cobrar	7.491	1.385	(212)	(14)	—	(7.149)	1.501
Inversiones Disponibles para la Venta	125	6	—	—	5	(3)	133
Derivados Financieros	26	38	—	12	1	(1)	76
Corrección de Valor por Deterioro	(39)	(25)	36	—	—	(41)	(69)
Total	7.603	1.404	(176)	(2)	6	(7.194)	1.641

(1) Registrado en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» o «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios», según corresponda.

Millones de Euros

	Saldo a 31/12/2008	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto (2)	Diferencias de Conversión	Traspasos y Otros	Saldo a 31/12/2009
Préstamos y otras Cuentas a Cobrar	5.863	2.201	(317)	5	34	(295)	7.491
Inversiones Disponibles para la Venta	220	3	(7)	2	1	(94)	125
Derivados Financieros	38	1	(6)	1	—	(8)	26
Corrección de Valor por Deterioro	(33)	(59)	108	—	—	(55)	(39)
Total	6.088	2.146	(222)	8	35	(452)	7.603

(2) Registrado en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» o «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios», según corresponda.

En el movimiento de la columna «Traspasos y Otros» recoge el traspaso al epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de aquellos activos financieros no corrientes que a 31 de diciembre se consideran activos mantenidos para la venta (véanse Notas 3j y 33).

Adicionalmente, como consecuencia de las modificaciones regulatorias producidas durante el ejercicio 2010 en relación con el proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico (véase Nota 4.1.), en este periodo el Grupo ha traspasado los saldos correspondientes a los derechos de cobro derivados de la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas y de las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular al epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Balance de Situación Consolidado ya que se espera recuperar los mismos mediante su cobro a través del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico en un periodo inferior a un año (véanse Notas 13 y 39).

10.1. Préstamos y otras cuentas a cobrar

El detalle del saldo de préstamos y otras cuentas a cobrar a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	Saldo a 31 de diciembre de 2010	Saldo a 31 de diciembre de 2009
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España (Notas 4.1. y 13)	—	4.355
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación Extrapeninsular (Notas 4.1. y 13)	—	1.933
Fianzas y Depósitos	551	529
Créditos a Empresas Asociadas y de Control Conjunto	87	89
Créditos al Personal	32	48
Derivados no Financieros	67	113
Otros	764	424
Total	1.501	7.491

El valor de mercado de estos activos no difiere sustancialmente del valor contabilizado.

La composición a 31 de diciembre de 2010 y 2009 de los créditos concedidos a empresas asociadas, corrientes y no corrientes, y el desglose de acuerdo con sus vencimientos, es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>							
	Saldo a 31/12/2010	Vencimiento Corriente 2011 (Nota 13)	Vencimiento no Corriente					Total
			2012	2013	2014	2015	Posterior	
En Euros	111	27	—	—	4	10	70	84
En Moneda Extranjera	33	30	3	—	—	—	—	3
Total	144	57	3	—	4	10	70	87

	<i>Millones de Euros</i>							
	Saldo a 31/12/2009	Vencimiento Corriente 2010 (Nota 13)	Vencimiento no Corriente					Total
			2011	2012	2013	2014	Posterior	
En Euros	207	118	—	1	—	2	86	89
En Moneda Extranjera	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	207	118	—	1	—	2	86	89

El tipo de interés medio de estos créditos durante el 2009 y 2010 ha sido del 4,44% y 4,5% respectivamente.

10.2. Inversiones disponibles para la venta

El desglose de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	Saldo a 31 de diciembre de 2010	Saldo a 31 de diciembre de 2009
Euskaltel, S.A. (en adelante, «Euskaltel»)	46	41
Resto	87	84
Total	133	125

10.3. Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categorías

La clasificación de los instrumentos financieros de Activo del Balance de Situación Consolidado, excluyendo los registrados en las cuentas de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, por naturaleza y categoría a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Millones de Euros

31 de diciembre de 2010

	Activos Financieros mantenidos para Negociar	Otros Activos Financieros a VR con Cambios en PyG	Activos Disponibles para la Venta	Préstamos y Partidas a Cobrar	Inversiones Mantenido hasta el Vencimiento	Derivados de Cobertura	Total
Instrumentos de Patrimonio	—	—	131	—	—	—	131
Valores representativos de Deuda	—	—	—	—	—	—	—
Derivados	8	—	—	—	—	68	76
Otros Activos Financieros	—	—	—	1.237	—	—	1.237
No Corriente	8	—	131	1.237	—	68	1.444
Instrumentos de Patrimonio	—	—	5	—	—	—	5
Valores representativos de Deuda	—	—	—	—	—	—	—
Derivados	—	—	—	—	—	1	1
Otros Activos Financieros	—	—	—	9.428	—	—	9.428
Corriente	—	—	5	9.428	—	1	9.434
Total	8	—	136	10.665	—	69	10.878

Millones de Euros

31 de diciembre de 2009

	Activos Financieros mantenidos para Negociar	Otros Activos Financieros a VR con Cambios en PyG	Activos Disponibles para la Venta	Préstamos y Partidas a Cobrar	Inversiones Mantenido hasta el Vencimiento	Derivados de Cobertura	Total
Instrumentos de Patrimonio	—	—	98	—	—	—	98
Valores representativos de Deuda	—	—	—	—	—	—	—
Derivados	10	—	—	—	—	16	26
Otros Activos Financieros	—	—	—	7.203	—	—	7.203
No Corriente	10	—	98	7.203	—	16	7.327
Instrumentos de Patrimonio	—	—	16	—	—	—	16
Valores representativos de Deuda	—	—	—	—	—	—	—
Derivados	—	—	—	—	—	15	15
Otros Activos Financieros	—	—	—	876	—	—	876
Corriente	—	—	16	876	—	15	907
Total	10	—	114	8.079	—	31	8.234

10.4. Compromisos de inversiones financieras

A 31 de diciembre de 2010 y de 2009 el Grupo no tenía suscritos acuerdos que incluyeran compromisos de realizar inversiones de carácter financiero por importe significativo.

11. Existencias

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Existencias	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Materias Energéticas	916	897
Combustible Nuclear	304	283
Otras	612	614
Otras Existencias	224	174
Corrección de Valor	(11)	(14)
Total	1.129	1.057

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el Grupo no tiene existencias por importe significativo pignoradas en garantía del cumplimiento de deudas.

El importe de los compromisos de compra de materias energéticas a 31 de diciembre de 2010 es de 26.811 millones de euros (25.382 millones de euros a 31 de diciembre de 2009), de los que no corresponde ningún importe a sociedades en las que el Grupo posee control conjunto. Una parte de estos compromisos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas «take or pay».

Los Administradores de la Sociedad consideran que el Grupo podrá atender dichos compromisos, por lo que estima que no se derivarán contingencias significativas por este motivo.

12. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Clientes por Ventas y Prestaciones de Servicios	4.346	4.462
Activos por Impuestos:	967	732
Impuesto sobre Sociedades	676	421
Otros Impuestos	291	311
Otros Deudores	1.365	2.131
Corrección de Valor	(569)	(411)
Total	6.109	6.914

Los saldos incluidos en este epígrafe, con carácter general, no devengan intereses.

El período medio para el cobro a clientes es de 38 días en 2010 y 29 días en 2009 por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

Durante 2010 se han realizado operaciones de «factoring» cuyos importes no vencidos a 31 de diciembre de 2010 ascienden a 449 millones de euros.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de derechos de cobro de importe significativo.

No existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales del Grupo.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, el análisis de clientes por ventas y prestación de servicios vencidos y no deteriorados es el siguiente:

Clientes por ventas y prestación de servicios vencidos y no deteriorados	<i>Millones de Euros</i>	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Con antigüedad menor de tres meses	472	510
Con antigüedad entre tres y seis meses	129	118
Con antigüedad entre seis y doce meses	87	145
Con antigüedad mayor a doce meses	112	201
Total (1)	800	974

(1) Incluye 197 millones de euros correspondientes a Administraciones Públicas españolas y 67 millones de euros correspondientes a cuentas por cobrar de Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada, S.A. (en adelante, «Cachoeira Dourada») a la compañía estatal Compañía de Electricidade de Goiás (en adelante, «CELG»).

El movimiento del epígrafe «Corrección de valor» durante los ejercicios 2010 y 2009 se muestra a continuación:

Corrección de valor	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Saldo Inicial	411	299
Dotaciones	293	179
Aplicaciones	(126)	(94)
Traspasos y Otros	(9)	27
Saldo Final	569	411

La práctica totalidad del importe de corrección de valor corresponde a clientes por venta de energía eléctrica.

13. Activos Financieros Corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Activos Financieros Corrientes	<i>Millones de Euros</i>	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España (Nota 4.1. y 10.1)	6.340	301
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación Extrapeninsular (Nota 4.1. y 10.1)	2.846	309
Créditos a Empresas Asociadas y de Control Conjunto (Nota 10.1)	57	118
Créditos al Personal	21	16
Derivados Financieros	1	15
Otros Préstamos Corrientes	169	148
Total	9.434	907

Como consecuencia de las modificaciones regulatorias producidas durante el ejercicio 2010 en relación con el proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico (véase Nota 4.1.), en este periodo el Grupo ha traspasado los saldos correspondientes a los derechos de cobro derivados de la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas y de las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular al epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Balance de Situación Consolidado ya que se espera recuperar mediante su cobro a través del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico en un periodo inferior a un año (véase Nota 10.1).

El pasado 7 de julio de 2010 ENDESA comunicó al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico su compromiso irrevocable de cesión de sus derechos de cobro por la totalidad del déficit de ingresos de las actividades reguladas y sobre las compensaciones derivadas de los sobrecostos de la generación extrapeninsular del período 2001-2008, debiendo producirse la titulización de los mismos, conforme a lo establecido en el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, en el periodo máximo de un año desde la mencionada comunicación, siempre que no se produzcan supuestos excepcionales en los mercados. La concurrencia de dichos supuestos deberá ser declarada en su caso, en resolución motivada de la Comisión Interministerial. Transcurrido un año desde la comunicación, los titulares iniciales podrán resolver el compromiso de cesión de los derechos de cobro que no hayan sido titulizados por el Fondo (véase Nota 39).

El valor de mercado de estos activos no difiere sustancialmente del valor contabilizado. La mayor parte de estos activos devengan un tipo de interés igual a Euribor.

14. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	<i>Millones de Euros</i>	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Efectivo en Caja y Bancos	513	594
Otros Equivalentes de Efectivo	1.315	1.244
Total	1.828	1.838

El detalle de este epígrafe por tipo de moneda a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Moneda	<i>Millones de Euros</i>	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Euro	232	245
Peso Chileno	600	388
Peso Colombiano	242	538
Real Brasileño	466	492
Nuevo Sol Peruano	94	44
Dólar USA	100	83
Otras monedas	94	48
Total	1.828	1.838

Con carácter general, la tesorería bancaria devenga un tipo de interés similar al de mercado para imposiciones diarias. Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones. No existen restricciones por importes significativos a la disposición de efectivo.

15. Patrimonio neto

La composición del patrimonio neto del Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Total Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	17.776	14.227
Capital Social	1.271	1.271
Prima de Emisión	1.376	1.376
Reserva Legal	285	285
Reserva de Revalorización	1.714	1.714
Reserva por Factor de Agotamiento Minero	40	40
Reserva para Inversiones en Canarias	24	24
Reservas no Distribuibles	106	106
Diferencias de Conversión	896	235
Reserva por Revaluación de Activos y Pasivos	5	—
Beneficio Retenido	12.588	9.705
Dividendo a Cuenta	(529)	(529)
Total Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios	5.388	4.733
Total Patrimonio Neto	23.164	18.960

15.1. Patrimonio neto: De la Sociedad Dominante

15.1.1. Capital Social

A 31 de diciembre de 2010 el capital social de ENDESA, S.A. asciende a 1.270.502.540,40 euros y está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal totalmente suscritas y desembolsadas que se encuentran en su totalidad admitidas a cotización en las Bolsas Españolas. Esta cifra no ha sufrido ninguna variación en los ejercicios 2010 y 2009. Asimismo, los títulos de ENDESA, S.A. se negocian en la Bolsa «Off-Shore» de Santiago de Chile.

A 31 de diciembre de 2008 el Grupo ENEL, a través de EEE poseía un 67,053% del capital de ENDESA y Acciona, S.A. (en adelante, «Acciona») un 25,01% (5,01% directamente y 20,0% indirectamente a través de Finanzas Dos, S.A. (en adelante, «Finanzas Dos») por lo que entre ambas compañías poseían un 92,063% en el capital de ENDESA que les permitía desarrollar el acuerdo de gestión conjunta sobre ENDESA firmado entre ambas partes el 26 de marzo de 2007, el cual fue comunicado a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, «CNMV») con fecha 2 de abril de 2007.

Con fecha 25 de junio de 2009, se procedió a la transmisión por parte de Acciona a favor de EEE de acciones representativas de un 25,01% del capital social de ENDESA. Esta transmisión supuso la terminación del pacto parasocial celebrado entre ENEL y Acciona con fecha 26 de marzo de 2007.

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo ENEL poseía a través de EEE un 92,063% del capital de ENDESA, por lo que ostenta el control del grupo ENDESA. Esta participación no ha sufrido ninguna variación en el ejercicio 2010.

15.1.2. Prima de Emisión

El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para la ampliación de capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

15.1.3. Reserva Legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, cada año debe destinarse el 10% del beneficio del ejercicio a dotar la reserva legal hasta que ésta alcance, al menos, el 20% del capital social.

La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que excede del 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

La Sociedad Dominante del Grupo tiene dotada en su totalidad la reserva legal.

15.1.4. Reserva de Revalorización

El saldo del epígrafe «Reservas de Revalorización» se ha originado por la revalorización de activos practicada al amparo del Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio.

El saldo de esta reserva puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos que puedan producirse en el futuro y a la ampliación del capital social, así como a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

15.1.5. Reserva por Factor de Agotamiento Minero

La Reserva por Factor de Agotamiento Minero (en adelante, «FAM») está sujeta al Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el Texto Refundido del Impuesto sobre Sociedades. Su utilización en forma distinta a la prevista por las normas que la regulan, implicaría su tributación por dicho impuesto. El saldo a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es de 40 millones de euros, de los que 27 millones son de libre disposición.

15.1.6. Reserva para Inversiones en Canarias

La Reserva para Inversiones en Canarias (en adelante, «RIC») está sujeta al régimen establecido en el artículo 27 de la Ley 19/1994, de 6 de julio, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias modificada por el Real Decreto Ley 12/2006, de 29 de diciembre.

El saldo de esta reserva, que asciende a 24 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, procede en su totalidad de la fusión realizada por ENDESA, S.A. con Unión Eléctrica de Canarias, S.A. en 1999, y es de libre disposición en ambas fechas.

15.1.7. Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados

El movimiento producido en esta reserva con motivo de las correcciones valorativas de los activos disponibles para la venta y de los derivados y operaciones de financiación designados como de cobertura de flujos de caja y sus aplicaciones a resultados es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>			
	31 de diciembre de 2009	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	31 de diciembre de 2010
Activos Disponibles para la Venta	37	8	(45)	—
Cobertura de Flujos de Caja	(54)	(46)	101	1
Entidades Valoradas por el método de la participación	—	(2)	—	(2)
Efecto Fiscal	17	2	(13)	6
Total	—	(38)	43	5

	<i>Millones de Euros</i>			
	31 de diciembre de 2008	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	31 de diciembre de 2009
Activos Disponibles para la Venta	40	3	(6)	37
Cobertura de Flujos de Caja	(51)	(199)	196	(54)
Efecto Fiscal	2	49	(34)	17
Total	(9)	(147)	156	—

15.1.8. Diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Codensa, S.A. E.S.P.	114	72
Emgesa, S.A. E.S.P.	109	55
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada, S.A.	55	31
Compañía de Interconexión Energética, S.A.	49	38
Central Geradora Termeléctrica Fortaleza, S.A.	59	39
Investluz, S.A. / Companhia Energética do Ceará, S.A.	107	67
Ampla Energia e Serviços, S.A.	117	68
Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A.	18	3
Chilectra, S.A.	104	46
Empresa Distribuidora Sur, S.A.	(41)	(45)
Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	27	(27)
Enerjis, S.A.	(165)	(105)
Otras filiales en Chile	302	57
Otros	41	(64)
Total	896	235

15.1.9. Dividendo

El dividendo a cuenta del ejercicio 2009 aprobado por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. de fecha 14 de diciembre de 2009 ascendió a 0,5 euros brutos por acción, lo que representó un importe total de 529 millones de euros y figura minorando el patrimonio neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2009. La Junta General de Accionistas celebrada el 21 de junio de 2010 acordó el reparto de un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2009 de 1,028 euros brutos por acción, lo

que representó un importe total de 1.088 millones de euros. Teniendo en cuenta el dividendo a cuenta ya pagado el 4 de enero de 2010, el dividendo complementario del ejercicio 2009 fue igual a 0,528 euros brutos por acción, lo que representó un importe total de 559 millones de euros.

El dividendo a cuenta del ejercicio 2010 aprobado por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. de fecha 20 de diciembre de 2010 ascendió a 0,5 euros brutos por acción, lo que representó un importe total de 529 millones de euros y figura minorando el patrimonio neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2010. El estado contable previsional formulado de acuerdo con los requisitos legales establecidos en el artículo 274 de la Ley de Sociedades de Capital, poniendo de manifiesto la existencia de liquidez suficiente para la distribución de dicho dividendo, ha sido el siguiente:

Estado Previsional de Liquidez	<i>Millones de Euros</i>
	1 de Noviembre de 2010-31 de Octubre de 2011
Disponible Inicial	
Caja y Bancos	212
Créditos Disponibles	4.691
Aumentos de Tesorería	
Por Operaciones Corrientes	8.094
Por Operaciones Financieras	—
Disminuciones de Tesorería	
Por Operaciones Corrientes	(349)
Por Operaciones Financieras	(536)
Disponible Final	12.112
Propuesta de Dividendo a cuenta de los Resultados del ejercicio 2010	529
Fecha de Aprobación del Dividendo a Cuenta por el Consejo de Administración de la Sociedad	20 de diciembre de 2010

15.1.10. Gestión del capital

La gestión de capital del Grupo está enfocada a conseguir una estructura financiera que optimice el coste de capital siempre que se pueda asegurar una sólida posición financiera que minimice los riesgos globales del Grupo y en particular el riesgo derivado de la regulación eléctrica. Esta política permite compatibilizar la creación de valor para el accionista con la seguridad del acceso a los mercados financieros a un coste competitivo para cubrir las necesidades tanto de refinanciación de deuda como de financiación del plan de inversiones no cubiertas por la generación de fondos del negocio retenida una vez pagados los dividendos a los accionistas.

Los Administradores del Grupo consideran como indicador de seguimiento de la situación financiera el nivel de apalancamiento consolidado, considerando este ratio como el cociente resultante de dividir la deuda financiera neta entre el patrimonio neto, cuyo dato a 31 de diciembre de 2010 y 2009 era el siguiente:

<i>Millones de Euros</i>		
Apalancamiento		
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Deuda Financiera Neta	15.336	18.562
Deuda Financiera no Corriente	16.256	19.512
Deuda Financiera Corriente	985	929
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	1.828	1.838
Derivados registrados en Activos Financieros (véanse Notas 10 y 13)	77	41
Patrimonio Neto	23.164	18.960
De la Sociedad Dominante	17.776	14.227
De los Intereses Minoritarios	5.388	4.733
Apalancamiento (%)	66,2	97,9

Hay que señalar que la cifra de endeudamiento del Grupo está afectada por el importante volumen de financiación del Déficit de Sistema Eléctrico en España, por lo que una vez que se complete el proceso de titulización del déficit en curso deberá producirse una significativa reducción de la Deuda Financiera Neta (véanse Notas 4.1. y 39).

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

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

A continuación se muestran los ratings a largo plazo asignados por las Agencias de calificación crediticia a ENDESA a 31 de diciembre de 2010 y 2009 los cuales corresponden a niveles de «investment grade»:

Rating Largo Plazo		
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Fitch	A	A
Moody's	A3 (*)	A3
Standard & Poor's	A- (*)	A-

(*) En revisión para posible bajada.

15.1.11. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

Ciertas sociedades del Grupo cuentan con cláusulas incluidas en sus contratos financieros cuyo cumplimiento es requisito para efectuar distribuciones de resultados a los accionistas. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe de los saldos de deuda pendientes afectos a estas restricciones asciende a 784 y 963 millones de euros, respectivamente.

Adicionalmente, como consecuencia de los cortes de suministro realizados en Buenos Aires los días 22 a 31 de diciembre de 2010, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (en adelante, «ENRE») ha suspendido sine die el análisis del reparto

de dividendos de Edesur del ejercicio 2009, habiendo recurrido la sociedad en sede administrativa dicha resolución.

15.1.12. Otra información

Determinados miembros de la Alta Dirección de ENDESA que proceden de ENEL son beneficiarios de algunos de los planes de remuneración de ENEL basados en el precio de la acción de ENEL.

El coste de estos planes es asumido por ENEL sin realizar ninguna repercusión a ENDESA. Las principales características de estos planes en lo que afecta a miembros de la Alta Dirección de ENDESA son las siguientes:

Plan de opciones sobre acciones de 2008

El número básico de opciones otorgadas a cada beneficiario se determinó en función de su retribución bruta anual, de la importancia estratégica de su cargo, y de la cotización de las acciones de ENEL al inicio del período cubierto por el Plan (2 de enero de 2008).

El Plan establece dos objetivos operativos, beneficio por acción y rendimiento del capital invertido, ambos calculados sobre una base consolidada y para el período 2008-2010 determinado en función de los importes señalados en los presupuestos de dichos ejercicios.

En función del grado de cumplimiento de ambos objetivos, el número de opciones ejercitable por cada beneficiario se determina en función de una escala de resultados establecida por el Consejo de Administración de ENEL, que podrá variar, en sentido ascendente o descendente, en un porcentaje del 0% al 120%.

Una vez verificado el cumplimiento de los objetivos corporativos, las opciones pueden ejercitarse a partir del tercer ejercicio siguiente al de otorgamiento, y hasta el sexto ejercicio a partir del otorgamiento.

El cuadro que figura a continuación resume la evolución del Plan:

Número de Opciones	Plan 2008
Opciones Otorgadas a 31 de Diciembre de 2008	567.182
Opciones Ejercitadas a 31 de Diciembre de 2008	—
Opciones Vencidas a 31 de Diciembre de 2008	—
Opciones Pendientes a 31 de Diciembre de 2008	—
Opciones Vencidas en 2009	—
Opciones Pendientes a 31 de Diciembre de 2009	567.182
Opciones Vencidas en 2010	—
Opciones Pendientes a 31 de Diciembre de 2010	567.182
Valor Razonable a la Fecha de Otorgamiento (Euro)	0,165
Volatilidad	21%
Vencimiento de las Opciones	Diciembre de 2014

Plan de participaciones restringidas de 2008

Este Plan está dirigido a la Dirección del Grupo ENEL y sus beneficiarios se dividen en tramos, de manera que el número básico de participaciones otorgadas a cada beneficiario se determinó en función de la retribución bruta anual del tramo, y de la

cotización de las acciones de ENEL al inicio del período cubierto por el Plan (2 de enero de 2008). El derecho al ejercicio de las participaciones está sujeto a la condición de que los Directivos afectados mantengan su condición de empleados del Grupo, con algunas excepciones.

El Plan establece un objetivo operativo, de condición suspensiva, representado por:

- (i) Para el primer 50% de participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2009, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.
- (ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2010, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.

Si se alcanza el objetivo mínimo descrito anteriormente, el número de participaciones efectivamente ejercitable por cada beneficiario se determina como sigue:

- (i) Para el primer 50% del número básico de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2009 entre los resultados de las acciones ordinarias de ENEL en la bolsa de valores italiana y los de un determinado índice de referencia.
- (ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010 entre los resultados de las acciones ordinarias de ENEL en la bolsa de valores italiana y los del índice de referencia.

El número de participaciones ejercitables podrá variar con respecto al número de participaciones otorgadas en un porcentaje comprendido entre el 0% y el 120%, sobre la base de una escala específica de resultados.

En el caso de no alcanzar el objetivo mínimo en el primer bienio, podrá recuperarse el primer tramo del 50% si dicho objetivo se alcanzase a lo largo del trienio. Igualmente, existe la posibilidad de ampliar la validez del nivel de resultados registrado en el período 2008-2010 al período 2008-2009.

En función del grado de cumplimiento de ambos objetivos, del número de participaciones otorgadas, el 50% podrá ejercitarse a partir del segundo ejercicio siguiente al de otorgamiento, y el 50% restante a partir del tercero, con el límite del sexto.

El cuadro que figura a continuación resume la evolución del Plan:

Número de Participaciones Restringidas	Participaciones Restringidas 2008
Participaciones Restringidas Pendientes a 31 de diciembre de 2008	60.659
Participaciones Restringidas Vencidas en 2009	—
Participaciones Restringidas Pendientes a 31 de diciembre de 2009, de las cuales, ejercitables a 31 de diciembre de 2009	60.659
Participaciones Restringidas Vencidas en 2010	—
Participaciones Restringidas Ejercitadas en 2010	16.880
Participaciones Restringidas Pendientes a 31 de diciembre de 2010, de las cuales, ejercitables a 31 de diciembre de 2010	43.779
Valor Razonable a la Fecha de Otorgamiento (Euro)	3,16
Valor Razonable a 31 de diciembre de 2010 (Euro)	4,47
Vencimiento de las Participaciones Restringidas	Diciembre de 2014

15.2. Patrimonio neto: De los Intereses Minoritarios

En noviembre de 2010 ENDESA, a través de Generalima, S.A.C. (en adelante, «Generalima»), ha adquirido el 36,497% de Empresa Eléctrica de Piura (en adelante, «EEPSA») por 30 millones de euros. A raíz de esta operación EEPSA, ha quedado participada por Eléctrica de Cabo Blanco, S.A. (en adelante, «ELECTSA») (60%), Generalima (36,497%) y el 3,503% restante ha quedado como participación de los accionistas minoritarios ajenos al Grupo ENDESA.

16. Ingresos diferidos

El movimiento de este epígrafe del Balance de Situación Consolidado adjunto durante los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>		
	Subvenciones y Derechos de Acometida	Derechos de Emisión (Véanse Notas 7 y 24)	Total
Saldo a 1 de enero de 2009	3.183	12	3.195
Incorporación/Reducción de Sociedades	—	5	5
Altas	518	337	855
Imputación a Resultados	(100)	(325)	(425)
Diferencias de Conversión	(1)	—	(1)
Otros	(6)	13	7
Saldo a 31 de diciembre de 2009	3.594	42	3.636
Incorporación/Reducción de Sociedades	(35)	(3)	(38)
Altas	459	318	777
Imputación a Resultados	(118)	(236)	(354)
Diferencias de Conversión	(2)	—	(2)
Otros	(46)	(37)	(83)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	3.852	84	3.936

17. Provisiones no corrientes

El desglose de este epígrafe en el Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	1.257	1.013
Planes de Reestructuración de Plantilla	1.479	1.617
Otras Provisiones	1.978	1.816
Total	4.714	4.446

17.1. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

Los trabajadores de las empresas del Grupo en España incluidos en el Acuerdo Marco de 25 de octubre de 2000 son partícipes del Plan de Pensiones de los Empleados del Grupo ENDESA. La mayor parte lo son en régimen de aportación definida para la contingencia de jubilación, y de prestación definida para las contingencias de invalidez y fallecimiento en activo.

No obstante, existen dos grandes colectivos de trabajadores, de número acotado en tanto que no puede haber nuevas incorporaciones, que no corresponden al modelo general, anteriormente indicado. Estos colectivos son:

- *Trabajadores de Ordenanza Eléctrica de la antigua ENDESA*: Sistema de pensiones de prestación definida de jubilación, invalidez y fallecimiento, tanto en la etapa activa como pasiva. El carácter predeterminado de la prestación de jubilación y su aseguramiento íntegro eliminan cualquier riesgo respecto de la misma. Las restantes prestaciones están también garantizadas mediante contratos de seguros. Así, salvo en lo concerniente a la prestación de fallecimiento de jubilados, el seguimiento de este sistema no es muy diferente del que precisan los planes mixtos descritos en los párrafos anteriores.
- *Trabajadores del ámbito Fecsa/Enher/HidroEmpordá*: Plan de pensiones de prestación definida con crecimiento salarial acotado con el Índice de Precios al Consumo (en adelante, «IPC»). En este caso su tratamiento corresponde estrictamente al de un sistema de prestación definida.

Adicionalmente, existen obligaciones de prestación de determinados beneficios sociales a los empleados durante el período de jubilación, principalmente relacionados con el suministro eléctrico. Estas obligaciones no se han externalizado y se encuentran cubiertas con la correspondiente provisión interna.

Fuera de España, existen compromisos por pensiones de prestación definida fundamentalmente en Brasil.

Las hipótesis utilizadas para el cálculo del pasivo actuarial para los compromisos de prestación definida no asegurados han sido los siguientes a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

	España		Resto de Países	
	2010	2009	2010	2009
Tipo de Interés	3,37%	3,5%	2,78%/10,5%	6,5%/11,5%
Tablas de Mortalidad	PERM/F 2000	GRM/F 95	AT83-ISS1980-89	AT83-ISS1980-89/RV 2004
Rendimiento Esperado de los Activos	2,87%-3,87%	4,0%-4,1%	12,09%	11,3%/12,6%
Revisión Salarial	2,3%	2,3%	3,0%/7,6%	3,0%/6,6%

A continuación se presenta la información sobre los pasivos actuariales para los compromisos de prestación definida a 31 de diciembre de 2010 y 2009 y su variación en ambos ejercicios:

	Millones de Euros	
	2010	2009
Pasivo Actuarial Inicial	2.587	1.909
Gastos Financieros	144	131
Costes de los Servicios en el Período	35	25
Beneficios Pagados en el Período	(151)	(134)
Otros Movimientos	2	16
Pérdidas (Ganancias) Actuariales	213	502
Diferencias de Conversión	103	130
Cambios en el Perímetro de Consolidación	(4)	8
Pasivo Actuarial Final	2.929	2.587

A 31 de diciembre de 2010 el importe total del pasivo actuarial final se corresponde en un 68% con compromisos de prestación definida localizados en España (72% a 31 de diciembre de 2009), en un 25% con compromisos localizados en Brasil (21% a 31 de diciembre de 2009), y el 7% restante a compromisos localizados en el resto de países (7% a 31 de diciembre de 2009).

Los cambios en el valor de mercado de los activos afectos a los planes durante los ejercicios 2010 y 2009 son los siguientes:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Valor de Mercado Inicial	1.581	1.176
Rendimiento Esperado	104	83
Aportaciones del Período	89	105
Pagos	(151)	(134)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	4	254
Diferencias de Conversión	65	97
Otros Movimientos	(1)	—
Valor de Mercado Final	1.691	1.581

A 31 de diciembre de 2010 el valor de mercado de los activos afectos a planes se corresponde en un 65% con activos localizados en España (70% a 31 de diciembre de 2009) y en un 35% en Brasil (30% a 31 de diciembre de 2009).

Las principales categorías de los activos de los planes de prestación definida, en términos porcentuales sobre el total de activos, durante los ejercicios 2010 y 2009 son los siguientes:

	<i>Porcentaje (%)</i>	
	2010	2009
Acciones	25	27
Activos de Renta Fija	69	68
Inversiones Inmobiliarias y Otros	6	5
Total	100	100

Los activos afectos a los planes de prestación definida a 31 de diciembre de 2010 incluyen acciones y bonos de sociedades del Grupo ENDESA por importe de 10 millones de euros (18 millones de euros a 31 de diciembre de 2009), cuentas a cobrar al Grupo transmisibles surgidas por los Planes de Reequilibrio por importe de 38 millones de euros (95 millones de euros a 31 de diciembre de 2009) e inmuebles utilizados por las filiales del Grupo en Brasil por importe de 6 millones de euros (6 millones de euros a 31 de diciembre de 2009).

La rentabilidad esperada de los activos afectos se ha estimado teniendo en cuenta las previsiones de los principales mercados financieros de renta fija y variable, y asumiendo que las categorías de activos tendrán una ponderación similar a la del ejercicio anterior. La rentabilidad real del ejercicio 2010 ha sido del 0,4% positiva en España y del 1,9% negativa en el resto de países (12,4% positiva en España y 18,3% positiva en el resto de países en 2009).

A continuación se presenta el saldo registrado en el Balance de Situación Consolidado adjunto como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor de mercado de los activos afectos:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Pasivo Actuarial	2.929	2.587
Activos Afectos	1.691	1.581
Diferencia	1.238	1.006
Limitación del Superávit por Aplicación de CINIF 14	24	14
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	1.262	1.020

El importe registrado en el Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2010 incluye: 1.257 millones de euros (1.013 millones de euros a 31 de diciembre de 2009) en el epígrafe del pasivo «Provisiones no Corrientes: Provisiones por Pensiones y Obligaciones Similares», 5 millones de euros (cero millones de euros a 31 de diciembre de 2009) en el epígrafe del activo «Activos Financieros no Corrientes: Créditos y Cuentas a Cobrar», 5 millones de euros en el epígrafe del pasivo «Provisiones Corrientes: Provisiones por Pensiones y Obligaciones Similares» (4 millones de euros a 31 de diciembre de 2009) y 5 millones de euros en el epígrafe «Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» (5 millones de euros a 31 de diciembre de 2009).

El importe registrado en la Cuenta de Resultados Consolidada por las obligaciones de pensiones de prestación definida han sido los siguientes:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Coste Corriente del Ejercicio	(26)	(25)
Costes Financieros	(144)	(131)
Rentabilidad Prevista de los Activos Afectos	104	83
Total	(66)	(73)

El coste corriente del ejercicio imputado en la Cuenta de Resultados Consolidada no incluye 9 millones de euros en 2010 y 6 millones de euros en 2009 del coste corriente del ejercicio correspondiente a personal prejubilado que estaba registrado previamente como provisión en el epígrafe «Provisión por Reestructuración de Plantilla» y que ha sido traspasado durante el ejercicio a las obligaciones por pensiones.

Conforme a la mejor estimación disponible, las aportaciones previstas para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2011 ascenderán aproximadamente a 75 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2010, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por pensiones ante fluctuaciones de 100 puntos básicos en los tipos de interés es de una disminución de 423 millones de euros (343 millones de euros a 31 de diciembre de 2009) en caso de aumento de tipo de interés y de un aumento de 529 millones de euros (364 millones de euros a 31 de diciembre de 2009) en caso de disminución de tipo de interés.

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida se registran en el epígrafe «Gastos de Personal» de la Cuenta de Resultados Consolidada. Los importes registrados por este concepto en los ejercicios 2010 y 2009 han ascendido a 61 y 76 millones de euros respectivamente. Adicionalmente, se han aportado 53 y 55 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, que estaban incluidos previamente en el epígrafe de «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla».

17.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

Las obligaciones recogidas en el Balance de Situación Consolidado en concepto de provisiones para planes de reestructuración de plantilla surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual suscritos con los trabajadores del Grupo en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar un régimen complementario al otorgado por el sistema público para la situación de cese de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

El movimiento del epígrafe «Otras Provisiones no Corrientes» del pasivo del Balance de Situación Consolidado adjunto durante los ejercicios 2010 y 2009 se muestra a continuación:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Saldo Inicial	1.617	1.506
Dotaciones con cargo a Resultados del Ejercicio		
Gastos de Personal	132	319
Resultados Financieros	45	260
Aplicaciones		
Pagos	(351)	(298)
Trasposos y Otros	36	(170)
Saldo Final	1.479	1.617

Adicionalmente, el epígrafe «Provisiones Corrientes» del Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2010, incluye 393 millones de euros correspondientes a provisiones para planes de reestructuración de plantilla cuyo pago está previsto en el ejercicio 2011 (459 millones de euros a 31 de diciembre de 2009) (véase Nota 24).

Estos pasivos corresponden prácticamente en su totalidad a los expedientes de regulación de empleo firmados por las sociedades del Grupo en España.

A 31 de diciembre de 2010 existen principalmente tres tipos de planes vigentes:

Expedientes de regulación de empleo aprobados en las antiguas empresas con anterioridad al proceso de reordenación societaria de 1999

Para estos expedientes de regulación de empleo ha finalizado el plazo para que los empleados puedan acogerse por lo que la obligación corresponde prácticamente en su totalidad a empleados que ya han causado baja en la compañía. El colectivo considerado en la valoración es de 2.417 personas (2.769 personas a 31 de diciembre de 2009).

Plan voluntario de salidas aprobado en 2000

El Plan afecta a los trabajadores con diez o más años de antigüedad reconocida en el conjunto de empresas afectadas a 31 de diciembre de 2005.

Los trabajadores mayores de 50 años, a 31 de diciembre de 2005, tienen derecho a acogerse a un plan de prejubilación a los 60 años, pudiendo incorporarse al mismo desde la fecha en que cumplen los 50 años hasta los 60 años con el mutuo acuerdo del trabajador y la empresa.

La aplicación del Plan para trabajadores menores de 50 años, a 31 diciembre de 2005, requiere solicitud escrita del trabajador y aceptación de la empresa.

Las condiciones aplicables a los trabajadores menores de 50 años afectados por el Plan voluntario del año 2000 consisten en una indemnización de 45 días de salario por año de servicio más una cantidad adicional de 1 ó 2 anualidades en función de la edad a 31 de diciembre de 2005.

El colectivo total considerado en la valoración es de 3.599 personas, de las cuales 2.374 se encuentran actualmente en situación de prejubilación (3.928 personas y 1.755 personas, respectivamente, a 31 de diciembre de 2009).

Las dotaciones realizadas contra gastos de explotación incluyen 136 millones de euros en 2010 y 298 millones de euros en 2009 correspondientes al coste del adelanto en la fecha de salida prevista para determinados colectivos afectados por este Plan.

Planes Mineros 2006-2012

Los trabajadores tienen derecho a acogerse al cumplir 52 años de edad física o equivalente durante el período 2006-2012, siempre y cuando reúnan a esa fecha al menos tres años de antigüedad y ocho años en puesto con coeficiente reductor. La adhesión al Plan se realiza de mutuo acuerdo entre el trabajador y la empresa.

El colectivo total considerado en la valoración es de 903 personas, de las cuales 543 se encuentran actualmente en situación de prejubilación (900 personas y 435 personas, respectivamente, a 31 de diciembre de 2009).

Las condiciones económicas aplicables a los trabajadores que se acojan a dichos planes de prejubilación son básicamente, las siguientes:

- La empresa garantiza al empleado, desde el momento de la extinción de su contrato y hasta la primera fecha de jubilación posible posterior a la finalización de las prestaciones contributivas por desempleo y, como máximo, hasta el momento en el que el afectado que cumpliendo la edad de jubilación cause el derecho, una indemnización en pagos periódicos en función de su última retribución anual, revisable en función del IPC.
- De las cuantías resultantes se deducen las prestaciones y subsidios derivados de la situación de desempleo como cualesquiera otras ayudas oficiales a la prejubilación que se perciban con anterioridad a la situación de jubilado.

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las obligaciones por estos expedientes de regulación de empleo son las siguientes:

	2010	2009
Tipo de Interés	2,49%	2,7%
IPC	2,3%	2,3%
Tablas de Mortalidad	PERM/F 2000	GRM/F 95

A 31 de diciembre de 2010, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por planes de reestructuración de plantilla ante fluctuaciones de 100 puntos básicos en los tipos de interés es de una disminución de 118 millones de euros (98 millones de euros a 31 de diciembre de 2009) en caso de aumento de tipo de interés, y de un aumento de 141 millones de euros (117 millones de euros a 31 de diciembre de 2009) en caso de disminución de tipo de interés.

17.3. Otras provisiones

El movimiento y composición del epígrafe «Otras Provisiones» del pasivo del Balance de Situación Consolidado adjunto durante los ejercicios 2010 y 2009 se muestra a continuación:

	<i>Millones de Euros</i>		
	Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2009	1.268	548	1.816
Dotaciones Netas con cargo a Resultados del Ejercicio	216	10	226
Dotaciones con cargo a Inmovilizado	—	83	83
Pagos	(56)	(17)	(73)
Diferencias de Conversión	41	3	44
Trasposos y Otros	(86)	(32)	(118)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	1.383	595	1.978

	<i>Millones de Euros</i>		
	Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	Total
Saldo a 31 de Diciembre de 2008	1.369	352	1.721
Dotaciones Netas con cargo a Resultados del Ejercicio	54	29	83
Dotaciones con cargo a Inmovilizado	—	64	64
Pagos	(136)	(22)	(158)
Diferencias de Conversión	65	—	65
Trasposos y Otros	(84)	125	41
Saldo a 31 de Diciembre de 2009	1.268	548	1.816

El movimiento de la línea «Trasposos y Otros» recoge el traspaso al epígrafe «Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de aquellas provisiones que a 31 de diciembre estaban asociadas a activos mantenidos para la venta (véanse Notas 3j y 33.)

Litigios y arbitrajes

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que se hallan incurso las sociedades del Grupo son los siguientes:

- En el ejercicio 2002 EdF International (en adelante, «EdF») interpuso demanda de arbitraje ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional contra ENDESA Internacional, S.A. (hoy ENDESA Latinoamérica, S.A. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «ENDESA Latinoamérica»), Repsol YPF, S.A. (en adelante, «Repsol») e YPF S.A. (en adelante, «YPF») en la que solicita se condene a la primera a que pague a EdF la suma de 256 millones de dólares más intereses y al Grupo Repsol YPF a que igualmente pague a EdF la suma de 69 millones de dólares más intereses. Esta demanda fue contestada por ENDESA Latinoamérica, Repsol e YPF presentando asimismo demanda reconvenzional solicitando que EdF pague a ENDESA Latinoamérica la suma de 58 millones dólares y a YPF la suma de 14 millones de dólares. Este contencioso tiene su origen en la venta al grupo francés EdF de las participaciones de YPF y ENDESA Latinoamérica en las sociedades argentinas Easa y Edenor. Con fecha 22 de octubre de 2007 se emitió el laudo por parte del Tribunal. En síntesis, el laudo estimó parcialmente la demanda y parcialmente la reconvenzión. Como consecuencia de ello se condenó a

ENDESA Latinoamérica a pagar a EdF 100 millones de dólares como deuda neta, más intereses, sin condenar en costas a ninguna de las partes. Todas las partes, demandante y codemandadas, plantearon recurso de nulidad parcial contra dicho laudo. En abril de 2008 ENDESA Latinoamérica e YPF obtuvieron de la justicia ordinaria argentina (Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial) sendas resoluciones accediendo a la suspensión de los efectos del laudo en tanto no se sustanciase el recurso e impidiendo por tanto la ejecución del laudo por parte de EdF. Con fecha de 16 de diciembre de 2009 fue notificada la Sentencia de la Corte de Apelaciones (Resolución de 9 de diciembre 2009) mediante la cual se declara la nulidad del laudo arbitral dictado el 22 de octubre de 2007, que queda «sin eficacia jurídica»; por ello, se deja sin efecto la obligación de pago de ENDESA prevista en el laudo de aproximadamente 100 millones de dólares, sin intereses. La referida Resolución de 9 de diciembre de 2009 fue objeto de Recurso Extraordinario Federal por parte de EdF a principios de febrero de 2010, el cual fue desestimado con fecha 9 de marzo. No obstante EdF interpuso un nuevo recurso ante la Corte Suprema contra la resolución que desestima su Recurso Extraordinario federal y, de nuevo y en este caso en julio 2010, la Corte Suprema inadmitió el último de los posibles recursos de EdF, por lo que ENDESA no tendrá que hacer frente a ningún pago. El arbitraje ha finalizado, por tanto, pero, si bien EdF ha intentado ejecutar el laudo arbitral en diversas jurisdicciones: España, Estados Unidos, Chile y Brasil sin éxito.

- Existen tres procedimientos judiciales en curso contra EDE de los que pudiera resultar probable la obligación de atender diversas reclamaciones, cuyo importe global ascendería a 44 millones de euros. Por otra parte, la Generalitat de Cataluña impuso una sanción de 10 millones de euros en expediente sancionador a dicha sociedad por los incidentes en el suministro producidos en la ciudad de Barcelona el 23 de julio de 2007. Dicha sanción ha sido recurrida con solicitud de suspensión, suspensión que fue aceptada con fecha 2 de abril de 2009 por el Tribunal Superior de Justicia (en adelante, «TSJ») de Cataluña. El juicio se celebró el pasado 23 de noviembre de 2010 y se encuentra pendiente de sentencia.
- En el mes de marzo de 2009, se interpuso por parte de Josel, S.L., contra EDE, demanda de resolución contractual por la venta de determinados inmuebles, como consecuencia de modificaciones en la calificación urbanística de los mismos, en la que se reclamaba la devolución de 85 millones de euros más intereses. El 3 de abril de 2009 fue contestada dicha demanda, oponiéndose EDE a la pretendida resolución contractual. El 20 de octubre de 2009 se celebró la Audiencia Previa, habiéndose celebrado la vista del juicio el 13 de julio de 2010.
- El 11 de mayo de 2009 el Ministro de Industria, Turismo y Comercio (en adelante, «MITyC») dictó Orden Ministerial por la que impuso cuatro sanciones por valor acumulado de 15 millones de euros a ENDESA Generación, como explotador responsable de la central nuclear Ascó I, en relación con la liberación de partículas radiactivas en dicha central en diciembre de 2007, por la comisión de cuatro infracciones graves tipificadas por la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear. Tal Orden fue recurrida ante la Audiencia Nacional. Simultáneamente, el Director General de Política Energética y Minas impuso dos sanciones por valor acumulado de 90 mil euros por infracciones leves derivadas de los mismos incidentes, sanciones que fueron recurridas en alzada y posterior contencioso. Mediante Auto de la Audiencia Nacional de 1 de diciembre de 2009, a instancia de ENDESA, se acordó la suspensión cautelar de la ejecutividad de la resolución impugnada, prestándose por ENDESA, ante el Tribunal, aval bancario por el importe de la sanción, 15 millones de euros. Dicho recurso sigue pendiente de resolución sobre la cuestión principal, encontrándose desde el 14 de septiembre de 2010 en periodo de conclusiones y pendiente de sentencia.

- El 8 de mayo de 2008 se dictó sentencia en el recurso de casación interpuesto por ENDESA ante el Tribunal Supremo contra sentencia de la Audiencia Nacional por la que se anuló la Orden de 29 de octubre de 2002, reguladora de los Costes de Transición a la Competencia (en adelante, «CTC») correspondientes al año 2001, dictada en recurso contencioso-administrativo 825/2002 interpuesto por Iberdrola. El Tribunal Supremo desestima la pretensión de ENDESA de que se casase la sentencia de la Audiencia Nacional. Se estima que su ejecución no debería tener un efecto económico significativo para la Sociedad.
- La Orden del MITyC de 3 de julio de 2009 acordó que el 6 de julio de 2013 cesaría definitivamente la explotación de la Central Nuclear Santa María de Garoña, propiedad de Nuclenor S.A. (en adelante, «Nuclenor») (sociedad participada al 50% por ENDESA Generación e Iberdrola Generación, S.A.). Frente a la solicitud de prórroga de las licencias existentes por otros diez años, el MITyC limitó dicha prórroga a cuatro años. El 14 de septiembre de 2009 se presentó recurso contencioso ante la Audiencia Nacional contra la Orden y el 23 de septiembre de 2009 se notificó la admisión a trámite. El 24 de marzo de 2010 se presentó demanda en la que se solicita la anulación de la Orden, y el 4 de octubre de 2010 se propuso prueba cuya admisión ha sido recurrida por uno de los codemandados.
- El 24 de junio de 2009, la Dirección de Investigación (integrada dentro del Ministerio de Economía) denunció ante la Comisión Nacional de Competencia (en adelante, «CNC») a varias empresas de distribución eléctrica (ENDESA, Iberdrola, Hidrocanábico, Unión Fenosa y E.On) por una supuesta violación del artículo 1, de la Ley 15 / 2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia y 81 del Tratado CE, consistente en la existencia de acuerdos colusorios que, siempre según la autoridad de competencia, habrían sido suscritos para impedir, restringir o falsear la competencia en el mercado nacional de suministro de electricidad. El expediente sancionador incoado por la CNC tiene como objeto analizar la existencia de posibles acuerdos ilegales entre las empresas de distribución consistentes en haber retrasado el proceso de cambio de comercializador. La Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (en adelante, «ACIE») presentó escrito de alegaciones, contra las cuales presentó ENDESA las suyas el 26 de noviembre de 2009. Hasta la fecha, no hay propuesta concreta en el procedimiento de lo que podría ser la sanción definitiva, si bien el expediente ha sido recientemente ampliado tanto en los sujetos (incluyéndose también a la patronal eléctrica Asociación Española de Industria Eléctrica UNESA) como en las imputaciones (incluyéndose posibles pactos colusorios para captar grandes clientes). La Dirección de Investigación ha presentado propuesta de resolución y ENDESA ha presentado sus alegaciones en fecha el pasado 13 de agosto de 2010. Tras el traslado preceptivo efectuado a la Comisión Europea, en la actualidad está pendiente de resolución por el Consejo de la CNC.
- En diciembre de 2001, la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de clarificar la sujeción al COFINS (impuesto brasileño que recae sobre los ingresos) de la venta de energía realizada por las empresas eléctricas. La Constitución establece que los cambios legislativos entran en vigor 90 días después de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. Sin embargo, la Receita Federal argumenta que la norma constitucional se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley, pero no aplica en el caso de la norma constitucional, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. La cantidad en discusión en los tribunales de justicia asciende a 45 millones de euros.

- En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla una liquidación tributaria que ha sido recurrida. La Administración entiende que el régimen tributario especial, que exonera de tributación en Brasil a los intereses percibidos por los subscriptores de una emisión de «Fixed Rate Notes» realizada por Ampla en 1998, no es aplicable. El 6 de diciembre de 2007 Ampla obtuvo éxito en la segunda instancia administrativa, pero la Hacienda Pública brasileña presentó recurso especial al Consejo Superior de Recursos Fiscales, lo cual sigue pendiente de decisión. La cantidad en discusión asciende a 335 millones de euros.
- En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro estableció que el ICMS (equivalente al IVA) debería ser determinado y pagado los días 10, 20 y 30 del mismo mes del devengo, pero Ampla continuó pagando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (hasta el quinto día del mes siguiente al de su devengo). No obstante un acuerdo informal con el Estado de Río de Janeiro, y de dos sendas leyes de amnistía fiscal, en octubre de 2004 el Estado de Río de Janeiro levantó acta contra Ampla para cobrar la multa por los pagos efectuados con retraso, acta que fue recurrida por Ampla. En febrero de 2007 Ampla fue notificada de la decisión administrativa de primera instancia, la cual confirmó el Acta levantada por el Estado de Río de Janeiro. El 23 de marzo se presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes del Estado de Río de Janeiro, el cual también confirmó el Acta, por decisión del 26 de agosto de 2010. Ampla presentó nuevo recurso, ahora ante al Consejo Pleno de Contribuyentes del Estado de Río de Janeiro que sigue pendiente de decisión. La cuantía en discusión asciende a 76 millones de euros.
- El 19 de marzo de 2009 el Tribunal arbitral constituido por la «Cámara de Conciliación y Arbitraje de la Fundación Getúlio Vargas de Río de Janeiro» en 2005 a petición de «Enertrade Comercializadora de Energía, S.A.» (en adelante, «Enertrade») por demanda arbitral contra Ampla, la filial brasileña de ENDESA Latinoamérica, derivada de diferencias en un contrato de suministro de energía eléctrica, dictó laudo en el que dispone que dicha filial de ENDESA debía pagar la cantidad reclamada por la demandante más intereses de demora, acordando igualmente la resolución del contrato de suministro existente. El impacto financiero de la resolución se estima en unos 85 millones de reales brasileños (aproximadamente 36 millones de euros). Ampla presentó un recurso de nulidad contra el referido laudo en mayo de 2009 así como la solicitud de medidas cautelares para la suspensión de los efectos del laudo arbitral hasta que se resolviese el recurso interpuesto, las cuales se concedieron. El juicio se encuentra pendiente de sentencia de nulidad del Laudo.
- El 30 de julio de 2007 Iberdrola, S.A. reclamó de ENDESA ante el Juzgado de lo Mercantil nº 3 supuestos daños sufridos como consecuencia de la suspensión de la OPA de Gas Natural sobre ENDESA y del acuerdo entre Gas Natural e Iberdrola para repartirse los activos de ENDESA acordada por dicho juzgado. El importe de los daños cuya indemnización se reclama es de 144 millones de euros, correspondientes prácticamente en su totalidad a supuestos daños morales por haberse perjudicado la reputación, buen nombre y prestigio de Iberdrola como consecuencia de la adopción de las medidas cautelares.
- Con fecha 19 de mayo de 2009, el Ayuntamiento de Granadilla de Abona (Tenerife) notificó Decreto de la Alcaldía por el que acuerda imponer a ENDESA la sanción de 72 millones de euros por construir la Central Generadora de Ciclo Combinado 2 sin licencia de obras. El Gobierno Canario ha suspendido el 2 de junio el Planeamiento urbanístico vigente para posibilitar el otorgamiento de esta licencia de obras. Unelco ha interpuesto el pertinente recurso contencioso-administrativo contra la sanción. El 18 de septiembre de 2009 obtuvo una medida cautelar cuyo efecto fue la suspensión del pago de la sanción. El 26 de febrero de 2010 se presentó la demanda y con fecha 1 de septiembre se abrió el periodo de prueba.

- Por Resolución de 2 de abril de 2009 la CNC ha impuesto a EDE una multa de 15 millones de euros por la comisión de una infracción contra el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia (en adelante, «LDC») y 82 del TUE, supuestamente consistente en el abuso de posición dominante ocasionado por obstaculizar el acceso de la empresa comercializadora Céntrica Energía, S.L. (en adelante, «Céntrica») al Sistema de Información de Puntos de Suministro (en adelante, «SIPS»), creado por el Real Decreto 1535/2002, de 4 de junio, y ceder sus datos comerciales de clientes a la empresa comercializadora de su Grupo, ENDESA Energía. Con fecha 18 de mayo de 2009 ha sido recurrida ante la Audiencia Nacional con petición de suspensión. El 27 de mayo de 2009 la CNC acordó abstenerse de ejecutar la Resolución en tanto no se pronuncie la Audiencia Nacional.
- En mayo de 2010 se ha incoado expediente sancionador por la CNC contra EDE y otras empresas eléctricas como consecuencia de una denuncia de la Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas (en adelante, «FENIE») como consecuencia de un posible comportamiento contrario a la competencia por parte de las empresas distribuidoras. Según la Dirección de Investigación de la CNC, el abuso habría consistido en el uso de la información de la que cuenta ENDESA como distribuidora para desarrollar actividades en el mercado de instalaciones eléctricas de extensión de la red de distribución. Se considera, además, que los demás servicios eléctricos ofrecidos por la comercializadora ENDESA Energía podrían estar distorsionando la competencia en los mercados de instalación y reparación de aparatos eléctricos, mercado conexo al de distribución y, en el que EDE goza de una clara posición de dominio. EDE ha presentado alegaciones.
- La CNC ha estado investigando supuestas prácticas restrictivas de la competencia en el mercado español de la electricidad. Según ella, de la información obtenida y del análisis preliminar realizado, se deduce que existen indicios racionales de la comisión, por parte de determinadas empresas generadoras, de una infracción del artículo 6 de la Ley 16/1989 de Defensa de la Competencia y del artículo 2 de la LDC, consistentes en el abuso de posición dominante en la resolución de restricciones técnicas. Asimismo, sigue diciendo la CNC, de conformidad con lo dispuesto en dicha Resolución, el paralelismo de las actuaciones de los agentes involucrados en la resolución de restricciones técnicas y en la actuación de sus comercializadoras de energía eléctrica podría constituir una actuación coordinada, contraria, en su caso, al artículo 1 de la Ley 16/1989 y al artículo 1 de la LDC. Finalmente, el 1 de octubre de 2009 se ha acordado la incoación de expediente sancionador por conductas prohibidas en los artículos 1 y 6 de la Ley 16/1989, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (abuso de posición dominante), y en los artículos 1 y 2 de la LDC (prácticas colusorias). No hay aún cuantificación de la posible sanción. El 15 de septiembre de 2010 ENDESA tomó vista del expediente y la CNC sigue practicando diligencias.
- El 2 de marzo de 2010 se dicta resolución por la que se impone a EDE una sanción de 6 millones de euros como responsable de una infracción muy grave en materia de energía debido a los apagones en el subsistema de Mallorca-Menorca del 13 de noviembre de 2008 que provocaron la apertura de un procedimiento sancionador contra EDE el 2 de julio de 2009. Se ha interpuesto recurso contencioso-administrativo ante el Tribunal Superior de Justicia de Baleares con petición de suspensión.

- El 29 de marzo de 2010 se notifica resolución del Gobierno de Canarias por la que se sanciona a EDE por una infracción muy grave en su grado mínimo, ascendiendo la multa a 6 millones de euros, debido a la interrupción general del suministro eléctrico que tuvo lugar el 26 de marzo de 2009 en Tenerife. Por ello se inició un procedimiento sancionador contra EDE debido a una supuesta infracción del artículo 60.a.12 de la Ley del Sector Eléctrico. Se ha interpuesto recurso contencioso-administrativo ante el Tribunal Superior de Justicia de Canarias, con petición de suspensión.
- El 14 de junio de 2010 el Gobierno de Canarias dictó Orden por la que se acuerda la incoación de expediente sancionador a ENDESA Generación como entidad eventualmente responsable de una infracción muy grave como consecuencia del cero eléctrico que tuvo lugar en la Palma el 23 de septiembre de 2009, pudiendo ascender la multa a 6 millones de euros. ENDESA presentó sus alegaciones y petición de prueba el 8 de julio de 2010.
- A 31 de diciembre de 2010 existen cuatro procesos disciplinarios iniciados por la Consejería de Empleo, Industria y Comercio de Canarias por infracción muy grave de reglamentación presunto de la Ley 54/1997. Dos de ellos corresponden a EDE con motivo de los apagones que tuvieron lugar en Tenerife el 18 de febrero de 2010 y el 1 de marzo de 2010. Los otros dos procedimientos corresponden a UNELCO, por el apagón de Tenerife del 18 de febrero de 2010 y el La Palma de 16 de abril de 2010. El importe reclamado en cada proceso asciende a 6 millones de euros.
- En 1998 Cien firmó con Tractebel un contrato de suministro de energía y potencia para la importación de 300 MW con origen en Argentina a través de la línea de interconexión Argentina-Brasil de su propiedad. Como consecuencia de la crisis argentina, Cien no pudo llevar a cabo los suministros a Tractebel y por ello Cien fue finalmente demandada en noviembre de 2009, solicitando mediante escrito extrajudicial la rescisión del contrato y el pago de una serie de multas por un total aproximado de 380 millones de euros. A este escrito siguió una demanda judicial por parte de Tractebel en la que se reclamaba la suma de 117.666.976 reales brasileños (algo más de 50 millones de euros) más otras cantidades (penalidades por indisponibilidad de potencia firme y energía asociada comprometida en el contrato de 5 de mayo de 1998, intereses y costas, ...) y que serán determinadas en la fase de liquidación de sentencia. Cien contestó alegando la existencia de fuerza mayor derivada de la crisis argentina como argumento principal de su defensa. El proceso judicial sigue su curso y está pendiente del inicio de la fase procesal de pruebas. Además, en mayo de 2010 Tractebel ha comunicado a Cien, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión del 30% de la Línea I propiedad de Cien.
- Al igual que el anterior litigio, en 1998 Cien firmó con la sociedad pública brasileña Furnas un contrato de suministro de 700 MW de energía importada desde Argentina a través de la línea de interconexión Argentina-Brasil de su propiedad. Como consecuencia de la crisis argentina, Cien no pudo llevar a cabo los suministros a Furnas. Cien, con fecha de 15 de junio 2010, fue notificada de la presentación de la demanda judicial por parte de Furnas en la que alega el incumplimiento contractual por parte de Cien, da por rescindido el contrato y declara que pretende quedarse con la propiedad del 70% de la línea de interconexión y en virtud de ello reclama el pago de 235 millones de euros más ulteriores daños pendientes de cuantificar. A finales de julio Cien presentó el escrito de contestación a la demanda. A principios de octubre 2010 el juez acordó que se pasase a la fase de pruebas.

- Meridional era titular de un contrato de servicios civiles para determinados activos con CELF (propiedad del Estado de Río de Janeiro), quien terminó dicho contrato. Como consecuencia de la cesión de activos de CELF a Ampla, la constructora brasileña reclamó que esa cesión de activos había sido realizada en violación de sus derechos individuales y en fraude con el fin de evitar el pago de las cantidades pendientes y en 1998 demandó a Ampla. En marzo de 2009 los Tribunales resolvieron dando la razón a la constructora, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el ganado por Meridional en marzo de 2009 dando la razón a Ampla. La sociedad de construcciones brasileña interpuso un recurso contra la resolución de 15 de diciembre de 2009, el cual no fue admitido iniciándose ahora un largo proceso de recursos en diversas instancias que continúan sin resolverse definitivamente. El importe reclamado asciende a 39 millones de euros.
- En julio de 2010 fue notificada a ENDESA S.A. la instauración de un procedimiento arbitral para la revisión de la remuneración de un contrato de suministro de gas natural. El procedimiento arbitral estará sujeto a las reglas de la London Court of International Arbitration y el Tribunal tendrá sede en Madrid. Actualmente se está procediendo a la formación del Tribunal arbitral. No es posible en este momento indicar con precisión el alcance de esta reclamación.
- A raíz de las interrupciones en el servicio eléctrico registradas durante los días 22 al 29 de diciembre de 2010 en el sur de Buenos Aires, y conforme a las Disposición N° 01/2011 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad en Argentina (en adelante, «ENRE»), Edesur fue notificada para la realización de un auditoría integral técnica, legal, económica y financiera, por el término de treinta días, a efectos de verificar el grado de cumplimiento de las obligaciones esenciales por parte de la sociedad y de otros compromisos adquiridos. Dicha auditoría integral comenzó el 5 de enero de 2011 y, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, no se ha emitido el correspondiente informe.
- La Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, promulgada el 6 de enero de 2002 por las autoridades argentinas, dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur. Esa norma preveía, además, que los contratos de concesión de servicios públicos se renegociasen en un plazo razonable para adaptarlos a la nueva situación. Sin embargo, la falta de renegociación del contrato de concesión de Edesur motivó que Enersis, S.A. (en adelante, «Enersis»), Chilectra, S.A. (en adelante, «Chilectra»), ENDESA Chile y Elesur, S.A. (hoy Chilectra, S.A.) presentaron en el año 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (en adelante, «CIADI»). En la demanda se solicitó, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de 1.306.875.960 dólares (aproximadamente 978 millones de euros); por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de 318.780.600 dólares, (aproximadamente 238 millones de euros) en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, demandan las cantidades que resulten de los daños generador a partir del primero de julio de 2004; y, finalmente, 102.164.683 dólares (aproximadamente 76 millones de euros) para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. El 15 de junio de 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo. En el Acta Acuerdo se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una

Revisión Tarifaria Integral en la que se fijarán las condiciones para un período tarifario ordinario de cinco años. Tras diversas solicitudes, el arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo.

- La Companhia Brasileira de Antibióticos (en adelante, «CIBRAN») demandó a Ampla la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. La cuantía se estima en aproximadamente 46 millones de dólares (aproximadamente 34 millones de euros). El litigio se acumuló a otros seis procesos cuyo fundamento sería la interrupción del suministro de energía, y se encuentra en fase de discusión y prueba. El laudo pericial fue desfavorable en parte para Ampla por lo que el 27 de agosto de 2010 Ampla presentó impugnación a dicho laudo.
- Existen actualmente cuatro procesos judiciales iniciados en los años 2008 y 2009 en contra de Empresa Eléctrica Pangue, S.A. (en adelante, «Pangue») los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones consecuencia de la operación de la central hidroeléctrica Pangue, particularmente por vertidos ocurridos en el mes de julio de 2006. Pangue ha contestado dichas demandas sosteniendo que se ajustó a la normativa vigente en la operación de la central y actuó con la debida diligencia y cuidado, no existiendo relación de causalidad entre dichas inundaciones y los vertimientos de dicha central en el período mencionado. La cuantía de estos cuatro procesos que continúan vigentes asciende en conjunto a 17.718 millones de pesos chilenos (aproximadamente 28 millones de euros).
- En el año 2001 se presentó en contra de la filial Emgesa, Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. y de la Corporación Autónoma Regional una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace Emgesa de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, Emgesa se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de 3.000.000 millones de pesos colombianos (aproximadamente 1.167 millones de euros). Emgesa solicitó la vinculación de aproximadamente 80 entidades públicas y privadas que hacen vertidos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, motivo de lo cual el expediente fue enviado al Consejo de Estado encontrándose con recursos pendientes presentados por estas entidades ante este organismo.
- La Administración Tributaria peruana (SUNAT) entiende que no procede la deducción que hizo la empresa Edegel por la depreciación que se deriva de utilizar una tasa del 15% sobre el valor de los activos revaluados en el ejercicio 1996, por la parte que corresponde a intereses de financiamiento durante la etapa de construcción, ya que considera que la empresa no ha acreditado fehacientemente que era necesario obtener el financiamiento. La sociedad considera que la SUNAT interpretó de manera incorrecta la resolución del Tribunal Fiscal, por la cual éste únicamente ordenó verificar a la SUNAT si el valor de la tasación no excedía al valor de mercado que tenían los activos de la empresa en 1996 y no entrar en el tema referido a la parte del financiamiento incluido como mayor valor de los activos. El litigio se encuentra en apelación ante el Tribunal Fiscal. La cuantía en discusión asciende a 27 millones de euros.

Los Administradores de ENDESA consideran que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

18. Deuda Financiera

18.1. Deuda Financiera Corriente y no Corriente

El desglose de los epígrafes de Deuda Financiera Corriente y Deuda Financiera no Corriente a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>			
	31 de diciembre de 2010		31 de diciembre de 2009	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Obligaciones y otros Valores Negociables	393	8.131	265	8.845
Deudas con Entidades de Crédito	288	5.074	356	7.740
Participaciones Preferentes	—	1.474	—	1.463
Otras Deudas Financieras (*)	297	896	304	753
Total Deuda Financiera sin Derivados	978	15.575	925	18.801
Derivados Financieros	7	681	4	711
Total	985	16.256	929	19.512

(*) Incluye arrendamientos financieros por importe de 449 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 (433 millones de euros no corrientes y 16 millones de euros corrientes) y 199 millones a 31 de diciembre de 2009 (183 millones de euros no corrientes y 16 millones de euros corrientes).

El desglose de los epígrafes de deuda financiera sin derivados por vencimientos es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>							
	Valor Contable 31 de diciembre de 2010	No Corriente	Corriente	Vencimientos				
				2012	2013	2014	2015	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables								
Tipo Fijo	3.477	3.418	59	715	1.063	440	235	965
Tipo Variable	5.047	4.713	334	2.283	134	201	133	1.962
Total	8.524	8.131	393	2.998	1.197	641	368	2.927
Deudas con Entidades de Crédito								
Tipo Fijo	234	185	49	56	57	11	11	50
Tipo Variable	5.128	4.889	239	2.776	429	369	224	1.091
Total	5.362	5.074	288	2.832	486	380	235	1.141
Participaciones Preferentes (*)								
Tipo Fijo	—	—	—	—	—	—	—	—
Tipo Variable	1.474	1.474	—	—	1.474	—	—	—
Total	1.474	1.474	—	—	1.474	—	—	—
Otras Deudas Financieras								
Tipo Fijo	662	567	95	76	52	51	29	359
Tipo Variable	531	329	202	134	70	40	43	42
Total	1.193	896	297	210	122	91	72	401
Total	16.553	15.575	978	6.040	3.279	1.112	675	4.469

(*) Supuesto el ejercicio de la opción para el emisor de amortización anticipada en el décimo año.

Millones de Euros

	Valor Contable 31 de diciembre de 2009	No Corriente	Corriente	Vencimientos				
				2011	2012	2013	2014	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables								
Tipo Fijo	3.600	3.574	26	104	844	1.035	390	1.201
Tipo Variable	5.510	5.271	239	569	3.257	67	173	1.205
Total	9.110	8.845	265	673	4.101	1.102	563	2.406
Deudas con Entidades de Crédito								
Tipo Fijo	218	201	17	57	57	17	10	60
Tipo Variable	7.878	7.539	339	2.561	3.247	423	363	945
Total	8.096	7.740	356	2.618	3.304	440	373	1.005
Participaciones Preferentes (*)								
Tipo Fijo	—	—	—	—	—	—	—	—
Tipo Variable	1.463	1.463	—	—	—	1.463	—	—
Total	1.463	1.463	—	—	—	1.463	—	—
Otras Deudas Financieras								
Tipo Fijo	432	256	176	84	53	39	34	46
Tipo Variable	625	497	128	101	179	56	33	128
Total	1.057	753	304	185	232	95	67	174
Total	19.726	18.801	925	3.476	7.637	3.100	1.003	3.585

(*) Supuesto el ejercicio de la opción para el emisor de amortización anticipada en el décimo año.

El desglose de la deuda financiera del Grupo, por monedas es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Euro	10.387	13.526
Dólar	2.756	2.141
Peso chileno	734	1.338
Real Brasileño	1.157	1.253
Peso Colombiano	1.183	1.102
Nuevo Sol Peruano	369	350
Otras	655	731
Total	17.241	20.441

El desglose de esta deuda, clasificada por monedas, considerando el efecto que tienen los derivados sobre dicha clasificación, es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Euro	11.392	14.559
Dólar	1.724	1.663
Peso chileno	1.219	1.340
Real Brasileño	1.200	1.281
Peso Colombiano	1.184	1.102
Nuevo Sol Peruano	351	342
Otras	171	154
Total	17.241	20.441

El valor nominal de la deuda financiera a 31 de diciembre de 2010 es igual a 16.586 millones de euros.

El tipo de interés medio de la deuda financiera durante los ejercicios 2010 y 2009 ha sido del 4,5% y del 4,3%, respectivamente.

18.2. Participaciones preferentes

ENDESA Capital Finance LLC. (en adelante, «ENDESA Capital Finance») llevó a cabo en marzo de 2003 una emisión de participaciones preferentes por importe de 1.500 millones de euros con las siguientes características:

- *Dividendo*: Variable a un tipo de Euribor a tres meses con un mínimo del 4% T.A.E. y un máximo del 7% T.A.E. durante los diez primeros años y Euribor más 3,75% a partir del décimo año. El dividendo será pagadero trimestralmente.
- *Plazo*: Perpetuas, con opción para el emisor de amortización anticipada en el décimo año a su valor nominal.
- *Garantía*: Subordinada de ENDESA, S.A.
- *Retribución*: El pago de dividendos será preferente y no acumulativo, está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendos de las acciones ordinarias de ENDESA, S.A.

18.3. Deuda de cobertura

De la deuda del Grupo en dólares, a 31 de diciembre de 2010, 1.118 millones de euros corresponden a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo en Latinoamérica que están vinculados al dólar (véase Nota 3n). A 31 de diciembre de 2009 dicho importe ascendía a 1.320 millones de euros.

El movimiento durante 2010 y 2009 en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Saldo en Reservas por Revaluación de Activos y Pasivos al Inicio del Ejercicio	70	(26)
Diferencias de Cambio registradas en Otro Resultado Global	14	100
Imputación de Diferencias de Cambio a Ingresos	(7)	(4)
Saldo en Reservas por Revaluación de Activos y Pasivos al Final del Ejercicio	77	70

18.4. Clasificación de instrumentos financieros de pasivo por naturaleza y categoría

El desglose de este epígrafe del Balance de Situación Consolidado, excluyendo los registrados en las cuentas de acreedores comerciales y otras cuentas a pagar, por naturaleza y categoría a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Millones de Euros

31 de diciembre de 2010

	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Otros pasivos financieros a VR con cambios en PyG (1)	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	—	57	5.017	—	5.074
Obligaciones y otros valores negociables	—	789	8.816	—	9.605
Derivados	2	—	—	679	681
Otros pasivos financieros	—	—	896	—	896
Deudas no Corrientes	2	846	14.729	679	16.256
Deudas con entidades de crédito	—	—	288	—	288
Obligaciones y otros valores negociables	—	—	393	—	393
Derivados	2	—	—	5	7
Otros pasivos financieros	—	—	297	—	297
Deudas Corrientes	2	—	978	5	985
Total	4	846	15.707	684	17.241
Valor Razonable	4	846	16.539	684	18.073

(1) Corresponde en su totalidad a pasivos financieros que, desde el inicio de la operación, son subyacente de una cobertura de valor razonable.

Millones de Euros

31 de diciembre de 2009

	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Otros pasivos financieros a VR con cambios en PyG (2)	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	—	63	7.677	—	7.740
Obligaciones y otros valores negociables	—	1.048	9.260	—	10.308
Derivados	4	—	—	707	711
Otros pasivos financieros	—	—	753	—	753
Deudas no Corrientes	4	1.111	17.690	707	19.512
Deudas con entidades de crédito	—	—	356	—	356
Obligaciones y otros valores negociables	—	—	265	—	265
Derivados	1	—	—	3	4
Otros pasivos financieros	—	—	304	—	304
Deudas Corrientes	1	—	925	3	929
Total	5	1.111	18.615	710	20.441
Valor Razonable	5	1.111	19.492	710	21.318

(2) Corresponde en su totalidad a pasivos financieros que, desde el inicio de la operación, son subyacente de una cobertura de valor razonable.

18.5. Otros aspectos

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 las sociedades del Grupo tenían concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 6.754 y 7.246 millones de euros respectivamente. Estas líneas garantizan la refinanciación de la deuda a corto plazo que se presenta en el epígrafe de «Deuda Financiera no Corriente» del Balance de Situación Consolidado adjunto (véase Nota 3ª). El importe de estas líneas, junto con el activo corriente, cubre suficientemente las obligaciones de pago del Grupo a corto plazo.

Durante el ejercicio 2010 las principales operaciones formalizadas han sido las siguientes:

- Amortización anticipada en el mes de abril de un préstamo por importe de 2.000 millones de euros formalizado en mayo de 2009, a un plazo de dos años.
- En diciembre se ha procedido a firmar operaciones de crédito bilaterales a largo plazo con cinco entidades financieras por un importe total de 1.075 millones de euros y con vencimiento final en el año 2016.
- En Brasil, se han formalizado acuerdos de financiación con el Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social (en adelante, «BNDES») y el Banco do Nordeste do Brasil (en adelante, «BNB») en Ampla y Coelce por importe de 230 y 90 millones de dólares respectivamente.
- En Colombia, Codensa emitió bonos a largo plazo en el mercado local por importe total de 115 millones de dólares
- En Perú, Edegel contrató una operación de préstamo bancario con el Banco Continental por importe de 61 millones de dólares.

Durante el año 2009, las principales operaciones formalizadas fueron las siguientes:

- Formalización de dos operaciones financieras sindicadas por importe de 3.410 millones de euros: 2.000 millones de euros de un préstamo con vencimiento de dos años en el que participaron 21 entidades financieras y 1.410 millones de euros de la ampliación de una línea de crédito con vencimiento en el 2012, que originariamente tenía su vencimiento en 2010, participada por 12 entidades financieras.
- Formalización de un préstamo a largo plazo por importe de 150 millones de euros con fondos del Banco Europeo de Inversiones para la financiación parcial de las inversiones destinadas a la mejora de la red de distribución eléctrica en España. La intermediación la realizó una entidad financiera.
- Enersis contrató líneas de créditos comprometidas de carácter local e internacional a largo plazo por un importe equivalente a 200 millones de dólares y ENDESA Chile lo hizo por el equivalente a 100 millones de dólares.
- En Brasil, Coelce contrató líneas de crédito con el BNB por 57 millones de dólares y emitió bonos a largo plazo en el mercado local por un importe total de 133 millones de dólares. Por su parte, Ampla emitió bonos a largo plazo en el mercado local por un importe total de 143 millones de dólares.
- En Colombia, Emgesa y Codensa emitieron bonos a largo plazo en el mercado local por unos importes totales de 339 y 61 millones de dólares, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el valor razonable de la deuda financiera bruta del Grupo asciende a 18.073 y 21.318 millones de euros, respectivamente.

El importe estimado de los intereses de la deuda financiera viva a 31 de diciembre de 2010, considerando que se mantuvieran durante toda la vida de cada una de las operaciones los tipos de interés vigentes en esa fecha, es el siguiente:

Instrumento	Total Intereses	Millones de Euros					
		2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	3.336	417	356	262	206	167	1.928
Deudas con Entidades de Crédito	340	116	74	37	24	18	71
Participaciones Preferentes (*)	135	60	60	15	—	—	—
Otra Deuda Financiera	164	56	24	17	11	8	48
Total	3.975	649	514	331	241	193	2.047

(*) Supuesto el ejercicio de la opción para el emisor de amortización anticipada en el décimo año.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 no existen emisiones convertibles en acciones de la Sociedad, ni que otorguen privilegios o derechos que puedan, ante alguna contingencia, hacerlas convertibles en acciones.

La deuda financiera de determinadas sociedades del Grupo contiene las estipulaciones financieras («covenant») habituales en contratos de esta naturaleza.

ENDESA, S.A., International ENDESA B.V. (en adelante «IEBV») y ENDESA Capital, S.A. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, ENDESA Capital), que centralizan la mayor parte de la financiación de la actividad del Grupo en España no tienen en sus contratos de financiación estipulaciones con ratios financieros que pudieran dar lugar a un incumplimiento que provocase un vencimiento anticipado de éstos.

En relación a los compromisos de las emisiones de bonos realizadas por ENDESA Capital e IEBV bajo sus programas de Global Medium Term Notes se resumen de la siguiente manera:

- Cláusulas de incumplimiento cruzado («cross-default») bajo las que la deuda deberá ser prepagada en el caso de que incumplimiento en los pagos (por encima de cierto importe) sobre ciertas obligaciones de ENDESA, S.A. como garante o de los emisores.
- Cláusulas de limitación al otorgamiento de garantías («negative pledge») donde ni el emisor ni ENDESA, S.A. pueden emitir hipotecas, gravámenes u otras cargas sobre sus activos para asegurar cierto tipo de obligaciones, a menos que garantías similares sean emitidos sobre los bonos en cuestión.
- Cláusula de «Pari Passu», bajo la que los bonos y garantías están al menos al mismo nivel de prelación que otros bonos no garantizados ni subordinados presentes y futuras emitidos por ENDESA, S.A. como garante o por el emisor.

La deuda emitida por ENDESA, S.A., IEBV y ENDESA Capital no contiene ningún tipo de cláusulas de incumplimiento cruzado («cross default») en relación con la deuda del Grupo Enersis.

Con respecto a las cláusulas relacionadas con la calificación crediticia, a 31 de diciembre de 2010 ENDESA, S.A. tiene contratadas operaciones financieras por importe de 450 millones de euros que podrían requerir de garantías adicionales o de su renegociación en supuestos de reducción de la calificación crediticia por debajo de determinados niveles. A 31 de diciembre de 2009 dicho importe ascendía a 531 millones de euros.

Los contratos de endeudamiento con terceros de algunas filiales de ENDESA Generación y de algunas filiales latinoamericanas, incluyen cláusulas estándar en la financiación de

proyectos utilizados internacionalmente en este tipo de contratos. Asimismo, incluyen la obligatoriedad de pignorar en beneficio de los acreedores la totalidad de activos de los proyectos. El saldo vivo de la deuda con terceros que incluye este tipo de cláusulas asciende a 526 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 (651 millones de euros a 31 de diciembre de 2009).

Una parte menor del endeudamiento financiero de Enersis y ENDESA Chile contiene cláusulas de incumplimiento cruzado («cross default») en relación con algunas de sus sociedades filiales no chilenas, de forma que si una de ellas incurriera, en determinadas circunstancias, en incumplimiento de sus obligaciones de pago u otros compromisos por importes que de forma individual asciendan a 30 ó 50 millones de dólares estadounidenses (dependiendo del préstamo), dicha situación podría desencadenar el vencimiento anticipado de una parte del endeudamiento de Enersis y ENDESA Chile. Adicionalmente, ENDESA Chile tiene una línea de crédito comprometida con vencimiento en julio de 2011, la cual no se encuentra dispuesta, que, en su cláusula de incumplimiento cruzado, tiene referencia a filiales extranjeras.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 ni ENDESA, S.A. ni ninguna de sus filiales significativas se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Los Administradores del Grupo consideran que la existencia de estas cláusulas no modificará la clasificación de la deuda entre corriente y no corriente que recoge el Balance de Situación Consolidado adjunto.

19. Política de Gestión de Riesgos

El Grupo ENDESA está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo ENDESA en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de ENDESA.
- El Comité de Auditoría y Cumplimiento es un órgano perteneciente al Consejo de Administración de ENDESA, S.A. que, en el ámbito de Cumplimiento y Auditoría Interna, tiene encomendada la función de impulsar y supervisar el Gobierno de los Riesgos.
- El Comité de Riesgos de ENDESA es el órgano encargado de definir, aprobar y actualizar los principios básicos en los que se han de inspirar las actuaciones relacionadas con el riesgo.
- El Gobierno de Riesgos, se organiza operativamente a través de la existencia de las funciones de Control de Riesgos y de Gestión de Riesgos, siendo ambas funciones independientes.
- Cada negocio y área corporativa define:

- (i) Los mercados y productos en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - (ii) Criterios sobre contrapartes.
 - (iii) Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
 - Los límites de los negocios se ratifican por el Comité de Riesgos de ENDESA.
 - Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
 - Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de ENDESA.

19.1. Riesgo de tipo de interés

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

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

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

La estructura de riesgo financiero diferenciando entre riesgo referenciado a tipo de interés fijo y protegido, y riesgo referenciado a tipo de interés variable, una vez considerados los derivados contratados, es la siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	Posición Neta	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Tipo de Interés Fijo	7.517	6.605
Tipo de Interés Protegido (*)	1.574	1.592
Tipo de Interés Variable	6.245	10.365
Total	15.336	18.562

(*) Operaciones con tipo de interés variable con un límite al alza del tipo de interés.

Los tipos de interés de referencia de la deuda contratada por las sociedades del Grupo ENDESA son, fundamentalmente, el Euribor y el Libor del dólar estadounidense. En el caso de las monedas latinoamericanas, la deuda contratada normalmente está referenciada a los índices locales habituales en la práctica bancaria.

El desglose del valor nominal y del valor razonable de los derivados de tipo de interés a 31 de diciembre de 2010 y 2009, por designación, es el siguiente:

Derivados tipo interés

Millones de Euros

	Nominal		Valor Razonable		Nominal Activos Financieros		Activo Valor Razonable		Nominal Pasivos Financieros		Pasivo Valor Razonable	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Derivados Cobertura Flujos Caja												
Swaps Tipo Interés	3.799	3.816	(118)	(174)	397	659	4	3	3.402	3.157	(122)	(177)
Opciones Tipo Interés	1.600	1.628	(1)	(3)	1.500	1.500	—	1	100	128	(1)	(4)
Derivados Cobertura Valor Razonable												
Swaps Tipo Interés	98	598	9	25	98	238	9	25	—	360	—	—
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Derivados Trading												
Swaps Tipo Interés	195	240	4	5	75	75	8	10	120	165	(4)	(5)
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Swaps Tipo Interés	4.092	4.654	(105)	(144)	570	972	21	38	3.522	3.682	(126)	(182)
Total Opciones Tipo Interés	1.600	1.628	(1)	(3)	1.500	1.500	—	1	100	128	(1)	(4)
Total Swaptions	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Derivados Tipo Interés	5.692	6.282	(106)	(147)	2.070	2.472	21	39	3.622	3.810	(127)	(186)

El detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Estratificación Flujos Caja Esperados

Millones de Euros

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	31 de diciembre de 2010	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes
Derivados Cobertura Flujos Caja							
Valor Razonable Positivo	4	(1)	—	—	4	—	—
Valor Razonable Negativo	(123)	(70)	(54)	(19)	(5)	(3)	(15)
Derivados Cobertura Valor Razonable							
Valor Razonable Positivo	9	3	2	2	1	1	4
Valor Razonable Negativo	—	—	—	—	—	—	—
Derivados Tipo Interés Trading							
Valor Razonable Positivo	8	3	3	2	1	1	—
Valor Razonable Negativo	(4)	(3)	(1)	—	—	—	—

19.2. Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades del Grupo.
- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materias energéticas.
- Ingresos en sociedades del Grupo en Latinoamérica referenciados a la evolución del dólar.

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

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, el Grupo ENDESA ha contratado permutas financieras de divisa, seguros de cambio y opciones de divisa, entre otros. Adicionalmente, el Grupo también trata de que se produzca un equilibrio entre los cobros y pagos de efectivo de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera.

El desglose del valor nominal y del valor razonable de los derivados de tipo de cambio a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Derivados tipo cambio

Millones de Euros

	Nominal		Valor Razonable		Nominal Activos Financieros		Activo Valor Razonable		Nominal Pasivos Financieros		Pasivo Valor Razonable	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Derivados Cobertura												
Flujos Caja												
Futuros	676	943	16	8	436	626	22	23	240	317	(6)	(15)
Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés/Divisas	1.696	1.267	(498)	(481)	310	7	41	—	1.386	1.260	(539)	(481)
Derivados Cobertura Valor Razonable												
Futuros	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés/Divisas	516	522	(6)	(46)	265	22	15	2	251	500	(21)	(48)
Derivados Trading												
Futuros	1.457	984	2	3	790	568	25	23	667	416	(23)	(20)
Opciones	—	102	—	(3)	—	—	—	—	—	102	—	(3)
Permutas Cruzadas Tipo de Interés/Divisas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Futuro	2.133	1.927	18	11	1.226	1.194	47	46	907	733	(29)	(35)
Total Opciones	—	102	—	(3)	—	—	—	—	—	102	—	(3)
Total Permutas Cruzadas	2.212	1.789	(504)	(527)	575	29	56	2	1.637	1.760	(560)	(529)
Total Derivados Tipo Cambio	4.345	3.818	(486)	(519)	1.801	1.223	103	48	2.544	2.595	(589)	(567)

El detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Estratificación Flujos Caja Esperados		<i>Millones de euros</i>					
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	31 de diciembre de 2010	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes
Derivados Tipo Cambio-Cobertura Flujos caja							
Valor Razonable Positivo	63	20	(2)	(2)	47	—	—
Valor Razonable Negativo	(545)	(27)	(185)	(17)	(184)	(7)	(137)
Derivados Tipo Cambio-Cobertura Valor Razonable							
Valor Razonable Positivo	15	8	8	6	(3)	11	(13)
Valor Razonable Negativo	(21)	(2)	(16)	(2)	(1)	—	—
Derivados Tipo Cambio Trading							
Valor Razonable Positivo	25	22	3	2	—	—	—
Valor Razonable Negativo	(23)	(24)	(1)	(1)	—	—	—

19.3. Riesgo de precio de «commodities»

El Grupo ENDESA se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de «commodities», incluidos los derechos de emisión de CO₂, fundamentalmente a través de:

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

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

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

Este riesgo se gestiona en el largo plazo mediante la diversificación de contratos, la gestión de la cartera de aprovisionamientos mediante la referencia a índices que representan una evolución similar o comparable a la de los precios finales de electricidad (generación) o de venta (comercialización), y a través de cláusulas contractuales de renegociación periódica que tienen como objetivo mantener el equilibrio económico de los aprovisionamientos.

En el corto y medio plazo las fluctuaciones de los precios de aprovisionamiento se gestionan mediante operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados.

El detalle del valor nocional y del valor razonable de los derivados de «commodities» a 31 de diciembre de 2010 y 2009, por tipo de interés es el siguiente:

Millones de Euros

31 de diciembre de 2010

	Valor Nocional	Valor Razonable	Valor Razonable Activo	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de caja				
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	97	12	12	—
Derivados de Carbón	179	34	37	(3)
Permutas Financieras de Electricidad	850	25	34	(9)
Otros Derivados de Electricidad	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura				
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	1.139	14	71	(57)
Opciones de Combustibles Líquidos y Gas	18	1	1	—
Otros Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	892	2	5	(3)
Permutas Financieras de Electricidad	1.551	(143)	51	(194)
Opciones de Electricidad	64	96	96	—
Otros Derivados de Electricidad	1.485	(3)	82	(85)
Permutas Financieras de Carbón	990	(36)	133	(169)
Opciones de Carbón	—	—	—	—
Otros derivados de Carbón	285	20	27	(7)
Otros Derivados Físicos	515	18	41	(23)
Total	8.065	40	590	(550)

Millones de Euros

31 de diciembre de 2009

	Valor Nocional	Valor Razonable	Valor Razonable Activo	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja				
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	194	(5)	2	(7)
Derivados de Carbón	136	7	8	(1)
Permutas Financieras de Electricidad	107	5	5	—
Otros Derivados de Electricidad	389	(22)	—	(22)
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura				
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	559	12	32	(20)
Opciones de Combustibles Líquidos y Gas	21	—	—	—
Otros Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	—	—	—	—
Permutas Financieras de Electricidad	2.059	5	111	(106)
Opciones de Electricidad	51	(23)	20	(43)
Otros Derivados de Electricidad	2.325	35	213	(178)
Permutas Financieras de Carbón	838	3	52	(49)
Opciones de Carbón	108	—	—	—
Otros Derivados de Carbón	371	(8)	3	(11)
Otros Derivados Físicos	637	28	53	(25)
Total	7.795	37	499	(462)

El detalle del valor razonable estratificado para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Estratificación Valor Razonable		<i>Millones de Euros</i>					
Valor Razonable	31 de diciembre de 2010	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Electricidad	25	27	(2)	—	—	—	—
Derivados de Carbón	34	34	—	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	12	12	—	—	—	—	—
Derivados no designados contablemente de Cobertura							
Derivados de Electricidad	(50)	(50)	—	—	—	—	—
Derivados de Carbón	(16)	(15)	(1)	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	17	15	2	—	—	—	—
Otros Derivados Físicos	18	6	12	—	—	—	—
Total	40	29	11	—	—	—	—

El detalle del impacto sobre el valor de los derivados de «commodities» existentes a 31 de diciembre de 2010 que produciría una variación del 10% en los precios de las materias primas es el siguiente:

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja		<i>Millones de Euros</i>		
		31 de diciembre de 2010		
		-10%	Escenario Inicial	+10%
Derivados de Electricidad		92	25	(41)
Derivados de Carbón		55	34	13
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas		23	12	1

Derivados no designados contablemente de Cobertura		<i>Millones de Euros</i>		
		31 de diciembre de 2010		
		-10%	Escenario Inicial	+10%
Derivados de Electricidad		(119)	(50)	11
Derivados de Carbón		(22)	(16)	(10)
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas		29	17	9
Otros Derivados Físicos		14	18	23

19.4. Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades previstas antes mencionadas incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (véanse Notas 18 y 20).

A 31 de diciembre de 2010 el Grupo tenía una liquidez de 8.582 millones de euros, 1.828 millones en efectivo y otros medios líquidos equivalentes y 6.754 millones en líneas de crédito disponibles de forma incondicional.

A 31 de diciembre de 2009 el Grupo tenía una liquidez de 9.084 millones de euros, 1.838 millones en efectivo y otros medios líquidos equivalentes y 7.246 millones en líneas de crédito disponibles de forma incondicional.

19.5. Riesgo de crédito

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

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

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

- El Grupo y sus filiales colocan sus excedentes de tesorería de conformidad con la política de gestión de riesgos del Grupo, que requiere contrapartidas de primer nivel en los mercados en que se opera.
- La contratación de derivados de riesgo de tipo de interés y de tipo de cambio se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que más del 97% de la exposición positiva en derivados de tipo de interés y de tipo de cambio, corresponde a operaciones con entidades cuyo rating es igual o superior a A-.
- El riesgo de crédito asociado a las «commodities» incluidas dentro del alcance de la NIC 39 es asimismo limitado. Al cierre del 2010, y tomando como base los valores de mercado, más del 89% de la exposición positiva en derivados de «commodities», corresponde a operaciones con entidades cuyo rating es igual o superior a A- o rating interno equivalente calculado de acuerdo a mejores prácticas de mercado.
- Teniendo en cuenta derivados de tipo de interés y de tipo de cambio, y derivados sobre «commodities», ninguna contraparte acumula más del 17% del riesgo total de crédito de los instrumentos financieros.

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

- Análisis del riesgo asociado a cada contraparte cuando no exista rating externo de agencias.
- Solicitud de garantías en los casos que así lo requieran.
- Petición de avales en contrataciones de nuevos clientes.
- Seguimiento exhaustivo de los saldos a cobrar de clientes.

19.6. Medición del riesgo

El Grupo ENDESA elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados con el objetivo de garantizar que el riesgo asumido por la compañía permanezca consistente con la exposición al riesgo definida por la Dirección, acotando así la volatilidad de la Cuenta de Resultados Consolidada.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda y derivados financieros.
- Derivados energéticos.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible pérdida de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un día con un intervalo de confianza del 95%. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tipo de interés Euribor.
- Tipo de interés Libor del dólar estadounidense.
- Para el caso de deuda en monedas latinoamericanas, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.
- Los precios de «commodities» (electricidad, combustibles, CO₂).

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de Monte-Carlo. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con un intervalo de confianza del 95% se calcula como el percentil del 5% de los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día. Dicho formato coincide con el que se reporta el Valor en Riesgo de las carteras de trading energéticas.

Teniendo en cuenta las hipótesis descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por Negocio y tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2010			31 de diciembre de 2009		
	España y Portugal y Resto	Latam	Total	España y Portugal y Resto	Latam	Total
Posiciones Financieras	4	59	61	12	41	46
Por Tipo de Interés	14	62	83	13	38	43
Por Tipo de Cambio	15	1	14	17	5	21
Por Cartera de Inversiones	—	—	—	1	—	1
Derivados Energéticos	7	—	7	3	—	3
Total	11	59	68	15	41	49

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado a lo largo de los años 2010 y 2009 en función del vencimiento/inicio de operaciones a lo largo del ejercicio.

20. Instrumentos Financieros Derivados

ENDESA, siguiendo la política de gestión de riesgos descrita, realiza contrataciones de derivados principalmente de tipo de interés, de tipo de cambio y de cobertura de operaciones físicas.

De acuerdo con la NIC 39, el Grupo no presenta de forma separada información sobre derivados implícitos, ya que las características y riesgos económicos inherentes a estos derivados están relacionados estrechamente con los contratos principales.

El detalle de la composición de los saldos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 que recogen la valoración de los instrumentos financieros derivados a dichas fechas, es el siguiente:

Millones de Euros

31 de diciembre de 2010

	Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cobertura de Tipo de Interés	1	12	2	121
Cobertura Flujos de Caja	1	3	2	121
Cobertura de Valor Razonable	—	9	—	—
Cobertura de Tipo de Cambio	—	56	3	558
Cobertura de Flujos de Caja	—	41	1	539
Cobertura de Valor Razonable	—	15	2	19
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	—	8	2	2
Derivados por Operaciones Físicas	570	67	524	54
Total	571	143	531	735

Millones de Euros

31 de diciembre de 2009

	Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cobertura de Tipo de Interés	15	14	3	178
Cobertura Flujos de Caja	—	4	3	178
Cobertura de Valor Razonable	15	10	—	—
Cobertura de Tipo de Cambio	—	2	—	529
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	481
Cobertura de Valor Razonable	—	2	—	48
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	—	10	1	4
Derivados por Operaciones Físicas	433	113	412	89
Total	448	139	416	800

A continuación se presenta un desglose de los derivados contratados por el Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009, su valor razonable y el desglose por vencimientos, de los valores nominales o contractuales:

Millones de Euros

31 de diciembre de 2010

Derivados	Valor Razonable	Valor Nominal						Total
		2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	
DERIVADOS FINANCIEROS	(611)	757	2.802	2.431	1.001	126	799	7.916
Cobertura de Tipo de Interés								
<i>Cobertura de Flujos de Caja</i>	(119)	619	1.924	2.431	177	15	233	5.399
Permutas Financieras	(118)	519	1.924	931	177	15	233	3.799
Opciones	(1)	100	—	1500	—	—	—	1.600
<i>Cobertura de Valor Razonable</i>	9	15	—	—	—	—	83	98
Permutas Financieras	9	15	—	—	—	—	83	98
Cobertura de Tipo de Cambio								
<i>Cobertura de Flujos de Caja</i>	(499)	12	632	—	739	—	325	1.708
Permutas Financieras	(498)	—	632	—	739	—	325	1.696
Futuros	(1)	12	—	—	—	—	—	12
<i>Cobertura de Valor Razonable</i>	(6)	36	201	—	85	36	158	516
Permutas Financieras	(6)	36	201	—	85	36	158	516
Derivados no designados contablemente de Cobertura								
Permutas Financieras	4	75	45	—	—	75	—	195
DERIVADOS FÍSICOS	59	9.448	685	52	—	—	—	10.185
De Tipo de Cambio								
<i>De Cobertura</i>	17	610	54	—	—	—	—	664
Futuros	17	610	54	—	—	—	—	664
<i>No Cobertura</i>	2	1.338	79	39	—	—	—	1.456
Futuros	2	1.338	79	39	—	—	—	1.456
De Precio								
<i>De Cobertura</i>	71	1.062	64	—	—	—	—	1.126
Permutas Financieras	71	1.062	64	—	—	—	—	1.126
Otros	—	—	—	—	—	—	—	—
<i>No Cobertura de Combustibles</i>	19	3.564	270	5	—	—	—	3.839
Permutas Financieras	(22)	2.017	109	3	—	—	—	2.129
Otros	41	1.547	161	2	—	—	—	1.710
<i>No cobertura de Electricidad</i>	(50)	2.874	218	8	—	—	—	3.100
Permutas Financieras	(143)	1.430	117	4	—	—	—	1.551
Otros	93	1.444	101	4	—	—	—	1.549
Total	(552)	10.205	3.487	2.483	1.001	126	799	18.101

Millones de Euros

31 de diciembre de 2009

Derivados	Valor Razonable	Valor Nocial						
		2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	Total
Derivados Financieros	(674)	1.197	319	2.790	2.422	620	723	8.071
Cobertura de Tipo de Interés								
<i>Cobertura de Flujos de Caja</i>	(177)	598	184	1.964	2.419	167	112	5.444
Permutas Financieras	(174)	570	84	1.964	919	167	112	3.816
Opciones	(3)	28	100	—	1.500	—	—	1.628
<i>Cobertura de Valor Razonable</i>	25	500	15	—	—	—	83	598
Permutas Financieras	25	500	15	—	—	—	83	598
Cobertura de Tipo de Cambio								
<i>Cobertura de Flujos de Caja</i>	(481)	—	—	631	—	365	271	1.267
Permutas Financieras	(481)	—	—	631	—	365	271	1.267
<i>Cobertura de Valor Razonable</i>	(46)	9	45	195	3	88	182	522
Permutas Financieras	(46)	9	45	195	3	88	182	522
Derivados no designados contablemente de Cobertura								
Permutas Financieras	5	90	75	—	—	—	75	240
Derivados Físicos	45	8.146	1.336	303	39	—	—	9.824
De Tipo de Cambio								
<i>De Cobertura</i>	8	701	205	25	12	—	—	943
Futuros	8	701	205	25	12	—	—	943
<i>No Cobertura</i>	—	913	98	51	24	—	—	1.086
Otros	—	913	98	51	24	—	—	1.086
De Precio								
<i>De Cobertura</i>	(15)	638	189	—	—	—	—	827
Permutas Financieras	7	248	189	—	—	—	—	437
Otros	(22)	390	—	—	—	—	—	390
<i>No Cobertura de Combustibles</i>	35	1.928	429	177	3	—	—	2.537
Permutas Financieras	15	1.155	228	15	—	—	—	1.398
Otros	20	773	201	162	3	—	—	1.139
<i>No cobertura de Electricidad</i>	17	3.966	415	50	—	—	—	4.431
Permutas Financieras	5	1.913	112	33	—	—	—	2.058
Otros	12	2.053	303	17	—	—	—	2.373
Total	(629)	9.343	1.655	3.093	2.461	620	723	17.895

El importe nocial contractual de los contratos formalizados no supone el riesgo asumido por el Grupo, ya que este importe únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

En relación con las coberturas de flujos de efectivo, el importe registrado en la Cuenta de Resultados Consolidada de la parte ineficaz de la cobertura asciende a 2 millones de gasto en el ejercicio 2010 y a 3 millones de gastos en el ejercicio 2009.

En las coberturas de valor razonable el importe registrado en la Cuenta de Resultados Consolidada del derivado y del elemento cubierto ha sido la siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>			
	2010		2009	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Elementos Cubiertos	2	66	2	80
Derivados	77	8	135	68
Total	79	74	137	148

En 2010 se han producido interrupciones de derivados designados inicialmente como coberturas de flujos de efectivo, cuyo impacto en la Cuenta de Resultados Consolidado ha sido igual a 23 millones de euros negativos.

En 2008 el Grupo contrató derivados de tipo de cambio para la adquisición de inmovilizado material, habiéndose traspasado durante 2010 el remanente de dicho derivados, que asciende a 50 millones de euros positivos, de Patrimonio Neto a Inmovilizado Material.

20.1. Clasificación de los instrumentos financieros según lo dispuesto en la NIIF 7

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el desglose de los instrumentos financieros valorados a valor razonable de Activo del Balance de Situación Consolidado conforme a lo dispuesto en la NIIF 7 es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>			
	31 de diciembre de 2010			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Valores representativos de Deuda	—	—	—	—
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	44	—	44	—
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	24	—	24	—
Derivados no designados Contablemente de Cobertura	75	15	60	—
Otros Activos Financieros	—	—	—	—
Total Activo no Corriente	143	15	128	—
Valores Representativos de Deuda	—	—	—	—
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	106	15	91	—
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	—	—	—	—
Derivados no designados Contablemente de Cobertura	465	100	365	—
Otros Activos Financieros	—	—	—	—
Total Activo Corriente	571	115	456	—

Millones de Euros

31 de diciembre de 2009

	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Valores representativos de Deuda	—	—	—	—
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	17	3	14	—
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	12	—	12	—
Derivados no designados Contablemente de Cobertura	109	28	81	—
Otros Activos Financieros	—	—	—	—
Total Activo no Corriente	138	31	107	—
Valores Representativos de Deuda	—	—	—	—
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	25	—	25	—
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	15	—	15	—
Derivados no designados Contablemente de Cobertura	409	67	342	—
Otros Activos Financieros	—	—	—	—
Total Activo Corriente	449	67	382	—

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el desglose de los instrumentos financieros valorados a valor razonable de Pasivo del Balance de Situación Consolidado conforme a lo dispuesto en la NIIF 7 es el siguiente:

Millones de Euros

31 de diciembre de 2010

	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	57	—	37	20
Obligaciones y Otros Valores Negociables	789	—	789	—
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	663	—	663	—
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	19	—	19	—
Derivados no designados Contablemente de Cobertura	53	3	50	—
Otros Pasivos Financieros	—	—	—	—
Total Pasivo no Corriente	1.581	3	1.558	20
Deudas con Entidades de Crédito	—	—	—	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	—	—	—	—
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	17	5	12	—
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	2	—	2	—
Derivados no designados Contablemente de Cobertura	512	74	438	—
Otros Pasivos Financieros	—	—	—	—
Total Pasivo Corriente	531	79	452	—

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2009			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	63	—	47	16
Obligaciones y Otros Valores Negociables	1.048	—	1.048	—
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	664	—	664	—
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	48	—	48	—
Derivados no designados Contablemente de Cobertura	90	81	9	—
Otros Pasivos Financieros	—	—	—	—
Total Pasivo no Corriente	1.913	81	1.816	16
Deudas con Entidades de Crédito	—	—	—	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	—	—	—	—
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	43	5	38	—
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	—	—	—	—
Derivados no designados Contablemente de Cobertura	371	56	315	—
Otros Pasivos Financieros	—	—	—	—
Total Pasivo Corriente	414	61	353	—

A continuación se detalla una conciliación entre los saldos iniciales y finales para aquellos instrumentos financieros cuyo valor razonable se califica como Nivel 3:

Millones de Euros

Saldo a 31 de diciembre de 2008	3
Pérdida imputada en Resultado Financiero	13
Diferencias de Conversión	—
Saldo a 31 de diciembre de 2009	16
Pérdida imputada en Resultado Financiero	1
Diferencias de Conversión	3
Saldo a 31 de diciembre de 2010	20

21. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Fianzas y Depósitos	349	337
Derivados Físicos	54	89
Otras Cuentas a Pagar	199	155
Total	602	581

22. Activos y pasivos por impuestos diferidos

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, el origen de los impuestos diferidos registrados en ambos ejercicios es:

Impuestos Diferidos de Activo con Origen en	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Amortizaciones de Activos Materiales e Inmateriales	109	117
Dotaciones para Fondos de Pensiones y Expedientes de Regulación de Empleo	1.078	1.121
Otras Provisiones	421	358
Bases Imponibles Negativas	54	85
Deducciones de Cuota pendientes de Aplicar	1	2
Otros	423	361
Total	2.086	2.044

Impuestos Diferidos de Pasivo con Origen en	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	1.089	977
Otros	786	591
Total	1.875	1.568

Los movimientos de los epígrafes de «Activos por Impuesto Diferido» y «Pasivos por Impuesto Diferido» del Balance de Situación Consolidado en ambos ejercicios son:

	Millones de Euros			
	Activos por Impuesto Diferido		Pasivos por Impuesto Diferido	
	2010	2009	2010	2009
Saldo Inicial del Ejercicio	2.044	2.158	1.568	1.460
Incorporación/Reducción de Sociedades	(19)	7	(50)	29
Altas	31	496	284	125
Bajas	(100)	(549)	(47)	(34)
Diferencias de Conversión	85	76	104	77
Trasposos y Otros	45	(144)	16	(89)
Saldo Final del Ejercicio	2.086	2.044	1.875	1.568

En el movimiento de la línea «Trasposos y Otros» se incluye el traspaso a los epígrafes «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» y «Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de aquellos impuestos diferidos de activo y de pasivo, respectivamente, que a 31 de diciembre estaban asociados a activos mantenidos para la venta o con pasivos asociados que, a su vez, estaban relacionados con dichos activos (véanse Notas 3j y 33.)

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de beneficios fiscales suficientes en el futuro. Los Administradores del Grupo consideran que las previsiones de beneficios futuros de las distintas sociedades del Grupo cubren sobradamente los necesarios para recuperar estos activos.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, el detalle de las bases imponibles negativas de ejercicios anteriores susceptibles de compensación con futuros beneficios y el año hasta el cual pueden ser utilizadas es el siguiente:

<i>Millones de Euros</i>	
Año	31 de diciembre de 2010
2011	3
2012	4
2013	1
Posteriores	312

<i>Millones de Euros</i>	
Año	31 de diciembre de 2009
2010	5
2011	6
2012	7
Posteriores	538

El Grupo ENDESA no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con beneficios no distribuidos de Sociedades Dependientes en las que la posición de control que ejerce sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no reviertan en un futuro próximo. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe total de estas diferencias temporarias no registradas no es significativo.

23. Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

<i>Millones de Euros</i>		
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Acreedores Comerciales	5.481	4.864
Pasivos por Impuestos:	1.346	1.117
Impuesto sobre Sociedades	905	677
Otros Impuestos	441	440
Otras Cuentas por Pagar	2.997	3.138
Total	9.824	9.119

El período medio para el pago a proveedores es de 68 días en 2010 y 109 días en 2009, por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

23.1. Información sobre los aplazamientos de pago efectuados a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio

A 31 de diciembre de 2010, el saldo de «Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes» del Balance de Situación Consolidado correspondiente a las sociedades españolas del Grupo incluye 56 millones de euros de cuentas a pagar que, en dicha fecha, sobrepasan el plazo máximo de pago establecido por la Ley 15/2010, de 5 de julio.

24. Provisiones corrientes

El detalle de provisiones corrientes a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es como sigue:

	<i>Millones de Euros</i>	
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Pensiones y Obligaciones Similares	5	4
Planes de Reestructuración de Plantilla (Nota 17.2.)	393	459
Derechos de Emisión (Nota 7.1.)	293	359
Otras Provisiones Corrientes	329	140
Total	1.020	962

25. Ingresos

25.1. Ventas

El detalle de este epígrafe de las Cuentas de Resultados Consolidada del ejercicio 2010 y 2009, es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Ventas de Energía	25.589	20.965
<i>Ventas Comercialización Último Recurso</i>	5.242	2.824
<i>Otras Ventas de Electricidad a Clientes</i>	14.500	12.485
<i>Ventas de Electricidad en Subastas</i>	—	87
<i>Ventas de Electricidad Mercado Mayorista</i>	1.668	1.723
Ventas al OMEL	660	862
Resto de Ventas de Electricidad al Mercado Mayorista	1.008	861
<i>Ventas de Electricidad en Régimen Especial</i>	29	276
<i>Trading de Electricidad</i>	1.136	1.312
<i>Comercialización de Gas</i>	1.277	975
<i>Minoración Real Decreto Ley 11/2007</i>	—	(110)
<i>Compensaciones de los Sobrecostes de la Generación Extrapeninsular</i>	1.737	1.393
Ingresos Regulados de Distribución:	2.445	2.218
Ingresos Regulados de Distribución Electricidad	2.385	2.158
Ingresos Regulados de Distribución Gas	60	60
Otras Prestaciones de Servicios	614	497
Peajes	385	288
Alquiler de Equipos de Medida	179	152
Verificaciones y Enganches	50	57
Otras Ventas y Prestación de Servicios	910	753
Total	29.558	24.433

25.2. Otros ingresos de explotación

El detalle de otros ingresos de explotación correspondiente a los ejercicios 2010 y 2009 es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Derechos de Emisión de CO ₂ (Nota 7.1.)	236	325
Imputación a Resultados de Subvenciones	133	157
Variación Derivados Materias Energéticas	445	300
Prestación de Servicios: Instalaciones Propias / Ajenas	215	73
Otros	590	637
Total	1.619	1.492

26. Otros aprovisionamientos variables y servicios

La composición de esta partida de las Cuentas de Resultados Consolidada del ejercicio 2010 y 2009, es la siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Tasa Ocupación Vía Pública/Alumbrado	190	182
Derecho de Emisión de CO ₂	331	359
Impuestos Asociados a las Ventas	212	148
Compras Materias Energéticas para Intermediación	215	104
Variación Derivados Materias Energéticas	513	230
Otros	1.657	1.288
Total	3.118	2.311

27. Gastos de personal

La composición de esta partida de las Cuentas de Resultados Consolidada del ejercicio 2010 y 2009, es la siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Sueldos y Salarios	1.437	1.428
Trabajos realizados por el Grupo para su Activo (Notas 3a y 3d)	(176)	(188)
Aportaciones a Planes de Pensiones	96	107
Provisiones por Planes de Reestructuración de Plantilla	132	319
Otros Gastos de Personal y Cargas Sociales	363	328
Total	1.852	1.994

28. Otros gastos fijos de explotación

La composición de esta partida de las Cuentas de Resultados Consolidada del ejercicio 2010 y 2009, es la siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Arrendamientos y Cánones	112	81
Tributos y Tasas	312	145
Reparaciones y Conservación	486	559
Expedientes Sancionadores, Indemnizaciones y Multas	165	136
Primas de Seguros	68	68
Gastos de Viajes	52	43
Servicios de Profesionales Independientes y Servicios Externalizados	450	384
Otros Gastos Fijos de Explotación	703	765
Total	2.348	2.181

29. Amortizaciones y pérdidas por deterioro

El detalle de este epígrafe de las Cuentas de Resultados Consolidada del ejercicio 2010 y 2009, es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Dotación Amortización Inmovilizado Material (Nota 5)	1.727	1.670
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material (Nota 5)	54	69
Dotación Amortización Activo Intangible (Notas 7 y 8)	264	212
Dotación Pérdidas por Deterioro Activo Intangible (Nota 7)	(6)	22
Dotación Pérdidas por Deterioro Fondo de Comercio (Nota 8)	115	82
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmuebles de Inversión (Nota 6)	(5)	6
Dotación Provisiones para Insolvencias y Otros	294	115
Total	2.443	2.176

30. Resultado financiero neto

El desglose del epígrafe «Resultado Financiero» de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada adjunta del ejercicio 2010 y 2009 es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Ingresos Financieros	377	639
Ingresos de Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	117	133
Ingresos por otros Activos Financieros	93	287
Otros Ingresos Financieros	167	219
Gastos Financieros	(1.272)	(1.623)
Por Deuda	(778)	(954)
Por Provisiones	(257)	(336)
Por Valoración de Derivados	(126)	(190)
Gastos Financieros Activados (Notas 3a y 3d)	73	86
Otros Gastos Financieros	(184)	(229)
Diferencias de Cambio	12	(34)
Positivas	261	640
Negativas	(249)	(674)
Resultado Financiero Neto	(883)	(1.018)

31. Resultado en ventas de activos

El desglose del epígrafe «Resultado en Ventas de Activos» de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada adjunta es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	2010	2009
Venta de Activos al Grupo Acciona (Nota 33)	—	1.229
Pérdida de control de EGP España	1.043	—
Red de Transporte de Electricidad (Nota 33)	748	—
Red de Distribución y Transporte de Gas (Nota 33)	489	—
Codensa Hogar	—	17
Empresa Energía de Bogota, S.A.	—	98
Red Eléctrica Corporación, S.A. (Nota 33)	36	5
Iniciativas del Gas, S.L.	24	—
Regasificadora del Noroeste, S.A.	10	—
Otros	11	164
Total	2.361	1.513

En el mes de marzo de 2010 el Grupo ENEL procedió a integrar las actividades de ENDESA y EGP en el ámbito de las energías renovables en España y Portugal en una única entidad dentro del perímetro de EGP, sociedad controlada al 100% por ENEL. Con carácter previo a dicha integración EGP España pagó un dividendo de 366 millones de euros y realizó una reducción de capital por importe de 128 millones de euros. Posteriormente, ENDESA procedió a la venta del 30% de su filial Ecyr a EGP por 326 millones de euros lo que ha generado una plusvalía bruta de 313 millones de euros, y EGP suscribió una ampliación de capital de Ecyr que le ha permitido alcanzar una participación del 60% en dicha sociedad habiéndose diluido la participación de ENDESA en esta sociedad hasta el 40%. Dicha ampliación de capital fue suscrita por EGP mediante aportación en efectivo de 534 millones de euros y acciones representativas del 50% de ENEL Unión Fenosa Renovables, S.A. (en adelante, «Eufer») valoradas en 280 millones de euros. Mediante esta operación ENDESA dejó de ostentar el control sobre Ecyr por lo que, de acuerdo con la normativa contable en vigor, ENDESA registró la participación del 40% en EGP España por su valor razonable reconociendo un resultado antes de impuestos de 730 millones de euros en el epígrafe «Resultado en venta de activos» de la Cuenta de Resultados Consolidada.

Asimismo, en 2010 se ha formalizado la venta a Osaka Gas de la participación del 40% del Grupo en Iniciativas de Gas, S.L. (en adelante, «Iniciativas de Gas»), sociedad que posee una participación del 50% en la planta regasificadora de Sagunto. La venta ha generado una plusvalía bruta de 24 millones de euros.

Por otra parte, 2009 ENDESA procedió a la venta de su participación del 7,2% en la Empresa Energía de Bogota, S.A. (en adelante, «EEB»). La plusvalía bruta registrada por ENDESA por esta desinversión ascendió a 98 millones de euros. Igualmente, en 2009 se produjo la venta del negocio de financiación a clientes de la actividad Codensa Hogar de la compañía colombiana Codensa por 197 millones de euros habiéndose registrado una plusvalía bruta de 17 millones de euros en la operación de venta de dicho negocio.

32. Impuesto sobre sociedades

El desglose del epígrafe «Impuesto sobre Sociedades» de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada adjunta del ejercicio 2010 y 2009 es el siguiente:

	Millones de Euros	
	2010	2009
Impuesto del Ejercicio	1.514	1.396
Regularizaciones Años Anteriores	(113)	(138)
Provisiones Fiscales de Impuesto sobre Sociedades	(3)	(28)
Total	1.398	1.230

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre beneficios que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente en España al «Resultado Antes de Impuestos» y el gasto registrado por el citado impuesto en la Cuenta de Resultados Consolidada y la conciliación de este con la cuota líquida del impuesto sobre sociedades correspondiente a los ejercicios 2010 y 2009:

	Millones de Euros	
	2010	2009
Resultado Antes de Impuestos	6.516	5.590
Resultado Antes de Impuestos de Actividades Interrumpidas	—	—
Diferencias Permanentes	(30)	137
Resultado Ajustado	6.486	5.727
Tipo Impositivo (%)	30,0	30,0
Resultado Ajustado por Tipo Impositivo	1.946	1.718
Efecto de la Aplicación de distintos Tipos Impositivos	(58)	(129)
Deducciones de Cuota imputadas a Resultados del Ejercicio	(374)	(193)
Gasto por Impuesto sobre Sociedades en la Cuenta de Resultados	1.514	1.396
Impuesto registrado directamente en Patrimonio en el Ejercicio	(47)	(54)
Total Impacto Fiscal del Ejercicio	1.467	1.342
Variación en el Ejercicio de Impuestos Diferidos	(460)	(117)
Cuota Líquida	1.007	1.225

33. Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas.

Venta de activos al Grupo ACCIONA

Con fecha 20 de febrero de 2009, en el marco del acuerdo de venta de acciones de ENDESA por parte de Acciona a ENEL, estas sociedades cancelaron el acuerdo alcanzado previamente por el que ENDESA debía aportar sus activos de generación de energía renovables a una sociedad conjunta con Acciona, suscribiendo un nuevo acuerdo entre ENDESA y Acciona por el que ENDESA convenía vender a Acciona, que se comprometía a adquirir, determinados activos de generación eólica e hidráulica de ENDESA.

Como consecuencia de este acuerdo se traspasaron 991 millones de euros desde el epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» a otros epígrafes del Activo del Balance de Situación Consolidado, destacando el traspaso de 888 millones de euros al epígrafe «Inmovilizado Material» y 779 millones de euros desde el epígrafe «Pasivos asociados a Activos no corrientes

Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» a otros epígrafes del Pasivo del Balance de Situación Consolidado, entre la que cabe señalar el traspaso de 498 millones de euros al epígrafe «Deuda Financiera no Corriente». La Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2009 incluye en el epígrafe «Amortizaciones y pérdidas por deterioro» 43 millones de euros correspondientes a las dotaciones de amortizaciones de activos traspasados correspondientes a ejercicios anteriores.

De conformidad con lo establecido en el acuerdo de fecha 20 de febrero de 2009, durante el ejercicio 2009 ENDESA transmitió a Acciona determinados activos de generación eólica e hidráulica en España y Portugal por un precio total de 2.814 millones de euros. Los activos transmitidos representaban una capacidad total instalada de 2.079 MW, de los cuales 1.227 MW correspondían a generación eólica y 852 MW a generación hidráulica, de los que 173 MW eran de régimen especial. Como consecuencia de esta transmisión, se dieron de baja 1.620 millones de euros del epígrafe «Activos no Corrientes mantenidos para la Venta y de Actividades interrumpidas» del Balance de Situación Consolidado y 42 millones de euros del epígrafe «Pasivos Asociados a Activos no corrientes mantenidos para la venta y de Actividades Interrumpidas». La plusvalía bruta registrada por ENDESA por el conjunto de esta operación ascendió a 1.229 millones de euros que se registraron en el epígrafe Resultado en Venta de Activos de la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2009.

Venta de la red de distribución y transporte de gas

En los primeros meses de 2010 el Grupo inició de forma activa un programa para completar la venta de un 80% de los activos de distribución y transporte de gas de ENDESA en España, habiéndose clasificado los mismos desde ese momento como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Con fecha 17 de diciembre de 2010 se ha llevado a efecto la venta a dos fondos de infraestructuras gestionados por Goldman Sachs de una participación del 80% de Nubia, sociedad que integra la mayor parte de los activos de transporte y distribución de gas de ENDESA, manteniendo ENDESA una opción de compra sobre dicha participación ejercitable desde el quinto hasta el séptimo año desde la fecha de la venta por el valor de mercado de la participación en el momento del ejercicio de la opción, que podrá ser ajustado en su caso para permitir la obtención de una rentabilidad, previamente acordada, para los citados fondos. La venta ha generado una plusvalía de 489 millones de euros.

Venta de la red de transporte de electricidad

La Disposición Transitoria Novena de la Ley 17/2007, de 4 de julio, que modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, estableció que las empresas que sean titulares de instalaciones de transporte de electricidad en España, entre las cuales se encuentra el Grupo ENDESA, deberían transmitir dichas instalaciones a Red Eléctrica de España, S.A.U. (en adelante, «REE») antes del 6 de julio de 2010 al precio de mercado acordado entre las partes.

El 1 de julio de 2010 el Grupo ENDESA y REE llegaron a un acuerdo relativo a la adquisición por parte de ésta última de los activos integrantes de la red de transporte de energía eléctrica que eran titularidad del Grupo, habiéndose determinado en esa fecha el alcance de los activos a los que afectaba la mencionada obligación legal procediéndose al traspaso de estos activos al epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Operaciones Discontinuas». La transmisión afectaba a las redes de transporte

de energía eléctrica insulares (Canarias y Baleares) y activos integrantes de la red de transporte peninsular. La operación incluía los activos en servicio que otorgaban derecho a retribución en 2010 en concepto de transporte de energía eléctrica, así como activos en fase de construcción cuya puesta en servicio estaba prevista en 2010 y que otorgarán derecho a retribución en concepto de transportista de energía eléctrica en 2011.

El pasado 13 de diciembre de 2010, EDE y REE procedieron a formalizar el cierre de la transmisión de la práctica totalidad de los activos afectados por el referido contrato de compra-venta de activos de transporte de energía eléctrica suscrito con fecha 1 de julio de 2010 dando con ello cumplimiento a la obligación legal impuesta. El precio de compra-venta de los activos ha sido de 1.412 millones de euros, lo que implica una plusvalía bruta de 748 millones de euros, sin perjuicio de la aplicación de otras previsiones contractuales sobre el precio de compra. Adicionalmente, EDE ha procedido al cobro de 66 millones de euros correspondiente al contrato de disponibilidad de asistencia técnica a REE por un período de cuatro años.

Otras operaciones

En 2009 ENDESA inició gestiones para la venta de su participación del 100% en la Compañía Americana de Multiservicios Ltda. (en adelante, «CAM») y del 50,01% en ENDESA Hellas, cuyos activos y pasivos se clasificaron como activos y pasivos mantenidos para la venta en el Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2009.

Por lo que respecta a la desinversión de CAM, con fecha 20 de diciembre de 2010 el Directorio de Enersis aceptó la oferta recibida de la empresa de nacionalidad peruana Graña y Montero S.A.A. para la compra de esta sociedad por importe de 20 millones de dólares, esperándose que el cierre de la transacción se concrete en los primeros meses de 2011. Por lo tanto, los activos y pasivos de CAM continúan registrados como activos y pasivos mantenidos para la venta en el Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2010. Como consecuencia de las diferentes evaluaciones del precio de venta efectuadas a lo largo del proceso se ha realizado un saneamiento del valor de estos activos por importe de 30 millones de euros con cargo al epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» de la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2010 y 30 millones de euros sobre el mismo epígrafe de la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2009.

En relación con ENDESA Hellas, el pasado 1 de julio de 2010 se materializó la venta al Grupo Mytilineos de dicha participación por importe de 140 millones de euros, no habiendo supuesto la mencionada operación de venta el registro de ningún resultado en la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2010, ya que se había realizado un saneamiento del valor de los activos con cargo al epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» de la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2009 por importe de 87 millones de euros.

Asimismo en los últimos días de 2009 se inició la venta de la participación del 1% en Red Eléctrica Corporación (en adelante, «REC»). Dicha desinversión se completó en los primeros meses del ejercicio 2010 por importe de 51 millones de euros, habiendo registrado un beneficio antes de impuestos de 36 millones de euros en la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2010, adicional a los 5 millones de euros registrados en el ejercicio 2009.

Finalmente, en 2010 ENDESA ha iniciado para la venta de su participación del 100% en Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda. (en adelante, «Synapsis») y del 100% en ENDESA

Ireland. Como consecuencia de ello, se han considerado activos mantenidos para la venta en el Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2010.

A tal efecto, el pasado 20 de diciembre de 2010, el Directorio de Enersis aceptó la oferta de compra recibida de Riverwood Capital L.P. para Synapsis por importe de 52 millones de dólares y se prevé que el cierre de la operación se realice durante los primeros meses del año 2011.

Ninguno de los activos anteriormente descritos, ni de los activos que ya estaban registrados en este epígrafe del Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2009, representa una línea de negocio o área geográfica significativa, por lo que las Cuentas de Resultados Consolidadas de los ejercicios 2010 y 2009 no contemplan Resultados de Actividades Interrumpidas.

A continuación se incluye el desglose por naturaleza de los epígrafes «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» y «Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de los Balances de Situación Consolidados a 31 de diciembre de 2010 y 2009 junto con su desglose por segmentos:

Desglose por Naturaleza de los epígrafes «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» y «Pasivos asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas».

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2010			31 de diciembre de 2009		
	España y Portugal y Resto	Latam	Total	España y Portugal y Resto	Latam	Total
ACTIVO						
Activo no corriente	385	41	426	497	29	526
Inmovilizado Material	166	26	192	261	15	276
Inversiones Inmobiliarias	—	—	—	—	—	—
Activo Intangible	23	4	27	103	2	105
Fondo de Comercio	196	—	196	80	—	80
Inversiones contabilizadas por el Método de Participación	—	—	—	46	5	51
Activos Financieros no Corrientes	—	2	2	3	—	3
Activos por Impuesto Diferido	—	9	9	4	7	11
Activo corriente	24	83	107	55	71	126
Existencias	14	12	26	—	22	22
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	10	55	65	40	42	82
Activos Financieros Corrientes	—	1	1	—	—	—
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	—	15	15	15	7	22
Total Activo	409	124	533	552	100	652
PASIVO						
Pasivo no corriente	74	14	88	76	13	89
Ingresos Diferidos	29	—	29	8	—	8
Provisiones no Corrientes	31	5	36	—	3	3
Deuda Financiera no Corriente	—	1	1	47	3	50
Otros Pasivos no Corrientes	—	—	—	—	—	—
Pasivos por Impuesto Diferido	14	8	22	21	7	28
Pasivo corriente	19	105	124	75	60	135
Deuda Financiera Corriente	—	10	10	30	10	40
Provisiones Corrientes	—	—	—	—	—	—
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	19	95	114	45	50	95
Total Pasivo	93	119	212	151	73	224

34. Información por segmentos

34.1. Criterios de segmentación

En el desarrollo de su actividad la organización del Grupo se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas y servicios relacionados, y establece dos grandes líneas de negocio, basada cada una de ellas en un área geográfica:

- España y Portugal y Resto (en adelante, «España y Portugal»).
- Latinoamérica (en adelante, «Latam»).

Aunque dentro de cada segmento geográfico el Grupo considera la existencia de una única actividad integrada verticalmente, a efectos de una mayor transparencia, se consideran como segmentos secundarios la Generación y la Distribución, incluyendo en cada uno de ellos la actividad de Comercialización vinculada al mismo.

Dado que la organización societaria del Grupo coincide, básicamente, con la de los negocios y, por tanto, de los segmentos, los repartos establecidos en la información por segmentos que se presenta a continuación se basan en la información financiera de las sociedades que se integran en cada segmento.

Las operaciones entre segmentos forman parte del tráfico habitual en cuanto a su objeto y condiciones.

34.2. Información por segmentos

A continuación se presenta la información por segmentos de 2010 y 2009:

	2010			2009		
	España y Portugal	Latam	Total	España y Portugal	Latam	Total
Información por Segmentos: Cuentas de Resultados correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009	<i>Millones de Euros</i>					
Ingresos	21.191	9.986	31.177	17.473	8.452	25.925
Ventas	20.186	9.372	29.558	16.435	7.998	24.433
Otros Ingresos de Explotación	1.005	614	1.619	1.038	454	1.492
Aprovisionamientos y Servicios	(14.380)	(5.388)	(19.768)	(10.492)	(4.218)	(14.710)
Compras de Energía	(5.125)	(2.284)	(7.409)	(3.931)	(2.082)	(6.013)
Consumo de Combustibles	(1.929)	(1.225)	(3.154)	(1.961)	(822)	(2.783)
Gastos de Transporte	(5.517)	(570)	(6.087)	(3.243)	(360)	(3.603)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(1.809)	(1.309)	(3.118)	(1.357)	(954)	(2.311)
Margen de Contribución	6.811	4.598	11.409	6.981	4.234	11.215
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	199	66	265	147	41	188
Gastos de Personal	(1.279)	(573)	(1.852)	(1.497)	(497)	(1.994)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.652)	(696)	(2.348)	(1.571)	(610)	(2.181)
Resultado Bruto de Explotación	4.079	3.395	7.474	4.060	3.168	7.228
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1.596)	(847)	(2.443)	(1.505)	(671)	(2.176)
Resultado de Explotación	2.483	2.548	5.031	2.555	2.497	5.052
Resultado Financiero	(460)	(423)	(883)	(547)	(471)	(1.018)
Ingreso Financiero	121	256	377	419	220	639
Gasto Financiero	(586)	(686)	(1.272)	(954)	(669)	(1.623)
Diferencias de Cambio Netas	5	7	12	(12)	(22)	(34)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(1)	2	1	41	4	45
Resultado de otras Inversiones	6	—	6	(4)	2	(2)
Resultado en Ventas de Activos	2.346	15	2.361	1.299	214	1.513
Resultados antes de impuestos	4.374	2.142	6.516	3.344	2.246	5.590
Impuestos sobre Sociedades	(869)	(529)	(1.398)	(576)	(654)	(1.230)
Resultado después de impuestos de actividades continuadas	3.505	1.613	5.118	2.768	1.592	4.360
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	—	—	—	—	—	—
Resultado Del Ejercicio	3.505	1.613	5.118	2.768	1.592	4.360
Sociedad Dominante	3.498	631	4.129	2.759	671	3.430
Intereses Minoritarios	7	982	989	9	921	930

Información por Segmentos: Balances de Situación a 31 de diciembre de 2010 y 2009

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2010			31 de diciembre de 2009		
	España y Portugal	Latam	Total	España y Portugal	Latam	Total
Activo						
Activo no Corriente	25.960	17.595	43.555	33.501	15.068	48.569
Inmovilizado Material	22.001	10.895	32.896	23.404	9.509	32.913
Inversiones Inmobiliarias	13	56	69	15	43	58
Activo Intangible	845	2.322	3.167	893	1.950	2.843
Fondo de Comercio	18	2.779	2.797	385	2.430	2.815
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	881	18	899	266	27	293
Activos Financieros no Corrientes	835	806	1.641	7.120	483	7.603
Activos por Impuesto Diferido	1.367	719	2.086	1.418	626	2.044
Activo Corriente	14.819	4.214	19.033	7.375	3.993	11.368
Existencias	1.028	101	1.129	978	79	1.057
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	3.765	2.344	6.109	4.747	2.167	6.914
Activos Financieros Corrientes	9.377	57	9.434	845	62	907
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	240	1.588	1.828	253	1.585	1.838
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	409	124	533	552	100	652
Total Activo	40.779	21.809	62.588	40.876	19.061	59.937
Patrimonio Neto y Pasivo						
Patrimonio Neto	12.798	10.366	23.164	10.417	8.543	18.960
De la Sociedad Dominante	12.800	4.976	17.776	10.218	4.009	14.227
De los Intereses Minoritarios	(2)	5.390	5.388	199	4.534	4.733
Pasivo no Corriente	20.123	7.260	27.383	22.614	7.129	29.743
Ingresos Diferidos	3.930	6	3.936	3.629	7	3.636
Provisiones no Corrientes	3.967	747	4.714	3.815	631	4.446
Deuda Financiera no Corriente	10.952	5.304	16.256	14.155	5.357	19.512
Otros Pasivos no Corrientes	490	112	602	474	107	581
Pasivos por Impuesto Diferido	784	1.091	1.875	541	1.027	1.568
Pasivo Corriente	7.858	4.183	12.041	7.845	3.389	11.234
Deuda Financiera Corriente	5	980	985	—	929	929
Provisiones Corrientes	838	182	1.020	831	131	962
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	6.922	2.902	9.824	6.863	2.256	9.119
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	93	119	212	151	73	224
Total Patrimonio Neto y Pasivo	40.779	21.809	62.588	40.876	19.061	59.937

Información por Segmentos: Estados de Flujos de Efectivo correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009

Millones de Euros

	2010			2009		
	España y Portugal	Latam	Total	España y Portugal	Latam	Total
Resultado Bruto antes de Impuestos e Intereses Minoritarios	4.374	2.142	6.516	3.344	2.246	5.590
Ajustes del Resultado	(131)	1.221	1.090	554	859	1.413
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	1.596	847	2.443	1.505	671	2.176
Otros Ajustes del Resultado	(1.727)	374	(1.353)	(951)	188	(763)
Cambios en el Capital Corriente	315	(238)	77	13	139	152
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación	(1.026)	(752)	(1.778)	(1.524)	(664)	(2.188)
Cobro de Intereses	53	256	309	162	220	382
Cobro de Dividendos	11	1	12	10	3	13
Pagos de Intereses	(327)	(342)	(669)	(395)	(449)	(844)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades	(316)	(559)	(875)	(813)	(353)	(1.166)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación	(447)	(108)	(555)	(488)	(85)	(573)
Flujos Netos de Efectivo procedentes Actividades de Explotación	3.532	2.373	5.905	2.387	2.580	4.967
Adquisiciones de Activos Fijos Materiales e Inmateriales	(1.516)	(1.077)	(2.593)	(2.150)	(1.074)	(3.224)
Enajenaciones de Activos Fijos Materiales e Inmateriales	1.441	88	1.529	2.812	21	2.833
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo	—	(30)	(30)	(444)	(35)	(479)
Desinversiones en Participaciones Empresas del Grupo	1.532	—	1.532	20	—	20
Adquisiciones de otras Inversiones	(2.147)	(74)	(2.221)	(1.962)	(73)	(2.035)
Enajenaciones de otras Inversiones	763	116	879	547	199	746
Flujos de Efectivo por Variación de Perímetro	(87)	—	(87)	7	—	7
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos	233	—	233	274	1	275
Flujos Netos de Efectivo empleados en Actividades de Inversión	219	(977)	(758)	(896)	(961)	(1.857)
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	931	243	1.174	3.112	689	3.801
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	(856)	(345)	(1.201)	118	(579)	(461)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente	(3.056)	(614)	(3.670)	(1.725)	(1.242)	(2.967)
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	(798)	(290)	(1.088)	(6.025)	(219)	(6.244)
Pagos a Intereses Minoritarios	—	(570)	(570)	(4)	(457)	(461)
Flujos Netos de Efectivo de la Actividad de Financiación	(3.779)	(1.576)	(5.355)	(4.524)	(1.808)	(6.332)
Flujos Netos Totales	(28)	(180)	(208)	(3.033)	(189)	(3.222)
Variación de Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos	—	191	191	—	249	249
Variación de Efectivo y otros Medios Líquidos	(28)	11	(17)	(3.033)	60	(2.973)
Efectivo y otros Medios Líquidos Iniciales	268	1.592	1.860	3.301	1.532	4.833
Efectivo en Caja y Bancos	89	1.173	1.262	3.193	228	3.421
Otros Equivalentes de Efectivo	179	419	598	108	1.304	1.412
Efectivo y otros Medios Líquidos Finales	240	1.603	1.843	268	1.592	1.860
Efectivo en Caja y Bancos	237	291	528	179	419	598
Otros Equivalentes de Efectivo	3	1.312	1.315	89	1.173	1.262

Información por Segmentos: Cuentas de Resultados correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009

Millones de Euros

Negocio Eléctrico España y Portugal	2010				2009			
	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total
Ingresos	18.833	2.853	(495)	21.191	15.221	2.635	(383)	17.473
Ventas	17.755	2.735	(304)	20.186	14.347	2.469	(381)	16.435
Otros Ingresos de Explotación	1.078	118	(191)	1.005	874	166	(2)	1.038
Aprovisionamientos y Servicios	(14.614)	(131)	365	(14.380)	(10.496)	(224)	228	(10.492)
Compras de Energía	(5.320)	—	195	(5.125)	(3.961)	(2)	32	(3.931)
Consumo de Combustibles	(1.949)	—	20	(1.929)	(1.968)	—	7	(1.961)
Gastos de Transporte	(5.517)	—	—	(5.517)	(3.294)	—	51	(3.243)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(1.828)	(131)	150	(1.809)	(1.273)	(222)	138	(1.357)
Margen de Contribución	4.219	2.722	(130)	6.811	4.725	2.411	(155)	6.981
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	24	96	79	199	13	119	15	147
Gastos de Personal	(639)	(360)	(280)	(1.279)	(526)	(743)	(228)	(1.497)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.295)	(558)	201	(1.652)	(1.165)	(630)	224	(1.571)
Resultado Bruto de Explotación	2.309	1.900	(130)	4.079	3.047	1.157	(144)	4.060
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(982)	(577)	(37)	(1.596)	(902)	(564)	(39)	(1.505)
Resultado de Explotación	1.327	1.323	(167)	2.483	2.145	593	(183)	2.555
Resultado Financiero	(266)	(105)	(89)	(460)	(473)	(298)	224	(547)
Ingreso Financiero	82	34	5	121	131	42	246	419
Gasto Financiero	(331)	(139)	(116)	(586)	(618)	(340)	4	(954)
Diferencias de Cambio Netas	(17)	—	22	5	14	—	(26)	(12)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(7)	5	1	(1)	35	5	1	41
Resultado de otras Inversiones	6	(1)	1	6	(12)	—	8	(4)
Resultado en Ventas de Activos	1.052	1.239	55	2.346	1.270	7	22	1.299
Resultados antes de impuestos	2.112	2.461	(199)	4.374	2.965	307	72	3.344
Impuestos sobre Sociedades	(394)	(511)	36	(869)	(561)	(62)	47	(576)
Resultado después de impuestos de actividades continuadas	1.718	1.950	(163)	3.505	2.404	245	119	2.768
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado del ejercicio	1.718	1.950	(163)	3.505	2.404	245	119	2.768
Sociedad Dominante	1.716	1.945	(163)	3.498	2.394	240	125	2.759
Intereses Minoritarios	2	5	—	7	10	5	(6)	9

Información por Segmentos: Balances de Situación a 31 de diciembre de 2010 y 2009

Millones de Euros

Negocio Eléctrico España y Portugal	31 de diciembre de 2010				31 de diciembre de 2009			
	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total
Activo								
Activo no Corriente	12.951	13.129	(120)	25.960	15.280	13.472	4.749	33.501
Inmovilizado Material	10.221	11.309	471	22.001	10.839	12.089	476	23.404
Inversiones Inmobiliarias	—	3	10	13	—	5	10	15
Activo Intangible	582	187	76	845	634	177	82	893
Fondo de Comercio	20	1	(3)	18	367	—	18	385
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	825	69	(13)	881	228	48	(10)	266
Activos Financieros no Corrientes	660	1.006	(831)	835	2.599	512	4.009	7.120
Activos por Impuesto Diferido	643	554	170	1.367	613	641	164	1.418
Activo Corriente	8.991	609	5.219	14.819	6.228	1.354	(207)	7.375
Existencias	951	80	(3)	1.028	934	45	(1)	978
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	4.379	479	(1.093)	3.765	3.969	1.272	(494)	4.747
Activos Financieros Corrientes	2.990	29	6.358	9.377	588	32	225	845
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	209	2	29	240	231	5	17	253
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	462	19	(72)	409	506	—	46	552
TOTAL ACTIVO	21.942	13.738	5.099	40.779	21.508	14.826	4.542	40.876
Patrimonio Neto y Pasivo								
Patrimonio Neto	5.849	4.683	2.266	12.798	5.797	2.777	1.843	10.417
De la Sociedad Dominante	5.849	4.683	2.268	12.800	5.513	2.748	1.957	10.218
De los Intereses Minoritarios	—	—	(2)	(2)	284	29	(114)	199
Pasivo no Corriente	9.830	6.983	3.310	20.123	10.140	9.661	2.813	22.614
Ingresos Diferidos	141	3.924	(135)	3.930	117	3.620	(108)	3.629
Provisiones no Corrientes	1.932	1.488	547	3.967	1.568	1.697	550	3.815
Deuda Financiera no Corriente	7.260	942	2.750	10.952	8.025	3.883	2.247	14.155
Otros Pasivos no Corrientes	76	426	(12)	490	98	373	3	474
Pasivos por Impuesto Diferido	421	203	160	784	332	88	121	541
Pasivo Corriente	6.263	2.072	(477)	7.858	5.571	2.388	(114)	7.845
Deuda Financiera Corriente	45	27	(67)	5	135	79	(214)	—
Provisiones Corrientes	915	255	(332)	838	878	282	(329)	831
Acreeedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	5.210	1.789	(77)	6.922	4.407	2.027	429	6.863
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	93	1	(1)	93	151	—	—	151
Total Patrimonio Neto y Pasivo	21.942	13.738	5.099	40.779	21.508	14.826	4.542	40.876

Información por Segmentos: Cuentas de Resultados correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009

Millones de Euros

Negocio Eléctrico Latinoamérica	2010				2009			
	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total
Ingresos	4.382	6.499	(895)	9.986	3.705	5.446	(699)	8.452
Ventas	4.303	5.996	(927)	9.372	3.684	5.019	(705)	7.998
Otros Ingresos de Explotación	79	503	32	614	21	427	6	454
Aprovisionamientos y servicios	(2.130)	(4.241)	983	(5.388)	(1.465)	(3.472)	719	(4.218)
Compras de Energía	(394)	(2.944)	1.054	(2.284)	(270)	(2.642)	830	(2.082)
Consumo de Combustibles	(1.225)	—	—	(1.225)	(822)	—	—	(822)
Gastos de Transporte	(314)	(324)	68	(570)	(235)	(152)	27	(360)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(197)	(973)	(139)	(1.309)	(138)	(678)	(138)	(954)
Margen de contribución	2.252	2.258	88	4.598	2.240	1.974	20	4.234
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	15	51	—	66	1	40	—	41
Gastos de Personal	(118)	(320)	(135)	(573)	(116)	(279)	(102)	(497)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(170)	(541)	15	(696)	(175)	(476)	41	(610)
Resultado bruto de Explotación	1.979	1.448	(32)	3.395	1.950	1.259	(41)	3.168
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(377)	(430)	(40)	(847)	(358)	(280)	(33)	(671)
Resultado de Explotación	1.602	1.018	(72)	2.548	1.592	979	(74)	2.497
Resultado Financiero	(218)	(124)	(81)	(423)	(287)	(130)	(54)	(471)
Ingreso Financiero	43	197	16	256	69	152	(1)	220
Gasto Financiero	(287)	(342)	(57)	(686)	(330)	(291)	(48)	(669)
Diferencias de Cambio Netas	26	21	(40)	7	(26)	9	(5)	(22)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	2	—	—	2	3	—	1	4
Resultado de otras Inversiones	—	—	—	—	—	—	2	2
Resultado en Ventas de Activos	2	2	11	15	—	33	181	214
Resultados antes de impuestos	1.388	896	(142)	2.142	1.308	882	56	2.246
Impuestos sobre Sociedades	(321)	(220)	12	(529)	(317)	(250)	(87)	(654)
Resultado después de impuestos de actividades continuadas	1.067	676	(130)	1.613	991	632	(31)	1.592
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado del ejercicio	1.067	676	(130)	1.613	991	632	(31)	1.592
Sociedad Dominante	829	561	(759)	631	828	560	(717)	671
Intereses Minoritarios	238	115	629	982	163	72	686	921

Información por Segmentos: Balances de Situación a 31 de diciembre de 2010 y 2009

Millones de Euros

Negocio Eléctrico Latinoamérica	31 de diciembre de 2010				31 de diciembre de 2009			
	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total
Activo								
Activo no Corriente	8.639	6.689	2.267	17.595	7.508	5.633	1.927	15.068
Inmovilizado Material	7.697	3.208	(10)	10.895	6.765	2.734	10	9.509
Inversiones Inmobiliarias	—	—	56	56	—	—	43	43
Activo Intangible	50	2.247	25	2.322	53	1.888	9	1.950
Fondo de Comercio	296	433	2.050	2.779	270	393	1.767	2.430
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	17	—	1	18	25	—	2	27
Activos Financieros no Corrientes	350	399	57	806	196	256	31	483
Activos por Impuesto Diferido	229	402	88	719	199	362	65	626
Activo Corriente	1.957	1.971	286	4.214	2.065	1.836	92	3.993
Existencias	68	25	8	101	56	23	—	79
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	1.160	1.392	(208)	2.344	1.072	1.224	(129)	2.167
Activos Financieros Corrientes	52	71	(66)	57	63	—	(1)	62
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	677	483	428	1.588	874	589	122	1.585
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	124	124	—	—	100	100
Total Activo	10.596	8.660	2.553	21.809	9.573	7.469	2.019	19.061
Patrimonio Neto y Pasivo								
Patrimonio Neto	4.882	3.711	1.773	10.366	4.111	3.338	1.094	8.543
De la Sociedad Dominante	3.823	2.834	(1.681)	4.976	3.328	3.300	(2.619)	4.009
De los Intereses Minoritarios	1.059	877	3.454	5.390	783	38	3.713	4.534
Pasivo no Corriente	3.469	2.722	1.069	7.260	3.557	2.483	1.089	7.129
Ingresos Diferidos	1	5	—	6	1	9	(3)	7
Provisiones no Corrientes	161	544	42	747	123	464	44	631
Deuda Financiera no Corriente	2.662	1.803	839	5.304	2.872	1.644	841	5.357
Otros Pasivos no Corrientes	70	36	6	112	63	60	(16)	107
Pasivos por Impuesto Diferido	575	334	182	1.091	498	306	223	1.027
Pasivo Corriente	2.245	2.227	(289)	4.183	1.905	1.648	(164)	3.389
Deuda Financiera Corriente	627	452	(99)	980	603	402	(76)	929
Provisiones Corrientes	68	78	36	182	50	55	26	131
Acreeedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	1.550	1.697	(345)	2.902	1.252	1.191	(187)	2.256
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	119	119	—	—	73	73
Total Patrimonio Neto y Pasivo	10.596	8.660	2.553	21.809	9.573	7.469	2.019	19.061

35. Saldos y transacciones con partes vinculadas

Las operaciones entre la Sociedad y sus Sociedades Dependientes y de Control Conjunto, que son partes vinculadas, forman parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones y han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta Nota.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 no existen provisiones por deudas de dudoso cobro derivadas de transacciones entre la Sociedad y sus Sociedades Dependientes y de Control Conjunto.

A efectos de la información incluida en esta Nota se han considerado accionistas significativos de la sociedad en el ejercicio 2009 a ENEL y Acciona (hasta el 25 de junio de 2009), y en el ejercicio 2010 a ENEL.

Todas las operaciones con partes vinculadas se realizan con arreglo a los términos y condiciones habituales de mercado.

35.1. Gastos e ingresos y otras transacciones

Las operaciones relevantes realizadas durante los ejercicios 2010 y 2009 con partes vinculadas, todas ellas cerradas en condiciones de mercado, han sido las siguientes:

35.1.1. Gastos e ingresos

	<i>Miles de Euros</i>				2010
	Accionistas Significativos	Administrad. y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	
Gastos Financieros	1.137	—	—	—	1.137
Contratos de Gestión o Colaboración	51.383	1.066	—	—	52.449
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Arrendamientos	—	—	—	—	—
Recepción de Servicios	50	—	—	—	50
Compra de Bienes (Terminados o en Curso)	11.669	—	—	—	11.669
Correcciones Valorativas por Deudas Incobrables o de Dudoso Cobro	—	—	—	—	—
Pérdidas por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Gastos	159.016	—	—	—	159.016
Gastos	223.255	1.066	—	—	224.321
Ingresos Financieros	3.700	34	—	—	3.734
Contratos de Gestión o Colaboración	5.225	—	—	—	5.225
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Arrendamientos	43	—	—	—	43
Prestación de Servicios	3.786	—	—	—	3.786
Venta de Bienes (Terminados o en Curso)	35.968	—	—	—	35.968
Beneficios por Baja o Enajenación de Activos (Nota 31)	1.042.981	—	—	—	1.042.981
Otros Ingresos	115.085	—	—	—	115.085
Ingresos	1.206.788	34	—	—	1.206.822

Miles de Euros

2009

	Accionistas Significativos	Administrad. y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos Financieros	—	—	—	—	—
Contratos de Gestión o Colaboración	36.500	161	—	—	36.661
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Arrendamientos	—	—	—	—	—
Recepción de Servicios	22.015	—	—	—	22.015
Compra de Bienes (Terminados o en Curso)	3.981	—	—	—	3.981
Correcciones Valorativas por Deudas Incobrables o de Dudoso Cobro	—	—	—	—	—
Pérdidas por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Gastos	8.508	—	—	—	8.508
Gastos	71.004	161	—	—	71.165
Ingresos Financieros	—	37	—	—	37
Contratos de Gestión o Colaboración	—	—	—	—	—
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	803	—	—	—	803
Arrendamientos	—	—	—	—	—
Prestación de Servicios	172 (1)	—	—	—	172
Venta de Bienes (Terminados o en Curso)	—	—	—	—	—
Beneficios por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Ingresos	14.314	—	—	—	14.314
Ingresos	15.289	37	—	—	15.326

(1) Incluye 90 miles de euros con EEE.

35.1.2. Otras transacciones

Miles de Euros

2010

	Accionistas Significativos	Administrad. y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Compra de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	6.727	—	—	—	6.727
Acuerdos de Financiación (Prestamista)	—	—	—	—	—
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendador)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendador)	—	—	—	—	—
Venta de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	343.421	—	—	—	343.421
Acuerdos de Financiación (Prestatario)	—	1.871	—	—	1.871
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendatario)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendatario)	—	56	—	—	56
Garantías y Avals Prestados	—	—	—	—	—
Garantías y Avals Recibidos	—	12.450	—	—	12.450
Compromisos Adquiridos	—	—	—	—	—
Compromisos/Garantías Canceladas	—	—	—	—	—
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	1.002.010	10	—	—	1.002.020
Otras Operaciones	1.211	—	—	—	1.211

Miles de Euros

2009

	Accionistas Significativos	Administrad. y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Compra de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	13.859	—	—	—	13.859
Acuerdos de Financiación (Prestamista)	420	—	—	—	420
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendador)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendador)	—	—	—	—	—
Venta de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	2.644.364	—	—	—	2.644.364
Acuerdos de Financiación (Prestatario)	1.066	1.927	—	—	2.993
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendatario)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendatario)	—	617	—	—	617
Garantías y Avals Prestados	—	—	—	—	—
Garantías y Avals Recibidos	—	18.394	—	—	18.394
Compromisos Adquiridos	—	—	—	—	—
Compromisos/Garantías Canceladas	—	—	—	—	—
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	5.747.911 (2)	14	—	—	5.747.925
Otras Operaciones	4.832	—	—	—	4.832

(2) Incluye 4.186.421 miles de euros con EEE.

35.2. Empresas asociadas y de control conjunto

Las operaciones con empresas asociadas y de control conjunto corresponden fundamentalmente a préstamos concedidos cuyos saldos ascienden a 201 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y a 207 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 (véase Nota 10) y avales concedidos por un importe, a esas mismas fechas, de 265 millones de euros y 644 millones de euros respectivamente (véase Nota 36).

A 31 de diciembre de 2010, las principales operaciones de préstamo corresponden a Nubia (72 millones de euros), Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (28 millones de euros), Elcogas, S.A. (12 millones de euros) y Medgaz, S.A. (11 millones de euros). Los principales avales concedidos a esa fecha corresponden a Elcogas, S.A. (111 millones de euros) y Medgaz, S.A. (94 millones de euros).

A 31 de diciembre de 2009, las principales operaciones de préstamo corresponden a ENEOP-Eólicas de Portugal, S.A. (53 millones de euros), Empreendimentos Eólicos Vale do Minho, S.A. (8 millones de euros), Tirme, S.A. (8 millones de euros) y Puignerel, A.I.E. (5 millones de euros). Los principales avales concedidos corresponden a Elcogas, S.A. (111 millones de euros), Productor Regional de Energía Renovable, S.A. (65 millones de euros) y ENEOP-Eólicas de Portugal, S.A. (55 millones de euros).

35.3. Planes de pensiones

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe a pagar al Plan de Pensiones del Grupo ENDESA en España por los Planes de Reequilibrio aprobados por la Dirección General de Seguros ascendía a 60 y 105 millones de euros respectivamente. Estos importes se han registrado en el epígrafe «Deuda Financiera» del Pasivo del Balance de Situación Consolidado adjunto.

35.4. Administradores y Alta Dirección

35.4.1. Retribución del Consejo de Administración

El artículo 40º de los Estatutos Sociales establece que *«la remuneración de los administradores se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual y participación en beneficios. La remuneración, global y anual, para todo el Consejo y por los conceptos anteriores, será el uno por mil de los beneficios del grupo consolidado, aprobados por la Junta General, si bien el Consejo de Administración podrá reducir este porcentaje en los ejercicios en que lo estime conveniente. Todo ello sin perjuicio de lo establecido en el párrafo tercero de este artículo con relación a las dietas.»*

Corresponderá al propio Consejo la distribución del importe citado entre los conceptos anteriores y entre los administradores en la forma, momento y proporción que libremente determine.

Los miembros del Consejo de Administración percibirán también dietas por asistencia a cada sesión de los órganos de administración de la sociedad y sus comités. La cuantía de dicha dieta será, como máximo, el importe que, de conformidad con los párrafos anteriores, se determine como asignación fija mensual. El Consejo de Administración podrá, dentro de este límite, establecer la cuantía de las dietas.

Las retribuciones previstas en los apartados precedentes, derivadas de la pertenencia al Consejo de Administración, serán compatibles con las demás percepciones profesionales o laborales que correspondan a los Consejeros por cualesquiera otras funciones ejecutivas o de asesoramiento que, en su caso, desempeñen para la sociedad distintas de las de supervisión y decisión colegiada propias de su condición de Consejeros, las cuales se someterán al régimen legal que les fuere aplicable.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 218 de la Ley de Sociedades de Capital, la remuneración por el concepto participación en beneficios, sólo podrán percibirla los administradores después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y de la estatutaria y de haberse reconocido a los accionistas un dividendo mínimo del 4 %.»

Así, los miembros del Consejo de Administración de ENDESA, S.A. han percibido retribuciones en su condición de Consejeros de la Sociedad, y por su pertenencia, en algunos casos, a Consejos de Administración de empresas dependientes, y los miembros del Consejo de administración que ejercen además funciones ejecutivas han percibido sus retribuciones por este concepto.

Durante el ejercicio 2010, la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 4.006,74 euros brutos y la dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comité de Nombramientos y Retribuciones, Comité de Auditoría y Cumplimiento, Comité Económico Financiero y de Inversiones, y Comité de Plan Industrial, Estrategia y Sinergias, ascendió a 2.003,37 euros brutos cada una.

El detalle de las retribuciones percibidas por los miembros del Consejo de Administración es el siguiente:

Retribución fija

	2010		2009		Euros
	A. Fija	Retribución	A. Fija	Retribución	
Borja Prado Eulate	48.081	812.000	48.081	617.722	
Fulvio Conti (1) (3)	48.081	—	24.040	—	
Andrea Brentan (9)	—	714.952	24.040	350.000	
Luigi Ferraris (1)	48.081	—	48.081	—	
Claudio Machetti (1)	48.081	—	48.081	—	
Gianluca Comin (1) (2)	48.081	—	16.027	—	
Luis de Guindos Jurado (3)	48.081	—	24.040	—	
Miquel Roca Junyent (3)	48.081	—	24.040	—	
Alejandro Echevarría Busquet (3)	48.081	—	24.040	—	
José Manuel Entrecanales Domecq (4)	—	—	12.020	340.767	
Rafael Miranda Robredo (5)	—	—	24.040	613.871	
Carmen Becerril Martínez (6)	—	—	24.040	—	
Valentín Montoya Moya (6)	—	—	24.040	—	
Esteban Morrás Andrés (6)	—	—	24.040	118.261	
Fernando d'Ornellas Silva (7)	—	—	28.047	—	
Jorge Vega-Penichet López (8)	—	—	12.020	—	
Suma	384.648	1.526.952	428.717	2.040.621	
Total	1.911.600		2.469.338		

(1) Las retribuciones devengadas por este Consejero, se abonan directamente a ENEL, S.p.A, de conformidad con su normativa interna.

(2) Forma parte del Consejo de Administración desde el 14 de septiembre de 2009.

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.

(4) No forma parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009.

(5) No forma parte del Consejo de Administración desde el 30 de junio de 2009.

(6) No forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.

(7) No forma parte del Consejo de Administración desde el 20 de julio de 2009.

(8) Formó parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009 al 25 de junio de 2009.

(9) Las retribuciones devengadas en su condición de Consejero en concepto de «Asignación Fija» hasta el 30 de junio de 2009 se abonaron directamente a ENEL, S.p.A., de conformidad con su normativa interna.

Retribución variable

	2010		2009		Euros
	Beneficios	Retribución	Beneficios	Retribución	
Borja Prado Eulate	195.698	477.691	174.497	—	
Fulvio Conti (1) (3)	97.849	—	—	—	
Andrea Brentan (1)	97.849	368.200	174.497	—	
Luigi Ferraris (1)	195.698	—	174.497	—	
Claudio Machetti (1)	195.698	—	174.497	—	
Gianluca Comin (1) (2)	65.233	—	—	—	
Luis de Guindos Jurado (3)	97.849	—	—	—	
Miquel Roca Junyent (3)	97.849	—	—	—	
Alejandro Echevarría Busquet (3)	97.849	—	—	—	
José Manuel Entrecanales Domecq (4)	48.924	—	174.497	1.492.525	
Rafael Miranda Robredo (5)	97.849	—	174.497	1.959.777	
Carmen Becerril Martínez (6)	97.849	—	174.497	—	
Valentín Montoya Moya (6)	97.849	—	174.497	—	
Esteban Morrás Andrés (6)	97.849	—	174.497	491.126	
Fernando d'Ornellas Silva (7)	114.157	—	174.497	—	
Jorge Vega-Penichet López (8)	48.924	—	—	—	
Suma	1.744.973	845.891	1.744.970	3.943.428	
Total	2.590.864		5.688.398		

(1) Las retribuciones devengadas por este Consejero, se abonan directamente a ENEL, S.p.A, de conformidad con su normativa interna. En el caso del Señor Brentan, esta circunstancia se produce sólo hasta 30 de junio de 2009.

(2) Forma parte del Consejo de Administración desde el 14 de septiembre de 2009.

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.

(4) No forma parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009.

(5) No forma parte del Consejo de Administración desde el 30 de junio de 2009.

(6) No forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.

(7) No forma parte del Consejo de Administración desde el 20 de julio de 2009.

(8) Formó parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009 al 25 de junio de 2009.

Dietas

	Euros			
	2010		2009	
	ENDESA	Otras Cías.	ENDESA	Otras Cías.
Borja Prado Eulate	38.064	6.236	50.084	28.074
Fulvio Conti (1) (3)	22.037	—	12.020	—
Andrea Brentan (1)	—	—	28.047	—
Luigi Ferraris (1)	42.071	—	52.088	—
Claudio Machetti (1)	40.067	—	30.051	—
Gianluca Comin (1) (2)	22.037	—	8.013	—
Luis de Guindos Jurado (3)	42.071	34.636	24.040	14.654
Miquel Roca Junyent (3)	58.098	—	30.051	—
Alejandro Echevarría Busquet (3)	32.054	—	20.034	—
José Manuel Entrecanales Domecq (4)	—	—	6.010	—
Rafael Miranda Robredo (5)	—	39.924	18.030	125.285
Carmen Becerril Martínez (6)	—	—	16.027	—
Valentín Montoya Moya (6)	—	—	28.047	—
Esteban Morrás Andrés (6)	—	—	12.020	—
Fernando d'Ornellas Silva (7)	—	—	40.067	19.540
Jorge Vega-Penichet López (8)	—	—	10.017	—
Total	296.499	80.796	384.646	187.553

- (1) Las retribuciones devengadas por este Consejero, se abonan directamente a ENEL, S.p.A, de conformidad con su normativa interna. En el caso del Señor Brentan, esta circunstancia se produce sólo hasta el 30 de junio de 2009.
- (2) Forma parte del Consejo de Administración desde el 14 de septiembre de 2009.
- (3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.
- (4) No forma parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009.
- (5) No forma parte del Consejo de Administración desde el 30 de junio de 2009.
- (6) No forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.
- (7) No forma parte del Consejo de Administración desde el 20 de julio de 2009.
- (8) Formó parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009 al 25 de junio de 2009.

Otras retribuciones

Miembros	Euros	
	2010	2009
Borja Prado Eulate	7.375	4.200
Andrea Brentan	8.872	3.003
José Manuel Entrecanales Domecq (1)	—	9.666.744
Rafael Miranda Robredo (2)	—	18.349.241
Esteban Morrás Andrés (1)	—	1.734.831
Total	16.247	29.758.019

- (1) «Otras retribuciones» del ejercicio 2009 incluye, las cantidades correspondientes a las indemnizaciones contractuales de los Señores Entrecanales y Morrás, al haber cesado el 24 de marzo de 2009 y el 25 de junio de 2009, respectivamente.
- (2) «Otras retribuciones» del ejercicio 2009 incluye la cantidad total correspondiente a los derechos económicos reconocidos por la prejubilación del Señor Miranda con fecha 30 de junio de 2009 y hasta el momento de su jubilación.

Anticipos y préstamos

La Compañía no ha concedido, durante los ejercicios 2010 y 2009, anticipos y/o préstamos a favor de los Consejeros, y tampoco existen saldos pendientes.

Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones

Miembros	Euros	
	2010	2009
Borja Prado Eulate	163.815	94.156
Andrea Brentan	140.883	70.844
José Manuel Entrecanales Domecq	—	66.358
Rafael Miranda Robredo (1)	—	105.456
Esteban Morrás Andrés	—	24.834

(1) La Compañía tiene establecido con carácter general, para el personal que cumple determinados supuestos de edad y antigüedad, derecho a la prejubilación con una garantía de derechos futuros en materia de retribuciones y pensiones. Por lo que a pensiones futuras se refiere y dado que en ejercicios anteriores se pagaron las primas globales por este concepto, el presente ejercicio recoge las diferencias por ajuste de valores.

Primas de Seguros de Vida

Miembros	Euros	
	2010	2009
Borja Prado Eulate	62.100	66.604
Andrea Brentan	88.362	84.662
José Manuel Entrecanales Domecq	—	34.262
Rafael Miranda Robredo	—	5.905
Esteban Morrás Andrés	—	1.717
Consejeros	—	10.422

35.4.2. Retribución de Alta Dirección

Remuneración de los Altos Directivos durante los ejercicios 2010 y 2009.

Identificación de los miembros de la Alta Dirección que no son a su vez consejeros ejecutivos, y remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Miembros de la Alta Dirección 2010

Nombre	Cargo
D. Francisco Borja Acha Besga	Director General de Asesoría Jurídica
D. Ignacio Antoñanzas Alvear	Director General de Latinoamérica
D. Alfonso Arias Cañete	Director General de Energía Nuclear
D. Francisco Arteaga Alarcón	Director General Territorial Andalucía y Extremadura
D. José Damián Bogas Gálvez	Director General de España y Portugal
D. Paolo Bondi	Director General Económico Financiero
D. Francesco Buresti	Director General de Compras
D. Pablo Casado Rebóiro	Director General Territorial de Canarias
D. Antón Costas Comesaña	Presidente del Consejo Asesor de Fecsa-ENDESA Cataluña
D. Enrique Durand Baquerizo	Director General de Auditoría
D. Amado Franco Lahoz	Presidente Consejo Asesor de Erz-ENDESA Aragón
D. Joaquín Galindo Vélez	Gerente General de ENDESA Chile
D. Jaime Gros Bañeres	Director General Territorial de Aragón
D. Rafael López Rueda	Director General de Sistemas y Telecomunicaciones
D. Alfonso López Sanchez	Director General de Comunicación
D. Héctor López Vilaseco	Director General de Estrategia y Desarrollo
D. José Luis Marín López Otero	Director General de ENDESA Red
D. Salvador Montejo Velilla	Secretario General y del Consejo de Administración
D. Manuel Morán Casero	Director General de Generación

Miembros de la Alta Dirección 2010

Nombre	Cargo
D. José Luis Puche Castillejo	Director General de Organización y Recursos Humanos
D. Álvaro Quiralte Abelló	Director General de Gestión Energía
D. Jorge Rosemblut Ratinoff	Presidente de ENDESA Chile
D. Andreu Rotger Amengual	Director General Territorial de Baleares
D. José María Rovira Vilanova	Director General de Fecca-ENDESA Cataluña
D. Máximo Tambosco	Subdirector General de Estrategia, Regulación y Planificación Estratégica de Latam / Subgerente General de Enersis
D. Antonio Torvá Jordán (1)	Director General Adjunto al Director General de Comunicación
D. Javier Uriarte Monereo	Director General de Comercialización
D. Jaime Ybarra Lloset	Presidente Consejo Asesor Sevillana-ENDESA Andalucía y Extremadura
D. Pablo Yrarrazabal Valdés	Presidente de Enersis

(1) Causó baja en el ejercicio 2010.

A continuación se detalla la retribución correspondiente a los miembros de la Alta Dirección:

Remuneración	Euros			
	En la Sociedad		Por la pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo	
	2010	2009	2010	2009
Retribución Fija	10.645.178	11.075.897	—	—
Retribución Variable	6.569.542	10.614.111	—	—
Dietas	—	—	148.042	400.584
Atenciones Estatutarias	—	—	—	—
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	—	—	—	—
Otros (1)	788.029	18.635.350	—	—
Total	18.002.749	40.325.358	148.042	400.584

(1) En el ejercicio 2009 esta cantidad incluye las indemnizaciones contractuales que han recibido los Altos Directivos que han cesado, con motivo del cambio de control.

Otros Beneficios	Euros			
	En la Sociedad		Por la pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo	
	2010	2009	2010	2009
Anticipos	905.711	931.460	—	—
Créditos Concedidos	965.449	995.449	—	—
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones (1)	1.528.871	2.595.036	—	—
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	—	—	—	—
Primas de Seguros de Vida	662.463	1.208.879	—	—

(1) La Compañía tiene establecido con carácter general, para el personal que cumple determinados supuestos de edad y antigüedad, derecho a la prejubilación con una garantía de derechos futuros en materia de retribuciones y pensiones. Para quienes están en este supuesto, por lo que a pensiones futuras se refiere y dado que en ejercicios anteriores se pagaron las primas globales por este concepto, el presente ejercicio recoge las diferencias por ajuste de valores.

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Dirección

Por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los Altos Directivos que tienen derecho a ello por importe de 12.450.318 euros en 2010 (que en 2009 eran 18.394.186 euros) para atender los devengos futuros, en materia retributiva, al igual que para el resto del personal en el mismo supuesto de edad y antigüedad, es decir, derecho a la prejubilación.

35.4.3. Cláusulas de garantía: Consejo de Administración y Alta Dirección

Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control

Este tipo de cláusulas es el mismo en los contratos de los Consejeros Ejecutivos y de los Altos Directivos de la Sociedad y de su Grupo, se ajustan a la práctica habitual del mercado (*), como se deriva de los informes solicitados por la Compañía, han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones y recogen supuestos de indemnización para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia postcontractual.

El régimen de estas cláusulas es el siguiente:

Extinción

Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente, según los casos, de una a tres veces la retribución anual.

- Por decisión unilateral del directivo: sin derecho de indemnización, salvo que el desistimiento se base en un incumplimiento grave y culpable de la Sociedad de sus obligaciones o vaciamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1382/1985, de 1 de agosto.
- Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero.
- Por decisión de la Sociedad basada en una conducta gravemente dolosa y culpable del directivo en el ejercicio de sus funciones: sin derecho a indemnización.

Estas condiciones son alternativas a las derivadas de la modificación de la relación laboral preexistente o de la extinción de ésta por prejubilación para Altos Directivos.

Pacto de no competencia postcontractual

En la gran mayoría de los contratos se exige al Alto Directivo cesante que no ejerza una actividad en competencia con ENDESA, durante el periodo de dos años; en contraprestación, el directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad equivalente a una retribución fija anual.

A 31 de diciembre de 2010 el número de Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, con cláusulas de garantía, ascendía a 24. A 31 de diciembre de 2009 ascendía a 25.

35.4.4. Otra información referente al Consejo de Administración

Con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas cotizadas, los consejeros comunican, hasta donde alcanza su conocimiento, las participaciones directas o indirectas que, tanto ellos como las personas vinculadas a que se refiere el artículo 231 de la Ley de Sociedades de Capital, tienen en el capital de sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de ENDESA, S.A. y comunican igualmente los cargos o las funciones que en ella ejerzan:

A 31 de diciembre de 2010

Nombre del Consejero	NIF o CIF de la sociedad objeto	Denominación de la sociedad objeto	% Participación	Cargos
D. Borja Prado Eulate	B85721025	ENEL Energy Europe, S.L.U.	—	Consejero
D. Borja Prado Eulate	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0,00064	—
D. Fulvio Conti	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00563	Consejero Delegado y Director General
D. Fulvio Conti	B85721025	ENEL Energy Europe, S.L.U.	—	Presidente
D. Fulvio Conti	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0,00248	—
D. Andrea Brentan	94.271.000-3	Enersis, S.A.	—	Vicepresidente
D. Andrea Brentan	B85721025	ENEL Energy Europe, S.L.U.	—	Consejero Delegado
D. Andrea Brentan	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	—	Consejero
D. Andrea Brentan	8096.41.513	ENEL Investment Holding	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00031	CFO
D. Luigi Ferraris	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0,00080	Presidente
D. Luigi Ferraris	6671156423	ENEL OGG-5 OJSC	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	06152631005	ENEL Factor S.p.A.	—	Presidente
D. Luigi Ferraris	06377691008	ENEL Servizi S.r.l.	—	Presidente
D. Luigi Ferraris	05779711000	ENEL Distribuzione S.p.A.	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	05617841001	ENEL Produzione S.p.A.	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	8096.41.513	ENEL Investment Holding	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	10426731005	ENEL Ingegneria e Innovazione S.p.A.	—	Consejero
D. Luis de Guindos Jurado	91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	—	Consejero
D. Luis de Guindos Jurado	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0,00008	—
D. Claudio Machetti	00811720580	ENEL, S.p.A.	—	Director de la función Group Risk Management
D. Claudio Machetti	6347168E	ENEL.re Ltd	—	Presidente
D. Claudio Machetti	08036221003	ENEL New.Hydro Srl	—	Presidente
D. Claudio Machetti	05779711000	ENEL Distribuzione S.p.A.	—	Consejero
D. Claudio Machetti	8096.41.513	ENEL Investment Holding	—	Consejero
D. Claudio Machetti	05617841001	ENEL Produzione S.p.A.	—	Consejero
D. Claudio Machetti	05918271007	ENEL Trade S.p.A.	—	Consejero
D. Claudio Machetti	05779661007	Terna, S.p.A.	—	Consejero
D. Gianluca Comin	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00015	Director de Relaciones Externas
D. Gianluca Comin	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	0,00040	—

A 31 de diciembre de 2009

Nombre del Consejero	NIF o CIF de la sociedad objeto	Denominación de la sociedad objeto	% Participación	Cargo
D. Borja Prado Eulate	91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	—	Consejero
D. Fulvio Conti	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00563	Consejero Delegado y Director General
D. Andrea Brentan	94.271.000-3	Enersis, S.A.	—	Vicepresidente
D. Andrea Brentan	B85721025	ENEL Energy Europe, S.L.U.	—	Presidente
D. Andrea Brentan	8096.41.513	ENEL Investment Holding	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00016	CFO
D. Luis de Guindos Jurado	91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	—	Consejero
D. Claudio Machetti	00811720580	ENEL, S.p.A.	—	Director de la función Group Risk Management
D. Gianluca Comin	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00015	Director de Relaciones Externas

Durante el ejercicio 2010 se han dado en los Administradores situaciones de conflicto de interés. Los Consejeros afectados por esta situación de conflicto, se han ausentado de las correspondientes sesiones, evitando la posible adopción de decisiones, por parte del Consejo de Administración, contrarias al interés social de ENDESA.

(*) Por adecuación a mercado, en el caso de dos de los Altos Directivos citados, la garantía es de una mensualidad y media de retribución por año de servicio, para determinados supuestos de desvinculación de la empresa.

Diversidad de género: El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. a 31 de diciembre de 2010, está integrado por nueve consejeros, no teniendo presencia en el mismo ninguna mujer. A 31 de diciembre de 2009, la situación era la misma.

35.4.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción de ENDESA

ENDESA no ha establecido, hasta la fecha, plan alguno de retribuciones vinculadas a la cotización de la acción de ENDESA o «stock option» sobre las mismas, de forma que ni los miembros del Consejo de Administración, ni los Altos Directivos han percibido retribuciones por tal concepto.

35.4.6. Planes de retribución a largo plazo

En el año 2010 se ha establecido en ENDESA un sistema de retribución a largo plazo denominado Plan de Fidelización, que tiene como finalidad fortalecer el compromiso de los empleados que ocupan posiciones de mayor responsabilidad en la consecución de los objetivos estratégicos del Grupo. Con un ámbito temporal de tres años (desde enero-2010 a diciembre-2012), afecta a un total de 1.200 empleados (Altos Directivos, Directivos y Personal Singular en España). El Programa consiste en el derecho a la percepción de un incentivo a largo plazo, en función del grado de cumplimiento de objetivos de carácter económico de la compañía (Resultado Bruto de Explotación (en adelante, «EBITDA») de ENDESA y Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante (en adelante, «Beneficio Neto») de ENDESA y ENEL).

36. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

36.1. Garantías directas e indirectas

El Grupo ENDESA tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 265 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 644 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 (véase Nota 35.2), de los que no corresponde ningún importe a sociedades en las que el Grupo posee control conjunto.

36.2. Otra información

En cumplimiento de las disposiciones legales en vigor en España y ajustándose a lo dispuesto por la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, el Grupo tiene asegurados los riesgos a terceros por accidente nuclear que puedan surgir en la explotación de sus centrales hasta 700 millones de euros. Por encima de dicho importe, se estaría a lo dispuesto en los Convenios Internacionales firmados por el Estado Español. Además, las centrales nucleares disponen de un seguro de daños para sus instalaciones que incluye los producidos a las existencias de combustible nuclear, y de un seguro de avería de maquinaria con un límite de cobertura de 700 millones de euros para cada central.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe de los activos financieros líquidos del Grupo pignorados como garantía de pasivos o pasivos contingentes ascendía a 101 y 113 millones de euros respectivamente.

Adicionalmente a 31 de diciembre de 2010 existían prendas sobre recaudaciones futuras por importe de 300 millones de euros (38 millones de euros a 31 de diciembre de 2009).

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 existían elementos del inmovilizado material por importe de 526 y 651 millones de euros que servían como garantía para el cumplimiento de obligaciones.

A 31 de diciembre de 2010 el Grupo tenía compromisos futuros de compra de electricidad por importe de 41.771 millones de euros (38.449 millones de euros a 31 de diciembre de 2009) conforme el siguiente detalle:

	<i>Millones de Euros</i>
	Compromisos futuros de Compra de Electricidad
2011-2015	7.920
2016-2020	8.534
2021-2025	7.775
2026-Resto	17.542
Total (*)	41.771

(*) Correspondiente a empresas de control conjunto: 1 millón de euros.

Durante el proceso de la OPA de Gas Natural, por la totalidad de las acciones representativas del capital social de ENDESA, S.A. de la cual desistió el 1 de febrero de 2007, y a raíz de su suspensión cautelar tanto por el Tribunal Supremo como por el Juzgado de lo Mercantil nº 3 de Madrid, ENDESA tuvo que presentar una caución por los daños y perjuicios que pudieran ocasionarse, en su caso, a las empresas afectadas por dicha suspensión. A esta fecha únicamente se mantiene en vigor el aval presentado ante el Juzgado de lo Mercantil nº 3 de Madrid por un importe de 1.000 millones de euros, si bien hay que mencionar que ni la caución ni su importe determinan ni prejuzgan la existencia o la cuantía de las eventuales responsabilidades que pudieran derivarse de tal suspensión.

37. Retribución de auditores

A continuación se detallan los honorarios relativos a los servicios prestados durante los ejercicios 2010 y 2009 por los auditores de las Cuentas Anuales de las distintas sociedades que componen el Grupo:

	<i>Miles de Euros</i>			
	2010		2009	
	Auditor Principal	Otros Auditores de Filiales	Auditor Principal	Otros Auditores de Filiales
Auditoría de Cuentas Anuales	6.942	2.772	6.845	2.847
Otras Auditorías distintas de las Cuentas Anuales y otros Servicios relacionados con las Auditorías	853	1.245	219	1.896
Otros Servicios no relacionados con las Auditorías	0	2.580	176	1.721
TOTAL	7.795	6.597	7.240	6.464

38. Plantilla

A continuación se detalla la plantilla final y media del Grupo ENDESA de 2010 y 2009 distribuida por segmentos, categorías profesionales y sexos:

Plantilla Final	Número de Empleados					
	31 de diciembre de 2010			31 de diciembre de 2009		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Negocio Eléctrico en España y Portugal y Resto	9.878	2.392	12.270	11.163	2.466	13.629
Negocio Eléctrico en Latinoamérica	9.800	2.662	12.462	10.014	2.662	12.676
Total	19.678	5.054	24.732	21.177	5.128	26.305

Plantilla Final	Número de Empleados					
	31 de diciembre de 2010			31 de diciembre de 2009		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	569	71	640	654	78	732
Titulados	6.071	2.165	8.236	5.986	2.189	8.175
Mandos Intermedios	11.384	2.367	13.751	12.256	2.315	14.571
Operarios	1.654	451	2.105	2.281	546	2.827
Total	19.678	5.054	24.732	21.177	5.128	26.305

Plantilla Media	Número de Empleados					
	31 de diciembre de 2010			31 de diciembre de 2009		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Negocio Eléctrico en España y Portugal y Resto	10.568	2.549	13.117	11.309	2.498	13.807
Negocio Eléctrico en Latinoamérica	9.800	2.662	12.462	10.241	2.722	12.963
Total	20.368	5.211	25.579	21.550	5.220	26.770

Plantilla Media	Número de Empleados					
	31 de diciembre de 2010			31 de diciembre de 2009		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	617	77	694	614	149	763
Titulados	6.121	2.182	8.303	6.093	2.226	8.319
Mandos Intermedios	11.791	2.449	14.240	12.522	2.289	14.811
Operarios	1.839	503	2.342	2.321	556	2.877
Total	20.368	5.211	25.579	21.550	5.220	26.770

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2010 y 2009 por las sociedades de control conjunto es 1.319 y 1.233, respectivamente.

39. Hechos posteriores

Con fecha 13 de enero de 2011 han sido registradas en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, «CNMV») las condiciones finales de la primera emisión del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, cuya cuantía ha ascendido a un total de 1.996 millones de euros, de los que han correspondido a ENDESA 1.041 millones de euros. El desembolso de dicha emisión se ha producido con fecha 25 de enero de 2011 (véase Nota 4.1.).

Asimismo, el pasado 15 de febrero de 2011 se ha realizado la segunda emisión del Fondo por un importe total de 1.994 millones de euros netos, de los que a ENDESA han correspondido 1.039 millones de euros. El desembolso de esta segunda emisión se producirá con fecha 24 de febrero de 2011 (véase Nota 4.1.).

El Consejo de Administración en su reunión de fecha 22 de febrero de 2011 acordó proponer a la Junta General de Accionistas la distribución de un dividendo correspondiente al ejercicio 2010 de 1,017 euros brutos por acción, lo que supone un desembolso total de 1.076,8 millones de euros. Teniendo en cuenta el dividendo a cuenta con cargo al resultado de 2010 de 0,500 euros brutos por acción distribuido el pasado 3 de enero de 2011, el dividendo complementario del ejercicio 2010 sería igual a 0,517 euros brutos por acción, lo que supondría, en caso de aprobarse por la Junta General de Accionistas, un desembolso de 547,4 millones de euros.

No se han producido otros hechos significativos posteriores entre el 31 de diciembre de 2010 y la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Anexo I. Sociedades que componen el Grupo ENDESA

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
AGRÍCOLA E INMOBILIARIA PASTOS VERDES LTDA.	55,00	33,34	IG	55,00	33,34	IG	SANTIAGO (CHILE)	INVERSIONES FINANCIERAS	DELOITTE
AGUAS SANTIAGO PONIENTE, S.A.	78,88	33,35	IG	78,88	33,35	IG	SANTIAGO (CHILE)	SERVICIOS SANITARIOS	DELOITTE
AMPLA ENERGÍA E SERVIÇOS, S.A.	91,93	55,15	IG	91,93	55,15	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	DELOITTE
AMPLA INVESTIMENTOS E SERVIÇOS, S.A.	91,93	55,15	IG	91,93	55,15	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	PRODUCCIÓN, TRANSMISIÓN, TRANSFORMACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIO DE ENERGÍA	DELOITTE
ANDORRA DESARROLLO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	TERUEL (ESPAÑA)	DESARROLLO REGIONAL	NO AUDITADA
APAMEA 2000, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	ACTIVIDADES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
AQUILAE SOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	TERUEL (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
ASIN CARBONO USA, INC.	100,00	82,50	IG	100,00	82,50	IG	DELAWARE (ESTADOS UNIDOS)	OPERACIONES EN LOS MERCADOS DE CARBONO (CO2)	NO AUDITADA
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCÓ-VANDELLÓS II, A.I.E.	85,41	85,41	IP	85,41	85,41	IP	TARRAGONA (ESPAÑA)	GESTIÓN, EXPLOTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CENTRALES NUCLEARES	KPMG AUDITORES
ATACAMA FINANCE CO.	100,00	18,18	IP	100,00	18,18	IP	GRAND CAYMAN (ISLAS CAIMÁN)	SOCIEDAD DE CARTERA	ERNST & YOUNG
AYSÉN ENERGÍA, S.A.	99,51	18,55	IP	—	—	—	SANTIAGO (CHILE)	PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
AYSÉN TRANSMISIÓN, S.A.	99,51	18,55	IP	99,51	18,55	IP	SANTIAGO (CHILE)	DESARROLLAR SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
BOLONIA REAL ESTATE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN Y DESARROLLO DEL PATRIMONIO INMOBILIARIO	KPMG AUDITORES
CARBOEX, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	APROVISIONAMIENTO DE COMBUSTIBLES	KPMG AUDITORES
CARBONES DE BERGA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	EXTRACCIÓN Y AGLOMERACIÓN DE HULLA	NO AUDITADA
CARBOPEGO-ABASTECIMIENTOS E COMBUSTIBLES, S.A.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LISBOA (PORTUGAL)	ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES	KPMG AUDITORES
CEFEIDAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
CENTRAIS ELÉTRICAS CACHOEIRA DOURADA, S.A.	99,61	59,51	IG	99,61	59,51	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
CENTRAL DOCK SUD, S.A.	69,99	39,99	IG	69,99	39,99	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	GENERACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
CENTRAL EÓLICA CANELA S.A.	75,00	27,27	IG	75,00	27,27	IG	SANTIAGO (CHILE)	PROMOCIÓN Y DESARROLLO PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLES	KPMG AUDITORES
CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA FORTALEZA, S.A.	100,00	59,74	IG	100,00	59,74	IG	FORTALEZA (BRASIL)	DESARROLLO DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	DELOITTE
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN, S.A.	51,00	18,55	IP	51,00	18,55	IP	SANTIAGO (CHILE)	DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO	KPMG AUDITORES
CEPHEI DESARROLLO SOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
CHILECTRA INVERSUD, S.A.	100,00	60,07	IG	100,00	60,07	IG	SANTIAGO (CHILE)	SOCIEDAD DE CARTERA	PKF
CHILECTRA, S.A.	99,09	60,07	IG	99,09	60,07	IG	SANTIAGO (CHILE)	DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SOCIEDAD DE CARTERA	PKF
CHINANGO, S.A.C.	80,00	18,17	IG	80,00	18,17	IG	LIMA (PERÚ)	GENERACIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
CODENSA, S.A. E.S.P.	48,48	39,84	IG	48,48	39,84	IG	BOGOTA D.C. (COLOMBIA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	33,50	IP	100,00	33,50	IP	CÁDIZ (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ, S.A.	58,86	34,22	IG	58,86	34,22	IG	FORTALEZA (BRASIL)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
COMPAÑÍA AMERICANA DE MULTISERVICIOS DEL PERÚ, S.R.L.	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	LIMA (PERÚ)	COMPRVENTA DE PRODUCTOS RELACIONADOS CON LA ELECTRICIDAD	DELOITTE

Anexo I. Sociedades que componen el Grupo ENDESA (Continuación)

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
COMPAÑÍA AMERICANA DE MULTISERVICIOS LTDA.	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	SANTIAGO (CHILE)	COMPRAVENTA DE PRODUCTOS RELACIONADOS CON LA ELECTRICIDAD	DELOITTE
COMPAÑÍA AMERICANA DE MULTISERVICIOS LTDA. (BRASIL)	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	COMPRAVENTA DE PRODUCTOS RELACIONADOS CON LA ELECTRICIDAD	DELOITTE
COMPAÑÍA AMERICANA DE MULTISERVICIOS LTDA. (COLOMBIA)	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	BOGOTA D.C. (COLOMBIA)	COMPRAVENTA DE PRODUCTOS RELACIONADOS CON LA ELECTRICIDAD	DELOITTE
COMPAÑÍA AMERICANA DE MULTISERVICIOS S.R.L. (ARGENTINA)	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	COMPRAVENTA DE PRODUCTOS RELACIONADOS CON LA ELECTRICIDAD	DELOITTE
COMPAÑÍA DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA, S.A.	100,00	59,74	IG	100,00	59,74	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	DELOITTE
COMPAÑÍA DE TRANSMISIÓN DEL MERCOSUR, S.A.	100,00	59,74	IG	100,00	59,74	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	DELOITTE
COMPAÑÍA ELÉCTRICA SAN ISIDRO, S.A.	100,00	36,36	IG	100,00	36,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
COMPAÑÍA ELÉCTRICA TARAPACÁ, S.A.	100,00	36,36	IG	100,00	36,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
COMPOSTILLA RE. S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LUXEMBURGO (LUXEMBURGO)	OPERACIONES DE REASEGURO	KPMG AUDITORES
CONSORCIO ARA-INGENDESA LTDA.	50,00	18,18	IP	50,00	18,18	IP	SANTIAGO (CHILE)	CONSULTORA DE INGENIERÍA DE PROYECTOS	KPMG AUDITORES
CONSTRUCCIONES Y PROYECTOS LOS MAITENES, S.A.	55,00	33,34	IG	55,00	33,34	IG	SANTIAGO (CHILE)	CONSTRUCCIÓN E INSTALACIONES	DELOITTE
CONSTRUCCIONES, REHABILITACIONES Y ACABADOS, S.A.-ENDESA INGENIERÍA, S.L.U. 2, U.T.E.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	SANTANDER (CANTABRIA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
CONSTRUCCIONES, REHABILITACIONES Y ACABADOS, S.A.-ENDESA INGENIERÍA, S.L.U. 3, U.T.E.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	SANTANDER (CANTABRIA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
CONSTRUCCIONES, REHABILITACIONES Y ACABADOS, S.A.-ENDESA INGENIERÍA, S.L.U., U.T.E.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	SANTANDER (CANTABRIA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
DESALADORA DE CARBONERAS, U.T.E.	75,00	75,00	IG	75,00	75,00	IG	ALMERÍA (ESPAÑA)	CONSTRUCCIÓN Y GESTIÓN PLANTA DESALINIZADORA	KPMG AUDITORES
DESARROLLO PHOTOSOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A.	47,00	47,00	IP	47,00	47,00	IP	BADAJOS (ESPAÑA)	DISTRIBUIDORA DE GAS	KPMG AUDITORES
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA, S.A. E.S.P.	49,00	19,52	IP	49,00	19,52	IP	BOGOTA D.C. (COLOMBIA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	DELOITTE
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	COMPRA, TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	KPMG AUDITORES
DISTRILEC INVERSORA, S.A.	51,50	30,88	IG	51,50	30,88	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA	KPMG AUDITORES
EDEGEL, S.A.A.	83,60	22,71	IG	83,60	22,71	IG	LIMA (PERÚ)	GENERACIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
ELECGAS, S.A.	50,00	49,82	IP	50,00	50,00	IP	PORTO (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE CICLO COMBINADO	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE LIJAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	CÁDIZ (ESPAÑA)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	GABRIEL SÁNCHEZ PALAZÓN
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	CÁDIZ (ESPAÑA)	SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
EMGESA, S.A. E.S.P.	48,48	31,38	IG	48,48	31,38	IG	BOGOTA D.C. (COLOMBIA)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	APROVECHAMIENTO DE YACIMIENTOS MINEROS	KPMG AUDITORES
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LIMA NORTE, S.A.A.	75,68	52,88	IG	75,68	52,88	IG	LIMA (PERÚ)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	DELOITTE

Anexo I. Sociedades que componen el Grupo ENDESA (Continuación)

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA, S.A. E.S.P.	82,34	16,07	IP	82,34	16,07	IP	BOGOTÁ D.C. (COLOMBIA)	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
EMPRESA DE INGENIERÍA INGENDESA, S.A.	100,00	36,36	IG	100,00	36,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE INGENIERÍA	KPMG AUDITORES
EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR, S.A.	99,45	45,86	IG	99,45	45,86	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	KPMG AUDITORES
EMPRESA ELÉCTRICA CABO BLANCO, S.A.	80,00	80,00	IG	80,00	80,00	IG	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA	KPMG AUDITORES
EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA LTDA.	100,00	60,07	IG	100,00	60,07	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA Y MATERIALES AFINES	PKF
EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA, S.A.	96,50	84,50	IG	60,00	48,00	IG	LIMA (PERÚ)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUE, S.A.	99,99	39,55	IG	99,99	39,55	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE, S.A.	92,65	33,69	IG	92,65	33,69	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD, S.A.	59,98	36,36	IG	59,98	36,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
EN-BRASIL COMERCIO E SERVIÇOS, S.A.	99,99	59,74	IG	99,99	59,74	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS Y SERVICIOS	NO AUDITADA
ENDESA ARGENTINA, S.A.	100,00	36,36	IG	100,00	36,36	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA	KPMG AUDITORES
ENDESA BRASIL, S.A.	97,30	59,74	IG	97,30	59,74	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	SOCIEDAD DE CARTERA	DELOITTE
ENDESA CAPITAL FINANCE, L.L.C.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	DELAWARE (ESTADOS UNIDOS)	EMISIÓN DE PARTICIPACIONES PREFERENTES DE CAPITAL	KPMG AUDITORES
ENDESA CAPITAL, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	EMISIÓN DE INSTRUMENTOS DE DEUDA	KPMG AUDITORES
ENDESA CARBONO USA, L.L.C.	100,00	82,50	IG	100,00	82,50	IG	VIRGINIA (ESTADOS UNIDOS)	OPERACIONES EN LOS MERCADOS DE CARBONO (CO2)	NO AUDITADA
ENDESA CARBONO, S.L.	82,50	82,50	IG	82,50	82,50	IG	MADRID (ESPAÑA)	CONSULTORÍA Y COMPRAVENTA DE DERECHOS DE EMISIÓN	KPMG AUDITORES
ENDESA CEMSA, S.A.	100,00	71,36	IG	100,00	71,36	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	COMPRAVENTA MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
ENDESA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	PORTO (PORTUGAL)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	KPMG AUDITORES
ENDESA COSTANERA, S.A.	69,76	25,37	IG	69,76	25,37	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
ENDESA DESARROLLO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	COMPRAVENTA, TENENCIA, ADMINISTRACIÓN, DIRECCIÓN Y GESTIÓN DE VALORES	KPMG AUDITORES
ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
ENDESA ECO, S.A.	100,00	36,36	IG	100,00	36,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES	KPMG AUDITORES
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	SERVICIOS ASOCIADOS A COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	KPMG AUDITORES
ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	KPMG AUDITORES
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	FINANCIACIÓN DE LAS FILIALES DE ENDESA, S.A.	KPMG AUDITORES
ENDESA GAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CICLO COMPLETO DE GAS	KPMG AUDITORES
ENDESA GENERACIÓN II, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	99,40	99,64	IG	100,00	100,00	IG	LISBOA (PORTUGAL)	ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y OTRAS RELACIONADAS	KPMG AUDITORES
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	SERVICIOS DE CONSULTORÍA E INGENIERÍA CIVIL	KPMG AUDITORES
ENDESA INGENIERÍA, S.L.U.-ENEL SOLE, S.R.L., U.T.E. II	50,00	50,00	IP	—	—	—	SEVILLA (ESPAÑA)	SERVICIOS DE TECNOLOGÍA LED	NO AUDITADA

Anexo I. Sociedades que componen el Grupo ENDESA (Continuación)

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
ENDESA INGENIERÍA, S.L.U.-ETIME SEGURIDAD, S.A., U.T.E.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	MADRID (ESPAÑA)	SUMINISTROS E INSTALACIÓN DE SISTEMAS SEGURIDAD	NO AUDITADA
ENDESA INGENIERÍA, S.L.U.-INDRA SISTEMAS, S.A., U.T.E.	51,00	51,00	IG	51,00	51,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	SERVICIOS INFORMÁTICOS DE RED	NO AUDITADA
ENDESA INGENIERÍA, S.L.U.-LAXTRON ENERGÍAS RENOVABLES, S.L., U.T.E.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
ENDESA INVERSIONES GENERALES, S.A.	100,00	36,35	IG	100,00	36,35	IG	SANTIAGO (CHILE)	SOCIEDAD DE CARTERA	KPMG AUDITORES
ENDESA IRELAND LTD.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	DUBLÍN (IRLANDA)	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
ENDESA LATINOAMÉRICA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	ACTIVIDAD INTERNACIONAL DE ENDESA, S.A.	KPMG AUDITORES
ENDESA MARKETPLACE, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	78,00	72,09	IG	78,00	72,09	IG	MADRID (ESPAÑA)	B2B (NUEVAS TECNOLOGÍAS)	NO AUDITADA
ENDESA NORTH AMÉRICA, INC.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	NUEVA YORK (ESTADOS UNIDOS)	OPERACIONES DE TRADING	NO AUDITADA
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS A ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y A ENDESA ENERGÍA	KPMG AUDITORES
ENDESA POWER TRADING LTD.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LONDRES (REINO UNIDO)	OPERACIONES DE TRADING	FULLER CHARTERED ACCOUNTANTS
ENDESA RED, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN	KPMG AUDITORES
ENDESA SERVICIOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS	KPMG AUDITORES
ENDESA TRADING, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	OPERACIONES DE TRADING	KPMG AUDITORES
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (1)	40,00	40,00	MP	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	KPMG AUDITORES
ENERGEX CO.	100,00	18,18	IP	100,00	18,18	IP	GRAND CAYMAN (ISLAS CAIMÁN)	SOCIEDAD DE CARTERA	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TARIFA	KPMG AUDITORES
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	32,00	32,00	IP	32,00	32,00	IP	TÁNGER (MARRUECOS)	CENTRAL ELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO	DELOITTE
ENERSIS, S.A.	60,62	60,62	IG	60,62	60,62	IG	SANTIAGO (CHILE)	GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
EÓLICA FAZENDA NOVA-GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	99,95	59,71	IG	99,95	59,71	IG	RÍO GRANDE DO NORTE (BRASIL)	PROYECTOS EÓLICOS	NO AUDITADA
EPRESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	50,00	IP	100,00	50,00	IP	CÁDIZ (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
FOTOVOLTAICA INSULAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA, S.L.	40,00	40,00	IP	40,00	40,00	IP	BADAJOS (ESPAÑA)	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE GAS	KPMG AUDITORES
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
GASATACAMA CHILE, S.A.	99,95	18,18	IP	99,95	18,18	IP	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
GASATACAMA, S.A.	100,00	18,18	IP	100,00	18,18	IP	SANTIAGO (CHILE)	ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE SOCIEDADES	ERNST & YOUNG
GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.	72,00	72,00	IG	65,00	65,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN DE GAS CANALIZADO	KPMG AUDITORES
GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA, S.A.	99,97	18,18	IP	99,97	18,18	IP	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	ERNST & YOUNG
GASODUCTO TALTAL, S.A.	100,00	18,18	IP	100,00	18,18	IP	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	ERNST & YOUNG
GENERALIMA, S.A.C.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA	KPMG AUDITORES
GENERANDES PERÚ, S.A.	61,00	22,18	IG	61,00	22,18	IG	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA	KPMG AUDITORES
GUADARRANQUE SOLAR 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	NO AUDITADA

Anexo I. Sociedades que componen el Grupo ENDESA (Continuación)

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN, S.A.	67,67	23,77	IG	67,67	23,77	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	KPMG AUDITORES
HIDROFLAMICELL, S.L.	75,00	75,00	IG	75,00	75,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA	NO AUDITADA
HIDROINVEST, S.A.	96,09	34,94	IG	96,09	34,94	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA	KPMG AUDITORES
HOSPITAL JUAN RAMÓN JIMÉNEZ, U.T.E.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	MADRID (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR	NO AUDITADA
ICT SERVICIOS INFORMÁTICOS LTDA.	100,00	60,62	IG	—	—	—	SANTIAGO (CHILE)	SERVICIOS DE INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES Y TRANSMISIÓN DE DATOS.	DELOITTE
INGENDESA DO BRASIL LTDA.	100,00	36,36	IG	100,00	36,36	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	CONSULTORA DE INGENIERÍA DE PROYECTOS	KPMG AUDITORES
INMOBILIARIA MANSO DE VELASCO LTDA.	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	SANTIAGO (CHILE)	CONSTRUCCIONES Y OBRAS	DELOITTE
INSTALACIONES INABENSA, S.A.-ENDESA INGENIERÍA, S.L.U., U.T.E.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	SEVILLA (ESPAÑA)	CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS	NO AUDITADA
INTERNATIONAL ENDESA B.V.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ÁMSTERDAM (HOLANDA)	SOCIEDAD DE OPERACIONES FINANCIERAS INTERNACIONALES	KPMG AUDITORES
INVERSIONES DISTRILIMA, S.A.	100,00	74,17	IG	100,00	74,17	IG	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA	DELOITTE
INVERSIONES ENDESA NORTE, S.A.	100,00	36,36	IG	100,00	36,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	INVERSIONES EN PROYECTOS ENERGÉTICOS DEL NORTE DE CHILE	ERNST & YOUNG
INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LTDA.	50,00	18,18	IP	50,00	18,18	IP	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	ERNST & YOUNG
INVERSORA CODENSA LTDA. U.	100,00	39,84	IG	100,00	39,84	IG	BOGOTA D.C. (COLOMBIA)	INVERSIÓN EN ACTIVIDADES DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE ENERGÍA	NO AUDITADA
INVESTLUZ, S.A.	100,00	58,07	IG	100,00	58,07	IG	FORTALEZA (BRASIL)	SOCIEDAD DE CARTERA	DELOITTE
LA PEREDA CO2, A.I.E.	33,33	33,33	IP	33,33	33,33	IP	ASTURIAS (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
LUZ ANDES LTDA.	100,00	60,07	IG	100,00	60,07	IG	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES	PKF
MEDIDAS AMBIENTALES, S.L.	50,00	25,00	IP	50,00	25,00	IP	BURGOS (ESPAÑA)	ESTUDIOS E INFORMES AMBIENTALES	NO AUDITADA
MINAS DE ESTERCUEL, S.A.	99,65	99,56	IG	99,65	99,56	IG	MADRID (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	NO AUDITADA
MINAS GARGALLO, S.L.	99,91	99,91	IG	99,91	99,91	IG	MADRID (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	NO AUDITADA
MINAS Y FERROCARRIL DE UTRILLAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	KPMG AUDITORES
NUBIA 2000, S.L. (1)	20,00	20,00	MP	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
NUCLENOR, S.A.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	BURGOS (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR	DELOITTE
NUEVA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
NUEVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	ADMINISTRACIÓN, PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE TODA CLASE DE OBRAS PÚBLICAS O PRIVADAS	KPMG AUDITORES
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE I, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE I, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO I, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO I, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
PEGOP-ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	PORTO (PORTUGAL)	OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE PEGO	KPMG AUDITORES
PEREDA POWER, S.L.	70,00	70,00	IG	70,00	70,00	IG	ASTURIAS (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
PROGAS, S.A.	100,00	18,18	IP	100,00	18,18	IP	SANTIAGO (CHILE)	DISTRIBUCIÓN DE GAS	ERNST & YOUNG
SACME, S.A.	50,00	22,93	IP	50,00	22,93	IP	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SUPERVISIÓN Y CONTROL SISTEMA ELÉCTRICO	ESTUDIO ALONSO HIDALGO Y ASOCIADOS

Anexo I. Sociedades que componen el Grupo ENDESA (Continuación)

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
SAT 357-05 ACEVEDO REID S. AGRARIA DE TRANSFORMACIÓN-ENDESA INGENIERÍA, S.L.U., U.T.E.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
SISTEMAS SEC, S.A.	49,00	29,71	IP	49,00	29,71	IP	SANTIAGO (CHILE)	PROVISIÓN DE SISTEMAS DE SEÑALIZACIÓN, ELECTRIFICACIÓN Y COMUNICACIÓN	BDO AUDITORES
SOCIEDAD AGRÍCOLA DE CAMEROS LTDA.	57,50	34,86	IG	57,50	34,86	IG	SANTIAGO (CHILE)	INVERSIONES FINANCIERAS	DELOITTE
SOCIEDAD CONCESIONARIA TÚNEL EL MELÓN, S.A.	100,00	36,36	IG	100,00	36,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	EJECUCIÓN, CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL TÚNEL EL MELÓN	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD CONSORCIO INGENDESA-ARA LTDA.	50,00	18,18	IP	50,00	18,18	IP	SANTIAGO (CHILE)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE INGENIERÍA	NO AUDITADA
SOCIEDAD INVERSORA DOCK SUD, S.A.	57,14	57,14	IG	57,14	57,14	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA, S.A.	99,85	31,75	IG	99,85	31,75	IG	BOGOTA D.C. (COLOMBIA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS RELACIONADOS CON LA ACTIVIDAD PORTUARIA	DELOITTE
SODESA-COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	PORTO (PORTUGAL)	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SERVICIOS	DELOITTE
SOL DE MEDIA NOCHE FOTOVOLTAICA, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA, S.A.	100,00	36,36	IG	100,00	36,36	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA	KPMG AUDITORES
SPARK IBÉRICA, S.A.-ENDESA ENERGÍA, S.A.U., U.T.E.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	BARCELONA (ESPAÑA)	CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS	NO AUDITADA
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33,50	33,50	IP	33,50	33,50	IP	CÁDIZ (ESPAÑA)	SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	GIRONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	KPMG AUDITORES
SYNAPSIS ARGENTINA S.R.L.	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SERVICIOS INFORMÁTICOS	DELOITTE
SYNAPSIS BRASIL LTDA.	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	SERVICIOS INFORMÁTICOS	DELOITTE
SYNAPSIS COLOMBIA LTDA.	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	BOGOTA D.C. (COLOMBIA)	SERVICIOS INFORMÁTICOS	DELOITTE
SYNAPSIS PERÚ S.R.L.	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	LIMA (PERÚ)	SERVICIOS Y PRODUCTOS INFORMÁTICOS Y DE TELECOMUNICACIÓN	DELOITTE
SYNAPSIS SOLUCIONES Y SERVICIOS IT LTDA.	100,00	60,62	IG	100,00	60,62	IG	SANTIAGO (CHILE)	SUMINISTRAR Y COMERCIALIZAR SERVICIOS Y EQUIPOS INFORMÁTICOS	DELOITTE
TEJO ENERGÍA, PRODUÇÃO E DISTRIBUÇÃO DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	38,89	38,89	IP	38,89	38,89	IP	LISBOA (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	KPMG AUDITORES
TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA.	50,00	18,18	IP	50,00	18,18	IP	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
TRANSPORTADORA DE ENERGÍA, S.A.	100,00	59,74	IG	100,00	59,74	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	DELOITTE
TRANSPORTES Y DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS, S.A.	73,33	73,33	IG	73,33	73,33	IG	GIRONA (ESPAÑA)	TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional.

(1) A 31.12.2010 no es una sociedad dependiente ni de control conjunto.

Anexo II. Sociedades Asociadas

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010		% Participación a 31/12/2009		Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Control	Económico			
CENTRAL TÉRMICA DE ANLLARES, A.I.E.	33,33	33,33	33,33	33,33	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN DE LA C.T. DE ANLLARES	NO AUDITADA
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	24,26	23,92	24,26	23,92	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN DE LA C.N. DE ALMARAZ Y C.N. DE TRILLO	DELOITTE
COMPañÍA TRANSPORTISTA DE GAS DE CANARIAS, S.A.	47,18	47,18	47,18	47,18	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	OPERACIONES DE GAS NATURAL EN CANARIAS	ERNST & YOUNG
CONSORCIO ARA INGENDESA SENER LTDA.	33,33	12,12	33,33	12,12	SANTIAGO (CHILE)	EJECUCIÓN Y CUMPLIMIENTO DEL CONTRATO DE INGENIERÍA BÁSICA LÍNEA MAIPU	KPMG AUDITORES
ELCOGAS, S.A.	40,87	40,87	40,87	40,87	CIUDAD REAL (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	47,46	47,46	47,46	47,46	GIRONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	RCM AUDITORES
ENDESA INGENIERÍA, S.L.U.-ENEL SOLE, S.R.L., U.T.E.	38,00	38,00	—	—	SEVILLA (ESPAÑA)	SERVICIOS DE TECNOLOGÍA LED	NO AUDITADA
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.	40,00	40,00	100,00	100,00	SEVILLA (ESPAÑA)	COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	KPMG AUDITORES
ENERGÍA SOLAR ONDA, U.T.E.	25,00	25,00	25,00	25,00	CASTELLÓN (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO AUDITADA
ENSAFECA HOLDING EMPRESARIAL, S.L.	32,43	32,43	32,43	32,43	BARCELONA (ESPAÑA)	SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES	NO AUDITADA
GNL CHILE, S.A.	33,33	12,12	33,33	12,12	SANTIAGO (CHILE)	PROMOVER UN PROYECTO PARA EL SUMINISTRO DE GAS LICUADO	ERNST & YOUNG
GNL QUINTERO, S.A.	20,00	7,27	20,00	7,27	SANTIAGO (CHILE)	DESARROLLO, DISEÑO, SUMINISTRO DE UN TERMINAL DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO.	ERNST & YOUNG
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	30,00	30,00	30,00	30,00	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	DESARROLLO Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL DE EL HIERRO	UNIONAUDIT J.Y.E. S.L.
GREEN FUEL CORPORACION, S.A. (1)	8,83	8,83	25,34	25,34	SANTANDER (ESPAÑA)	PRODUCCIÓN, VENTA Y DISTRIBUCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES	NO AUDITADA
INVERSIONES ELECTROGAS, S.A.	42,50	15,45	42,50	15,45	SANTIAGO (CHILE)	SOCIEDAD DE CARTERA	KPMG AUDITORES
KONNECTA CHILE, S.A.	26,20	15,88	26,20	15,88	SANTIAGO (CHILE)	SERVICIOS	KPMG AUDITORES
KROMSCHROEDER, S.A.	27,93	27,93	27,93	27,93	BARCELONA (ESPAÑA)	APARATOS DE MEDIDA	MAZARS
NUBIA 2000, S.L.	20,00	20,00	100,00	100,00	MADRID (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	KPMG AUDITORES
PROYECTO ALMERIA MEDITERRÁNEO, S.A.	45,00	45,00	45,00	45,00	MADRID (ESPAÑA)	INSTALACIÓN DE PLANTA DESALADORA DE AGUA DE MAR.	NO AUDITADA
SADIEL TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN, S.A.	37,50	37,50	37,50	37,50	SEVILLA (ESPAÑA)	TECNOLOGÍAS INFORMACIÓN, INGENIERÍA Y FORMACIÓN.	DELOITTE
TECNATOM, S.A.	45,00	45,00	45,00	45,00	MADRID (ESPAÑA)	SERVICIOS A INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN, S.A.	26,18	7,17	26,18	7,17	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO	ERNST & YOUNG
TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO, S.A.	26,18	7,17	26,18	7,17	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO	KPMG AUDITORES
YACYLEC, S.A.	22,22	22,22	22,22	22,22	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD	ERNST & YOUNG

(1) A 31.12.2010 no es una sociedad asociada.

Anexo III. Variación del perímetro de Consolidación

Sociedades que componen el Grupo ENDESA:

Incorporaciones al perímetro de consolidación durante el ejercicio 2010

Sociedad (Por orden alfabético)	Fecha de Incorporación	% Participación a 31/12/2010		Método de Consolidación	% Participación a 31/12/2009		Método de Consolidación
		Control	Económico		Control	Económico	
AYSÉN ENERGÍA, S.A.	27/01/2010	99,51	18,55	IP	—	—	—
ENDESA INGENIERÍA, S.L.U.-ENEL SOLE, S.R.L., U.T.E. II	08/09/2010	50,00	50,00	IP	—	—	—
ICT SERVICIOS INFORMÁTICOS LTDA.	18/06/2010	100,00	60,62	IG	—	—	—

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional.

Sociedades que componen el Grupo ENDESA:

Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2010

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010		Método de Consolidación	% Participación a 31/12/2009		Método de Consolidación
	Control	Económico		Control	Económico	
AGUILÓN 20, S.A.	—	—	—	51,00	51,00	IG
AIOLIKI ANDROU RACHI XIROKAMPI, S.A.	—	—	—	100,00	40,11	IG
AIOLIKI ANDROU TSIROVLIDI, S.A.	—	—	—	100,00	40,11	IG
AIOLIKI EVIAS CHELONA, S.A.	—	—	—	100,00	40,11	IG
AIOLIKI EVIAS DIAKOFTIS, S.A.	—	—	—	100,00	40,11	IG
AIOLIKI EVIAS POUNTA, S.A.	—	—	—	100,00	40,11	IG
AIOLIKI EVIAS PYRGOS, S.A.	—	—	—	100,00	40,11	IG
AIOLIKI MARTINOY, S.A.	—	—	—	100,00	45,01	IG
AIOLIKI SAMOTHRAKIS, S.A.	—	—	—	100,00	40,11	IG
AIOLIKI SIDIROKASTROY, S.A.	—	—	—	100,00	40,11	IG
ALMUSSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
ANANEOSIMES PIGES BORIOU AIGAIYOU, S.A.	—	—	—	100,00	50,01	IG
ARGYRI ENERGIAKI, S.A.	—	—	—	100,00	45,01	IG
ASOLEO, S.L.	—	—	—	50,01	50,01	IG
ATELGEN-PRODUÇÃO DE ENERGIA, A.C.E.	—	—	—	51,00	25,50	IP
BIOAISE, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	95,00	95,00	IG
BIOGÁS GARRAF (ECYR, S.A.U. Y CLP ENVIROGAS, S.L.), U.T.E.	—	—	—	50,00	50,00	IP
BIOWATT-RECURSOS ENERGÉTICOS, LDA.	—	—	—	51,00	51,00	IG
CAMPOS-RECURSOS ENERGÉTICOS, A.C.E.	—	—	—	95,00	47,50	IP
CARVEMAGERE-MANUTENÇÃO E ENERGIAS RENOVÁVEIS, LDA.	—	—	—	65,00	65,00	IG
COGENERACIÓ J. VILASECA, A.I.E.	—	—	—	40,00	40,00	IP
COLINA-PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, LDA.	—	—	—	100,00	50,00	IP
COMPANHIA TÉRMICA DO BEATO, A.C.E.	—	—	—	65,00	32,50	IP
COMPANHIA TÉRMICA DO SERRADO, A.C.E.	—	—	—	51,00	25,50	IP
COMPANHIA TÉRMICA HECTARE, A.C.E.	—	—	—	60,00	30,00	IP
COMPANHIA TÉRMICA LUSOL, A.C.E.	—	—	—	95,00	47,50	IP
COMPANHIA TÉRMICA OLIVEIRA FERREIRA, A.C.E.	—	—	—	95,00	47,50	IP
COMPANHIA TÉRMICA PONTE DA PEDRA, A.C.E.	—	—	—	95,00	47,50	IP
COMPANHIA TÉRMICA RIBEIRA VELHA, A.C.E.	—	—	—	100,00	50,00	IP
COMPANHIA TÉRMICA TAGOL, LDA.	—	—	—	95,00	47,50	IP
COMPAÑÍA PERUANA DE ELECTRICIDAD, S.A.C.	—	—	—	100,00	79,64	IG

Sociedades que componen el Grupo ENDESA: Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2010 (Continuación)

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010		Método de Consolidación	% Participación a 31/12/2009		Método de Consolidación
	Control	Económico		Control	Económico	
CONCENTRASOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
CONFIREL, A.I.E.	—	—	—	50,00	50,00	IP
CONSORCIO EÓLICO MARINO CABO DE TRAFALGAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
CONSORCIO INGENDESA-MINMETAL LTDA.	—	—	—	50,00	18,18	IP
CTE-CENTRAL TERMICA DO ESTUÁRIO, LDA.	—	—	—	100,00	100,00	IG
DELTA ENERGIAKI, S.A.	—	—	—	90,00	45,01	IG
DESALADORA DE LA COSTA DEL SOL, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	51,02	51,02	IG
DISTRIBUIDORA REGIONAL DE GAS, S.A.	—	—	—	50,00	50,00	IP
EED-EMPREENDEMENTOS EÓLICOS DO DOURO, S.A.	—	—	—	100,00	100,00	IG
EEVM-EMPREENDEMENTOS EÓLICOS VALE DO MINHO, S.A.	—	—	—	50,00	37,50	IP
EKMETALEFSI YDATINOU DYNAMIKOU, S.A.	—	—	—	100,00	45,01	IG
ELÉCTRICA DE LA FRANJA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
ELLINIKI FOTOVOLTAIKI, S.A.	—	—	—	100,00	50,01	IG
EMPREENDEMENTO EÓLICO DE REGO, LDA.	—	—	—	51,00	51,00	IG
EMPREENDEMENTOS EÓLICOS CERVEIRENSES, S.A.	—	—	—	84,99	31,87	IP
EMPREENDEMENTOS EÓLICOS DA ESPIGA, S.A.	—	—	—	100,00	37,50	IP
EMPREENDEMENTOS EÓLICOS DA SERRA DO SICÓ, S.A.	—	—	—	52,38	26,19	IP
EMPREENDEMENTOS EÓLICOS DE ALVADIA, LDA.	—	—	—	48,00	48,00	IP
EMPREENDEMENTOS EÓLICOS DE VIADE, LDA.	—	—	—	80,00	80,00	IG
ENDESA GAS DISTRIBUCIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
ENDESA HELLAS POWER GENERATION AND SUPPLIES, S.A.	—	—	—	50,01	50,01	IG
ENDESA NETWORK FACTORY, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.	40,00	40,00	MP	100,00	100,00	IG
ENERCAMPO-PRODUÇÃO DE ENERGIA, LDA.	—	—	—	100,00	100,00	IG
ENERCOR-PRODUÇÃO DE ENERGIA, A.C.E.	—	—	—	70,00	35,00	IP
ENERGÉTICA DE ROSSELLÓ, A.I.E.	—	—	—	27,00	27,00	IP
ENERGÉTICA MATARÓ, S.A.	—	—	—	85,00	85,00	IG
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	—	—	—	66,67	66,67	IG
ENERGÍAS DE LA MANCHA, S.A.	—	—	—	68,42	68,42	IG
ENERLOUSADO, LDA.	—	—	—	100,00	75,00	IG
ENERNISA-PRODUÇÃO DE ENERGIA, LDA.	—	—	—	100,00	100,00	IG
ENERVIZ-PRODUÇÃO DE ENERGIA DE VIZELA, LDA.	—	—	—	100,00	100,00	IG
EOL VERDE ENERGIA EÓLICA, S.A.	—	—	—	75,00	75,00	IG
EOLCINF-PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA, LDA.	—	—	—	51,00	51,00	IG
EOLFLOR-PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA, LDA.	—	—	—	51,00	51,00	IG
EÓLICA DE LA CUENCA CENTRAL ASTURIANA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
EÓLICA DEL NOROESTE, S.L.	—	—	—	51,00	51,00	IG
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	—	—	—	50,50	50,50	IG
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	—	—	—	80,00	80,00	IG
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	—	—	—	55,00	55,00	IG
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	—	—	—	50,00	50,00	IP
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	—	—	—	50,00	50,00	IP

Sociedades que componen el Grupo ENDESA: Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2010 (Continuación)

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010		Método de Consolidación	% Participación a 31/12/2009		Método de Consolidación
	Control	Económico		Control	Económico	
EÓLICAS DE TIRAJANA, A.I.E.	—	—	—	60,00	60,00	IG
EÓLICOS TOURIÑÁN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
ERCASA COGENERACIÓN, S.A.	—	—	—	50,00	50,00	IP
ERFEI, A.I.E.	—	—	—	42,00	42,00	IP
EUROHUECO COGENERACIÓN, A.I.E.	—	—	—	30,00	30,00	IP
EXPLORACIONES EÓLICAS DE ALDEHUELAS, S.L.	—	—	—	47,50	47,50	IP
EXPLORACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	—	—	—	70,00	70,00	IG
EXPLORACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	—	—	—	73,60	73,60	IG
EXPLORACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	—	—	—	70,00	70,00	IG
EXPLORACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	—	—	—	90,00	90,00	IG
EXPLORACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	—	—	—	90,00	90,00	IG
FÁBRICA DO ARCO-RECURSOS ENERGÉTICOS, S.A.	—	—	—	50,00	50,00	IP
FERMICAISE, S.A. DE C.V.	—	—	—	99,99	99,99	IG
FINERGE-GESTAO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS, S.A.	—	—	—	100,00	100,00	IG
FISTERRA EÓLICA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
FOIVOS ENERGIAKI, S.A.	—	—	—	100,00	45,01	IG
GAS ARAGÓN, S.A.	—	—	—	60,67	60,67	IG
GESA GAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GREEN ENERGY LTD.	—	—	—	80,00	40,01	IG
GRESAISE, S.A. DE C.V.	—	—	—	99,99	99,99	IG
GUADARRANQUE SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 10, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 11, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 12, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 13, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 14, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 15, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 16, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 17, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 18, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 19, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 3, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 6, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 7, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 8, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
GUADARRANQUE SOLAR 9, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
HÍDRICAS DE VISEU, S.A.	—	—	—	100,00	66,50	IG
HIDRORIBEIRA-EMPREENDIMIENTOS HÍDRICOS E EÓLICOS, LDA.	—	—	—	100,00	50,00	IP
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	—	—	—	51,00	51,00	IG
HISPANO-HELLINIKI AIOLIKI TRIKORFA, S.A.	—	—	—	50,00	25,01	IP
HYDRIA ENERGIAKI, S.A.	—	—	—	100,00	45,01	IG
HYDROHOOS ENERGIAKI, S.A.	—	—	—	100,00	45,01	IG
INFRAESTRUCTURAS DE ALDEHUELAS, S.A.	—	—	—	60,82	28,89	IP
INICIATIVAS DE GAS, S.L.	—	—	—	40,00	40,00	IP
INVERSIONES CODENSA, S.A.	—	—	—	99,70	39,72	IG

Sociedades que componen el Grupo ENDESA: Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2010 (Continuación)

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010		Método de Consolidación	% Participación a 31/12/2009		Método de Consolidación
	Control	Económico		Control	Económico	
ITALAISE, S.A. DE C.V.	—	—	—	99,99	99,99	IG
JOINT VENTURE FOTOVOLTAIKI-VOULGARAKIS EPE	—	—	—	70,00	35,01	IG
MAKRINOROS, S.A.	—	—	—	50,00	25,01	IP
MATARÓ TRACTAMENT TÈRMIC EFICIENT, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	80,00	68,00	IG
METKA AIOLIKA PLATANOU, S.A.	—	—	—	100,00	40,11	IG
MICASE, S.A. DE C.V.	—	—	—	51,00	51,00	IG
MIKROI HYDROELEKTRIKOI STATHMOI PELOPONNISOU, S.A.	—	—	—	100,00	45,01	IG
MYHS KASTANIOTIKO, S.A.	—	—	—	100,00	47,30	IG
MYHS POUGAKIA, S.A.	—	—	—	100,00	47,56	IG
MYTILHNAIOS AIOLIKH ENERGEIAKH ELLADOS, S.A.	—	—	—	80,00	40,01	IG
MYTILHNAIOS AIOLIKI NEAPOLEOS, S.A.	—	—	—	100,00	40,11	IG
NUBIA 2000, S.L.	20,00	20,00	MP	100,00	100,00	IG
PARAVENTO, S.L.	—	—	—	90,00	90,00	IG
PARQUE EÓLICO A. CAPELADA, A.I.E.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	—	—	—	80,00	80,00	IG
PARQUE EÓLICO DE ARAGÓN, A.I.E.	—	—	—	80,00	80,00	IG
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	—	—	—	63,43	63,43	IG
PARQUE EÓLICO DE ENIX, S.A.	—	—	—	95,00	95,00	IG
PARQUE EÓLICO DE GEVANCAS, S.A.	—	—	—	100,00	100,00	IG
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	—	—	—	65,67	65,67	IG
PARQUE EÓLICO DO ALTO DA VACA, LDA.	—	—	—	75,00	75,00	IG
PARQUE EÓLICO DO VALE DO ABADE, LDA.	—	—	—	51,00	51,00	IG
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	—	—	—	90,00	90,00	IG
PARQUE EÓLICO MOINHOS DO CÉU, S.A.	—	—	—	100,00	50,00	IP
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	—	—	—	55,50	55,50	IG
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	—	—	—	52,00	52,00	IG
PARQUE EÓLICO SERRA DA CAPUCHA, S.A.	—	—	—	100,00	75,00	IG
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE II, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE III, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE IV, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE IX, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE V, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE VI, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE VII, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE VIII, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE X, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO ARICOUTE XI, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO I, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO II, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO III, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO IV, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO IX, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO V, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO VI, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO VII, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO VIII, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP

Sociedades que componen el Grupo ENDESA: Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2010 (Continuación)

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010		Método de Consolidación	% Participación a 31/12/2009		Método de Consolidación
	Control	Económico		Control	Económico	
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO X, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO BAJIO XI, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE II, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE III, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE IV, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE IX, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE V, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE VI, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE VII, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE VIII, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE X, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO EL GUANCHE XI, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO II, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO III, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO IV, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO IX, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO V, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO VI, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO VII, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO VIII, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO X, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO LLANO DELGADO XI, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO II, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO III, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO IV, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO IX, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO V, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO VI, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO VII, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO VIII, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO X, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PARQUE FOTOVOLTAICO TABLERO XI, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO, S.A.	—	—	—	50,00	20,00	IP
PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.	—	—	—	56,12	56,12	IG
PP-CO-GERAÇÃO, S.A.	—	—	—	100,00	50,00	IP
PRINTEREL, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	39,00	39,00	IP
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE I, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.	—	—	—	85,00	85,00	IG
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES II, S.A.	—	—	—	75,00	75,00	IG
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A.	—	—	—	75,00	75,00	IG
PROPAISE, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	94,99	94,99	IG
PROYECTOS EÓLICOS VALENCIANOS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
SEALVE-SOCIEDADE ELÉCTRICA DE ALVAIÁZERE, S.A.	—	—	—	100,00	100,00	IG
SISCONER-EXPLORAÇÃO DE SISTEMAS DE CONVERSAO DE ENERGIA, LDA.	—	—	—	55,00	55,00	IG

Sociedades que componen el Grupo ENDESA: Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2010 (Continuación)

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010		Método de Consolidación	% Participación a 31/12/2009		Método de Consolidación
	Control	Económico		Control	Económico	
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	—	—	—	50,00	50,00	IP
SOTERNIX-PRODUÇÃO DE ENERGIA, A.C.E.	—	—	—	51,00	25,50	IP
SPIDER ENERGEIAKH, S.A.	—	—	—	100,00	50,01	IG
THESSALIKI ENERGIKI, S.A.	—	—	—	100,00	45,01	IG
TOLEDO PV A.E.I.E.	—	—	—	33,33	33,33	IP
TP-SOCIEDADE TÉRMICA PORTUGUESA, S.A.	—	—	—	50,00	50,00	IP
TRANSPORTISTA REGIONAL DE GAS, S.A.	—	—	—	50,00	50,00	IP
TRIEMA, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	55,00	55,00	IG
UNELCO COGENERACIONES SANITARIAS DEL ARCHIPIÉLAGO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
VENTOMINHO ENERGIAS RENOVAVEIS, S.A.	—	—	—	84,99	31,87	IP
YHS PEPONIAS, S.A.	—	—	—	62,50	28,13	IG

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional; MP: Método de la Participación.

Sociedades que componen el Grupo ENDESA:

Variaciones en el porcentaje de participación durante el ejercicio 2010

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010		Método de Consolidación	% Participación a 31/12/2009		Método de Consolidación
	Control	Económico		Control	Económico	
ELECGAS, S.A.	50,00	49,82	IP	50,00	50,00	IP
EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA, S.A.	96,50	84,50	IG	60,00	48,00	IG
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	99,40	99,64	IG	100,00	100,00	IG
GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.	72,00	72,00	IG	65,00	65,00	IG

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional.

Sociedades Asociadas: Incorporaciones, Exclusiones y Variaciones durante el ejercicio 2010

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2010		Método de Consolidación	% Participación a 31/12/2009		Método de Consolidación
	Control	Económico		Control	Económico	
Incorporaciones						
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.	40,00	40,00	MP	100,00	100,00	IG
ENDESA INGENIERÍA, S.L.U.-ENEL SOLE, S.R.L., U.T.E. I	38,00	38,00	MP	—	—	—
NUBIA 2000, S.L.	20,00	20,00	MP	100,00	100,00	IG
Exclusiones						
APLICAÇÕES HIDROELECTRICAS DA BEIRA ALTA, LDA.	—	—	—	35,71	35,71	MP
CALIZAS ELYCAR, S.L.	—	—	—	25,00	25,00	MP
CENTRAL HIDRÁULICA GÚEJAR-SIERRA, S.L.	—	—	—	33,30	33,30	MP
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CASILLAS, S.A.	—	—	—	49,00	49,00	MP
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L.	—	—	—	20,00	20,00	MP
COGENERACIÓN LIPSA, S.L.	—	—	—	20,00	20,00	MP
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	—	—	—	35,63	35,63	MP
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	—	—	—	25,00	25,00	MP
ENERGÍA DE LA LOMA, S.A.	—	—	—	40,00	40,00	MP
EÓLICA DEL PRINCIPADO, S.A.	—	—	—	40,00	40,00	MP
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	—	—	—	40,00	40,00	MP
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	—	—	—	40,00	40,00	MP
ERCETESA, S.A.	—	—	—	35,00	35,00	MP
ERECOSALZ, S.L.	—	—	—	33,00	33,00	MP
FENERALT-PRODUÇÃO DE ENERGIA, A.C.E.	—	—	—	25,00	12,50	MP
FTHIOTIKI ENERGIKI, S.A.	—	—	—	35,00	15,75	MP
GAROFICA, S.A.	—	—	—	27,00	27,00	MP
GREEN FUEL CORPORACION, S.A.	8,83	8,83	—	25,34	25,34	MP
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	—	—	—	30,00	30,00	MP
HIDROELÉCTRICA DEL PIEDRA, S.L.	—	—	—	25,00	25,00	MP
IONIA ENERGIKI, S.A.	—	—	—	49,00	24,50	MP
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	—	—	—	36,50	36,50	MP
MYHS THERMOREMA, S.A.	—	—	—	40,00	20,00	MP
OXAGESA, A.I.E.	—	—	—	33,33	33,33	MP
PARC EOLIC ELS ALIGARS, S.L.	—	—	—	30,00	30,00	MP
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	—	—	—	30,00	30,00	MP
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	—	—	—	48,00	48,00	MP
POWERCER-SOCIEDADE DE COGERAÇÃO DE VIALONGA, S.A.	—	—	—	30,00	30,00	MP
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	—	—	—	30,00	30,00	MP
PUIGNEREL, A.I.E.	—	—	—	25,00	25,00	MP
REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A.	—	—	—	21,00	21,00	MP
ROFEICA D'ENERGÍA, S.A.	—	—	—	27,00	27,00	MP
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	45,00	45,00	MP
SATI COGENERACIÓN, A.I.E.	—	—	—	27,50	27,50	MP
SERRA DO MONCOSO CAMBAS, S.L.	—	—	—	49,04	49,04	MP
SISTEMAS ENERGÉTICOS LA MUELA, S.A.	—	—	—	30,00	30,00	MP
SISTEMAS ENERGÉTICOS MÁS GARULLO, S.A.	—	—	—	27,00	27,00	MP
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	—	—	—	46,67	46,67	MP
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E.	—	—	—	45,00	45,00	MP
TIRME, S.A.	—	—	—	40,00	40,00	MP
URGELL ENERGÍA, S.A.	—	—	—	27,00	27,00	MP
YEDESA-COGENERACIÓN, S.A.	—	—	—	40,00	40,00	MP
Variaciones						
—	—	—	—	—	—	—

Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2010

1. Análisis del ejercicio 2010

1.1. Resultados Consolidados

El beneficio neto de ENDESA ascendió a 4.129 millones de euros en el ejercicio 2010 (+20,4%)

ENDESA obtuvo un beneficio neto de 4.129 millones de euros en el ejercicio 2010, superior en 699 millones de euros (+20,4%) respecto del obtenido en el año anterior. Este resultado incluye 1.975 millones de euros del resultado neto generado por las operaciones de desinversión realizadas en 2010 frente a los 1.254 millones de euros registrados por este mismo concepto en 2009.

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 el ejercicio 2010

	Millones de Euros	% Var. 2009	% Aportación a Beneficio Neto Total
España y Portugal y Resto	3.498	26,8	84,7
Latinoamérica	631	(6,0)	15,3
Total	4.129	20,4	100,0

Generación y ventas de electricidad

La generación de electricidad de ENDESA en el ejercicio 2010 ascendió a 130.485 GWh, un 4,8% inferior a 2009. Las ventas de electricidad se situaron en 175.217 GWh, con un aumento del 3,1%.

Producción y Ventas de Electricidad en el ejercicio 2010

	Producción		Ventas	
	GWh	% Var. 2009	GWh	% Var. 2009
España y Portugal y Resto	68.069	(8,4)	107.942	1,6
Latinoamérica	62.416	(0,6)	67.275	5,5
Total	130.485	(4,8)	175.217	3,1

Aumento del resultado bruto de explotación (+3,4%), a pesar de la reducción de la producción

A pesar de la disminución de la generación de electricidad, el aumento de la energía vendida y de los márgenes han permitido que el resultado bruto de explotación (en adelante, «EBITDA») del ejercicio 2010 haya aumentado un 3,4% respecto del obtenido en 2009 situándose en 7.474 millones de euros.

Esta evolución del EBITDA se ha producido por el aumento del 20,3% de los ingresos, que han alcanzado el importe de 31.177 millones de euros, del 34,4% en los costes variables y del 0,6% en los costes fijos. Por su parte, el resultado de explotación (en adelante, «EBIT») ha ascendido a 5.031 millones de euros, con una reducción del 0,4% respecto de 2009.

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

	Ingresos		EBITDA		EBIT	
	Millones Euros	% Var. 2009	Millones Euros	% Var. 2009	Millones Euros	% Var. 2009
España y Portugal y Resto	21.191	21,3	4.079	0,5	2.483	(2,8)
Latinoamérica	9.986	18,2	3.395	7,2	2.548	2,0
Total	31.177	20,3	7.474	3,4	5.031	(0,4)

El resultado financiero neto asciende a 883 millones de euros, lo que supone una mejora de un 13,3%

Los resultados financieros del ejercicio 2010 fueron negativos por importe de 883 millones de euros, lo que representa una mejora de 135 millones de euros respecto de 2009. Los gastos financieros netos ascendieron a 895 millones de euros, es decir, un 9,0% inferiores a los del pasado ejercicio, mientras que las diferencias de cambio netas han sido positivas por importe de 12 millones de euros frente a los 34 millones negativos de 2009.

Flujos de efectivo de las actividades de explotación: 5.905 millones de euros

Los flujos de efectivo procedentes de las actividades de explotación en el ejercicio 2010 ascendieron a 5.905 millones de euros, un 18,9% superiores a los generados en 2009.

Descontado el efecto sobre estos flujos de los «Cambios en el capital corriente», que presentan una mayor volatilidad entre los diversos ejercicios, esta cifra se situaría en 5.828 millones de euros con un crecimiento del 21% respecto de 2009, 3.217 millones de euros en España y Portugal y Resto (+35,5%) y 2.611 millones de euros en Latinoamérica (+7,0%).

Inversiones: 3.408 millones de euros

Las inversiones de ENDESA se situaron en 3.408 millones de euros en el ejercicio 2010. De esta cifra, 3.021 millones de euros corresponden a inversiones materiales e inmateriales y los 387 millones de euros restantes a inversiones financieras.

Inversiones

	Millones de Euros			% Var. 2009
	Materiales e Inmateriales	Financieras	Total	
España y Portugal y Resto	1.980	231	2.211	(25,6)
Latinoamérica	1.041	156	1.197	(0,9)
Total	3.021	387	3.408	(18,5)

Situación financiera

La deuda financiera neta de ENDESA se situó en 15.336 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, con una disminución de 3.226 millones de euros respecto de la existente a 31 de diciembre de 2009.

Distribución por Negocios de la Deuda Financiera Neta de ENDESA (*)

	<i>Millones de Euros</i>			
	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	Diferencia	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	10.684	13.865	(3.181)	(22,9)
Negocio en Latinoamérica:	4.652	4.697	(45)	(1,0)
Grupo Enersis	4.188	4.209	(21)	(0,5)
Resto	464	488	(24)	(4,9)
Total	15.336	18.562	(3.226)	(17,4)

(*) 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 4,5% en el ejercicio 2010. El coste medio de la deuda correspondiente al Grupo Enersis fue un 8,3%. Si se excluye la deuda de este Grupo, el coste medio de la deuda de ENDESA se sitúa en un 2,9% en el período citado.

A la hora de analizar el nivel de endeudamiento de ENDESA hay que tener en cuenta que, a 31 de diciembre de 2010, ENDESA tenía acumulado un derecho de cobro de 9.186 millones de euros por diversas partidas reconocidas en la regulación eléctrica española: 6.340 millones de euros por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas, y 2.846 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 al término del mes de diciembre de 2010 se sitúa en 6.150 millones de euros.

El pasado 7 de julio de 2010 ENDESA comunicó al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico su compromiso irrevocable de cesión de sus derechos de cobro por la totalidad del déficit de ingresos de las actividades reguladas y sobre las compensaciones derivadas de los sobrecostes de la generación extrapeninsular del período 2001-2008, debiendo producirse 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 produzcan supuestos excepcionales en los mercados. La concurrencia de dichos supuestos deberá ser declarada en su caso, en resolución motivada de la Comisión Interministerial. Transcurrido un año desde la comunicación, los titulares iniciales podrán resolver el compromiso de cesión de los derechos de cobro que no hayan sido titulizados por el Fondo.

Con fecha 13 de enero 2011 han sido registradas en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, «CNMV») las condiciones finales de la primera emisión del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, por un importe de 1.996 millones de euros, de los que han correspondido a ENDESA 1.041 millones de euros que han sido cobrados el 25 de enero de 2011.

Con fecha 15 de febrero de 2011 se ha producido la segunda emisión del Fondo, por un importe de 1.994 millones de euros, de los que han correspondido a ENDESA 1.039 millones de euros que serán cobrados el 24 de febrero de 2011.

Estructura de la Deuda Financiera Neta de ENDESA

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	11.083	99	—	—	11.083	72
Dólar	57	1	1.567	37	1.624	11
Otras Monedas	8	—	2.621	63	2.629	17
Total	11.148	100	4.188	100	15.336	100
Fijo	4.962	45	2.555	61	7.517	49
Protegido	1.574	14	—	—	1.574	10
Variable	4.612	41	1.633	39	6.245	41
Total	11.148	100	4.188	100	15.336	100
Vida Media (nº años)	3,5		5,5		4,2	

A 31 de diciembre de 2010 la liquidez de ENDESA en España ascendía a 6.467 millones de euros y cubre los vencimientos de deuda de los próximos 15 meses de este conjunto de empresas. De esta cantidad, 6.176 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 1.537 millones de euros e importes disponibles de forma incondicional por 578 millones de euros en líneas de crédito, lo que cubre los vencimientos de su deuda de 23 meses.

A la fecha de formulación de este Informe de Gestión Consolidado, los «rating» de calificación crediticia de ENDESA a largo plazo son de «A3» en Moody's y de «A-» en Standard & Poor's, ambos en revisión negativa, y de «A» en Fitch, con perspectiva estable.

Patrimonio neto: 23.164 millones de euros

El patrimonio neto consolidado de ENDESA a 31 de diciembre de 2010 ascendía a 23.164 millones de euros, cantidad superior en 4.204 millones de euros a la de 31 de diciembre de 2009. De este patrimonio neto, 17.776 millones de euros corresponden a los accionistas de ENDESA, S.A. y 5.388 millones de euros a los accionistas minoritarios de empresas del Grupo.

El patrimonio neto correspondiente a los accionistas de ENDESA, S.A. ha aumentado en 3.549 millones de euros respecto de 31 de diciembre de 2009. Dicha evolución en el patrimonio neto es consecuencia fundamentalmente de los siguientes factores:

- El resultado generado durante el período.
- Las diferencias de conversión positivas por importe de 661 millones de euros generadas durante 2010 por la conversión a euros de los activos netos de las sociedades del Grupo en Latinoamérica como consecuencia de la revaluación de las monedas locales con el euro.
- El registro del dividendo complementario del ejercicio 2009 por importe de 559 millones de euros aprobado por la Junta General de Accionistas el 21 de junio de 2010 y pagado el 1 de julio de 2010.
- El registro del dividendo a cuenta del ejercicio 2010 por importe de 529 millones de euros aprobado por el Consejo de Administración de fecha 20 de diciembre de 2010 y pagado el 3 de enero de 2011.

Ratio de apalancamiento

La evolución del patrimonio neto del Grupo y de la deuda financiera neta, han situado el ratio de apalancamiento en un 66,2% a 31 de diciembre de 2010, frente al 97,9% que se registraba a 31 de diciembre de 2009.

Activos mantenidos para la venta

A 31 de diciembre de 2010, el Balance de Situación Consolidado de ENDESA presenta determinados activos clasificados como mantenidos para la venta por haberse iniciado de forma activa a esa fecha un programa para su venta y existir expectativas de que la misma se formalice en un periodo inferior a un año.

Los principales activos en esta situación son los siguientes:

- Los activos integrados en los Grupos cuyas cabeceras son las sociedades chilenas Compañía Americana de Multiservicios Ltda. (en adelante, «CAM») y Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda. (en adelante, «Synapsis»). Por lo que respecta a la desinversión de CAM, con fecha 20 de diciembre de 2010 el Directorio de Enersis aceptó la oferta presentada por Graña y Montero S.A.A. para la compra de esta sociedad por importe de 20 millones de dólares. Igualmente, en esa misma fecha, el Directorio de Enersis aceptó la oferta presentada por Riverwood Capital L.P. para la compra de Synapsis por importe de 52 millones de dólares. Se espera que el cierre de ambas transacciones se concrete en los primeros meses de 2011.
- A finales de 2010 ENDESA ha iniciado gestiones para la venta de su participación del 100% en ENDESA Ireland Ltd. (en adelante, «ENDESA Ireland» o «ENDESA Irlanda»). Como consecuencia de ello, se han considerado activos mantenidos para la venta en el Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2010.

1.2. Resultados por Negocios

1.2.1. Negocio en España y Portugal y Resto

Beneficio neto del Negocio en España y Portugal y Resto: 3.498 millones de euros

El beneficio neto del Negocio de España y Portugal y Resto fue de 3.498 millones de euros en el ejercicio 2010, 739 millones de euros superior al de 2009, con una contribución del 84,7% al resultado neto total de la Compañía. Este resultado incluye 1.968 millones de euros correspondiente al resultado neto generado por las operaciones de desinversión realizadas en 2010 frente a los 1.078 millones de euros registrados por este mismo concepto en 2009.

El resultado bruto de explotación ascendió a 4.079 millones de euros, un 0,5% superior al del ejercicio 2009, y el resultado de explotación a 2.483 millones de euros, con una reducción del 2,8%.

La evolución positiva del EBITDA a pesar del impacto de las ventas de activos renovables realizadas a ENEL Green Power, S.p.A. (en adelante, «EGP») y al Grupo Acciona en 2010 y 2009, respectivamente, y del menor volumen de generación eléctrica se debe al aumento del volumen de electricidad vendida a clientes y al mejor mix de producción debido al aumento de la producción hidráulica y nuclear, y la disminución de la térmica.

Claves del periodo

Tras la caída de la demanda de electricidad que se produjo en el año 2009, durante el año 2010 se ha producido una recuperación de la misma al haber aumentado un 3,28% respecto de 2009 (2,93% corregido por el efecto de laboralidad y temperatura). Por otra parte, durante 2010 los precios en los mercados mayoristas de electricidad se han mantenido en niveles bajos, aunque han sido un 2,7% superiores a los de 2009.

Durante este período ENDESA alcanzó una cuota de mercado del 28,2% en generación total en régimen ordinario, del 42,8% en distribución y del 40,1% en ventas a clientes del mercado liberalizado.

Desde el punto de vista regulatorio, en diciembre de 2009 se estableció la revisión de las tarifas de acceso a partir de 1 de enero de 2010, suponiendo un incremento medio del 14,5%. Por otra parte también en diciembre de 2009 se publicó la resolución por la que se establecía la Tarifa de Último Recurso (en adelante, «TUR») a aplicar en el ejercicio 2010, que suponía un incremento medio de la TUR sin discriminación horaria del 2,6%. Adicionalmente, se prolongó la posibilidad de que los clientes sin derecho a acogerse a la TUR y sin contrato de suministro continuaran siendo suministrados por los comercializadores de último recurso hasta el 31 de diciembre de 2010.

En junio de 2010 se revisaron las tarifas de acceso a partir de 1 de julio de 2010 manteniéndose las fijadas desde el 1 de enero de 2010, excepto las correspondientes a los clientes con derecho a suministro de último recurso, que disminuyeron para compensar el incremento del coste de energía reconocido en la TUR por lo que esta tarifa se mantuvo sin variación. En concreto, los peajes de acceso de clientes con derecho a TUR sin discriminación horaria disminuyeron un 3%.

La Resolución de 29 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, estableció el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el cuarto trimestre de 2010. Las tarifas de último recurso se incrementaron en promedio un 4,8% como consecuencia del incremento del coste de energía tras la subasta CESUR realizada el 21 de septiembre de 2010. Las tarifas de acceso se mantuvieron sin cambios respecto de las aplicadas en el tercer trimestre del año.

La insuficiencia de las tarifas de acceso recaudadas en el ejercicio 2010 para hacer frente a los costes del Sistema durante ese mismo período ha generado un déficit de ingresos de las actividades reguladas que se estima en 4.736 millones de euros para la totalidad del sector en el ejercicio 2010. De este importe, a ENDESA le corresponde financiar el 44,16%.

El Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, contiene una serie de medidas destinadas a reducir el déficit de tarifa, manteniendo el calendario previsto en el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, para que no se generen nuevos déficit desde 2013. La nueva normativa adapta la senda de eliminación del déficit, modificando los límites máximos anuales de déficit estableciéndolos en 5.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, y 1.500 millones de euros, para los ejercicios 2010, 2011 y 2012, respectivamente, incrementando, a su vez, las cantidades avaladas por el Estado para la titulación del déficit.

Por otra parte, entre las medidas establecidas por el mencionado Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, destinadas a reducir el déficit, destaca el

establecimiento de la obligación de los productores del pago de peajes de acceso a las redes tomando como referencia el marco vigente en la Unión Europea, la limitación de las horas de funcionamiento con derecho a prima de las plantas fotovoltaicas en el período 2011-2013, la extensión del periodo transitorio de financiación del bono social hasta el año 2013 y la financiación por parte de las empresas productoras de cuantías con cargo al sistema eléctrico destinadas a la financiación del Plan de Acción 2008-2012 (Planes de Ahorro y Eficiencia Energética) así como del Plan que se apruebe para 2013.

La Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, establece 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. Dicha Orden establece la retribución definitiva a percibir por las empresas distribuidoras para los ejercicios 2009 y 2010 y propone una retribución provisional para 2011, todo ello aplicando de forma definitiva la metodología prevista en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, dotando por tanto a la actividad de distribución de energía eléctrica de un marco regulatorio estable y previsible necesario para su desarrollo.

La Resolución de 28 de diciembre de 2010, por la que se establece las tarifas de último recurso a aplicar en el primer trimestre de 2011, supone un incremento medio de la tarifa de último recurso del 9,8%.

En 2010 se ha publicado el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece un mecanismo que garantiza, por razones de seguridad de suministro, la producción de las centrales de carbón autóctono, a través del despacho preferente de estas centrales. Las centrales que han de reducir su producción como consecuencia de este mecanismo se eligen por orden decreciente de emisiones de CO₂. Igualmente, tras la publicación inicial y una vez obtenida la aprobación por parte de la Comisión Europea, en el marco del proceso de notificación abierto, se ha publicado un nuevo Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, que modifica el citado Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero. Los cambios más importantes que introduce la nueva norma consisten en la eliminación de la compensación por lucro cesante y daño emergente a los titulares de las centrales cuyo programa es reducido y el modelo retributivo de las centrales de carbón autóctono, que pasa a basarse en costes auditados, de los cuales se detraerá un porcentaje del valor de los derechos asignados en el Plan Nacional de Asignación (en adelante, «PNA») en 2011 y 2012.

Ingresos: 21.191 millones de euros (+21,3%)

Los ingresos del Negocio de España y Portugal y Resto se situaron en 21.191 millones de euros en el ejercicio 2010, con un aumento del 21,3%. De esta cantidad, 20.186 millones de euros corresponden a la cifra de ventas, importe un 22,8% mayor que la de 2009, debido fundamentalmente a las ventas de la Comercializadora de Último Recurso (en adelante, «CUR») según se explica más adelante.

Ventas del Negocio de España y Portugal y Resto

	Millones de Euros			
	2010	2009	Diferencia	% Var.
Ventas de Electricidad	16.098	12.560	3.538	28,2
Ventas Mercado Liberalizado	6.690	5.374	1.316	24,5
Ventas CUR	5.242	2.824	2.418	85,6
Ventas en Subastas	—	87	(87)	Na
Ventas Mercado Mayorista	660	862	(202)	(23,4)
Minoración RDL 11/2007	—	(110)	110	Na
Ventas en Régimen Especial	29	276	(247)	(89,5)
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	399	278	121	43,5
Compensaciones Extrapeninsulares	1.737	1.393	344	24,7
Trading de Electricidad	1.136	1.312	(176)	(13,4)
Resto de Ventas	205	264	(59)	(22,3)
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	2.385	2.158	227	10,5
Ingresos Regulados de Distribución de Gas	60	60	—	—
Comercialización de Gas	1.277	975	302	31,0
Otras Ventas y Prestación de Servicios	366	682	(316)	(46,3)
Total	20.186	16.435	3.751	22,8

Ventas de electricidad

La producción eléctrica de ENDESA en España y Portugal y Resto fue de 68.069 GWh en 2010 lo que supone una reducción del 8,4% respecto de 2009. De esta cifra 66.299 GWh corresponden a España (-6,7%), 750 GWh a Portugal (-53,5%) y 1.020 GWh al resto del segmento (-35,4%).

La producción eléctrica peninsular fue de 52.042 GWh, un 8,1% menor que la de 2009. De esa cifra, 51.583 GWh corresponden a la generación en régimen ordinario en España, con un descenso del 4,5%.

A su vez, la generación peninsular de ENDESA en régimen especial fue de 459 GWh, con un descenso del 82,5% como consecuencia de la venta de activos de energías renovables al Grupo Acciona, realizada en junio de 2009, y a EGP, realizada en marzo de 2010.

Las energías nuclear e hidroeléctrica representaron el 71,4% del «mix» de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario, frente al 46,4% del resto del sector.

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares fue de 14.257 GWh, con un descenso del 1,6% respecto de 2009.

A pesar de la disminución del 8,4% en la generación eléctrica del ejercicio 2010, los ingresos por ventas de electricidad han aumentado un 28,2% debido a las mayores ventas a clientes liberalizados (+24,5% en España), y sobre todo al efecto del cambio regulatorio aplicado desde el 1 de julio de 2009 con el inicio de la comercialización de último recurso.

Comercialización a clientes del mercado liberalizado

El número total de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado era de 1.938.142 al término del ejercicio 2010: 1.709.782 en el mercado peninsular español, 192.149 en el extrapeninsular y 36.211 en mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA al conjunto de estos clientes ascendieron a un total de 70.953 GWh en el ejercicio 2010, con un aumento del 16,7%.

Las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 6.690 millones de euros, un 24,5% superiores respecto a las de 2009. A su vez, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España fueron de 399 millones de euros, un 43,5% superiores respecto de 2009.

Ventas de comercializadores de último recurso

A partir de 1 de julio de 2009 desapareció la tarifa integral regulada que venía aplicándose por los distribuidores a los consumidores que no habían firmado contrato de suministro con un comercializador. En el anterior sistema, el coste del suministro de la energía era un «pass through» para el distribuidor.

A partir de dicha fecha, el suministro de electricidad a los clientes que no habían firmado un acuerdo de suministro con un comercializador fue asumido por las Comercializadoras de Último Recurso (CUR) que suministran la electricidad a sus clientes a la Tarifa de Último Recurso (TUR) que es determinada periódicamente por el Gobierno, habiendo desaparecido el «pass through» existente previamente.

Este cambio regulatorio ha tenido un impacto contable que supone registrar en la Cuenta de Resultados Consolidada la totalidad de los importes facturados a los clientes, incluyendo el coste de compra de la energía, que previamente no tenía reflejo en la Cuenta de Resultados Consolidada por la parte de los clientes acogidos a la tarifa integral.

ENDESA ha vendido 35.941 GWh a través de su sociedad comercializadora de último recurso durante 2010 lo que ha supuesto un ingreso de 5.242 millones de euros.

Distribución de electricidad

ENDESA distribuyó 117.670 GWh en el mercado español durante 2010, lo que supone un aumento del 2,1%.

El ingreso regulado de la actividad de distribución se situó en 2.385 millones de euros, un 10,5% superior al registrado en el ejercicio 2009. Este importe incluye el impacto de la revisión de la retribución de la actividad de distribución desde 2009 de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre.

La revisión de la retribución de 2009 supone un incremento de los costes reconocidos de 97 millones de euros, que han sido registrados en el ejercicio 2010.

Distribución y comercialización de gas

El conjunto de sociedades participadas por ENDESA vendieron un total de 52.005 GWh en el mercado español de gas natural en el ejercicio 2010, lo que supone un aumento

del 10,6%. De esa cifra, 51.875 GWh se vendieron a clientes del mercado liberalizado, con un incremento del 11,8%, y 130 GWh a clientes del mercado regulado, un 79,7% menos que en el ejercicio 2009.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado fueron de 1.277 millones de euros, con un aumento del 31,0%.

Generación de electricidad en el resto del segmento

Las ventas por la electricidad generada en el resto del segmento han ascendido a 205 millones de euros con una disminución del 22,3% respecto de 2009. Este importe se desglosa en 120 millones de euros en Irlanda (-17,8%), 63 millones de euros en Portugal (-30,8%), 6 millones de euros en Grecia (-50%) y 16 millones de euros en Marruecos (-4%).

Costes de explotación

La distribución de los costes de explotación del negocio de España y Portugal y Resto del ejercicio 2010 fue la siguiente:

Costes de Explotación del Negocio de España y Portugal y Resto

	Millones de Euros			
	2010	2009	Diferencia	% Var.
Aprovisionamientos y Servicios	14.380	10.492	3.888	37,1
Compras de Energía	5.125	3.931	1.194	30,4
Consumo de Combustibles	1.929	1.961	(32)	(1,6)
Gastos de Transporte de Energía	5.517	3.243	2.274	70,1
Otros Aprovisionamientos y Servicios	1.809	1.357	452	33,3
Personal	1.279	1.497	(218)	(14,6)
Otros Gastos de Explotación	1.652	1.571	81	5,2
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	1.596	1.505	91	6,1
Total	18.907	15.065	3.842	25,5

Aprovisionamientos y servicios

Las compras de energía se situaron en 5.125 millones de euros, con un aumento del 30,4% en relación con 2009. Este aumento se debe fundamentalmente al registro en 2010 de las compras de electricidad para los suministros a clientes de la CUR que exceden a la generación propia del Grupo. Hasta el 30 de junio de 2009 las compras que se realizaban para suministrar a clientes regulados no se registraban en la Cuenta de Resultados Consolidada al ser un «pass through».

El consumo de combustibles fue de 1.929 millones de euros en el ejercicio 2010, con una reducción del 1,6%, debido a la menor producción térmica del período.

Los gastos de transporte de energía han ascendido a 5.517 millones de euros, cantidad superior en 2.274 millones de euros a la registrada en el ejercicio 2009. Este aumento se debe fundamentalmente al registro del coste de las tarifas de acceso de la CUR y al aumento de dichas tarifas de la comercialización a clientes liberalizados por el incremento tanto del volumen de energía vendida a estos clientes como de las propias tarifas.

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

Los costes fijos ascendieron a 2.931 millones de euros en el ejercicio 2010, con una disminución de 137 millones de euros (-4,5%) respecto de 2009. Esta variación corresponde a una reducción de 218 millones de euros en los «Gastos de personal», que se situaron en 1.279 millones de euros, y un aumento de 81 millones en los «Otros gastos de explotación» que se situaron en 1.652 millones de euros.

En los ejercicios 2010 y 2009 se han registrado como gastos de personal dotaciones de provisiones por importe de 132 y 319 millones de euros respectivamente como consecuencia del adelanto de la fecha de salida de la empresa de determinados empleados incluidos en el expediente de regulación de empleo en vigor aprobado en el año 2000 que forman parte de colectivos afectados por planes de reestructuración en marcha.

Hay que señalar que a 31 de diciembre de 2010 ENDESA ha provisionado 233 millones de euros correspondientes a las aportaciones que ENDESA Generación, S.A. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «ENDESA Generación») deberá realizar en el periodo 2011-2013 a la Financiación de los Planes de Ahorro y Eficiencia Energética aprobados por el Gobierno, de acuerdo con la obligación establecida en el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre.

Amortizaciones y pérdidas por deterioro

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro han ascendido a 1.596 millones de euros, cifra 91 millones de euros superior a la registrada durante 2009. La cifra de amortizaciones incluye 115 millones de euros correspondientes a la reducción de valor de los activos que el Grupo mantiene en Irlanda.

Resultado financiero: 460 millones de euros (-15,9%)

Los resultados financieros del ejercicio 2010 supusieron un coste de 460 millones de euros, 87 millones de euros menos que en el ejercicio 2009. Esta variación se compone de una disminución de 70 millones de euros en los gastos financieros netos y una reducción de 17 millones de euros en las diferencias de cambio netas que han pasado de un coste de 12 millones de euros en el ejercicio 2009 a un ingreso de 5 millones de euros en el ejercicio 2010.

Los gastos financieros del ejercicio 2010 incluyen 77 millones de euros correspondientes a la regularización en los ingresos financieros registrados en ejercicios anteriores por el devengo de intereses del déficit del sistema eléctrico entre la fecha de su aportación efectiva y el inicio del año siguiente al de su generación, en base a lo establecido en el Real Decreto Ley 6/2010, de 9 de abril.

La disminución de los tipos de interés a largo plazo producida tanto en 2010 como en 2009 ha supuesto un incremento en las provisiones para hacer frente a las obligaciones derivadas de los expedientes de regulación de empleo en vigor por importe de 45 y 260 millones de euros respectivamente. Estos importes han sido registrados en el epígrafe «Gastos financieros netos» de la Cuenta de Resultados Consolidada.

La deuda financiera neta del negocio de España y Portugal y Resto se situó en 10.684 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, frente a los 13.865 millones que registraba al final de 2009. De este importe, 9.186 millones de euros están financiando

activos regulatorios, 6.340 millones de euros correspondientes al déficit de ingresos de las actividades reguladas y 2.846 millones de euros a las compensaciones de la generación extrapeninsular.

Flujos de efectivo de las actividades de explotación: 3.532 millones de euros

Los flujos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio de España y Portugal y Resto ascendieron a 3.532 millones de euros en el ejercicio 2010 (+48,0%). Descontado el efecto sobre estos flujos de los «Cambios en el capital corriente», que presentan una mayor volatilidad entre los diversos ejercicios, esta cifra se situaría en 3.217 millones de euros con un crecimiento del 35,5% respecto de 2009.

Inversiones: 2.211 millones de euros

Las inversiones del negocio de España y Portugal y Resto fueron de 2.211 millones de euros en el ejercicio 2010 según el siguiente detalle:

Inversiones Totales del Negocio en España y Portugal y Resto

	Millones de Euros		
	2010	2009	% Var.
Materiales	1.841	2.255	(18,4)
Inmateriales	139	148	(6,1)
Financieras	231	569	(59,4)
Total	2.211	2.972	(25,6)

Inversiones Materiales del Negocio en España y Portugal y Resto

	Millones de Euros		
	2010	2009	% Var.
Generación	939	1.041	(9,8)
Distribución	866	1.172	(26,1)
Otros	36	42	(14,3)
Total	1.841	2.255	(18,4)

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico recogen, entre otras, la construcción de los ciclos combinados de Besós 5, Elecgas, S.A., Ca's Tresorer 2 y Granadilla 2, además de la instalación de turbinas de gas en Ibiza y Ceuta, y de grupos diesel en Ceuta, Lanzarote, La Gomera y El Hierro.

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.

1.2.2. Negocio en Latinoamérica

Beneficio neto del Negocio de Latinoamérica: 631 millones de euros

El beneficio neto del negocio latinoamericano de ENDESA del ejercicio 2010 se situó en 631 millones de euros, lo que supone una reducción del 6,0% con respecto de 2009. Esta reducción se debe a que en 2009 se registraron resultados por desinversiones con un impacto sobre el resultado neto de 176 millones de euros mientras que en 2010 el resultado neto por este concepto ha sido tan sólo de 7 millones de euros. Sin tener en

cuenta el resultado de las desinversiones, el resultado del Negocio de Latinoamérica habría tenido un incremento del 26,1%.

Por su parte el resultado bruto de explotación ha sido de 3.395 millones de euros lo que supone un aumento del 7,2% en comparación con 2009. El resultado de explotación se ha situado en 2.548 millones de euros, un 2,0% superior al de 2009.

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 ejercicio 2010 ha sido favorable para el conjunto de los países destacando, particularmente, los aumentos del 8,5% en Perú y del 7,1% en Brasil, habiéndose producido también aumentos en Argentina (+5,9%), Chile (+3,5%) y Colombia (+2,6%).

En ese entorno, las ventas de distribución de las compañías de ENDESA se situaron en 67.275 GWh, con un incremento del 5,5% respecto de 2009, habiéndose registrado aumentos en todos los países: Brasil (+8,8%), Perú (+7,2%), Argentina (+4,6%), Chile (+4,1%) y Colombia (+2,9%).

Por lo que respecta al negocio de generación de ENDESA, la producción de electricidad ha disminuido un 0,6% hasta los 62.416 GWh como consecuencia de los factores extraordinarios acaecidos en 2010. Por países, hay que destacar la reducción de la producción en Colombia (-11,0%) afectada durante el primer semestre del año por la sequía que produce el fenómeno «El Niño», y Chile (-6,0%), igualmente afectada negativamente por el terremoto ocurrido el pasado 27 de febrero de 2010 y por la sequía producida durante el último semestre del año. En sentido contrario, es de destacar el aumento de la producción en Brasil (+53,5%) principalmente por mayor disponibilidad de gas y mejor hidrología.

Generación y ventas de electricidad del Negocio en Latinoamérica

	Generación (GWh)		Distribución (GWh)	
	2010	% Var. s/2009	2010	% Var. s/2009
Chile	20.914	(6,0)	13.098	4,1
Argentina	15.991	1,2	16.759	4,6
Perú	9.133	4,6	6.126	7,2
Colombia	11.283	(11,0)	12.515	2,9
Brasil	5.095	53,5	18.777	8,8
Total	62.416	(0,6)	67.275	5,5

Evolución de los márgenes unitarios

El margen unitario de la actividad de generación ha aumentado un 6,1%, situándose en 30,9 €/MWh. El aumento significativo en los márgenes de generación de Colombia (+35,8%), Brasil (+15,4%), Argentina (+15,7%) y Perú (+11,0%), medidos en euros, ha compensado la caída en el margen unitario de Chile (-7,5%).

Por lo que se refiere al margen unitario de la actividad de distribución del ejercicio 2010, se situó en 33,7 €/MWh, con un aumento del 9,0% respecto del mismo período de 2009. Este incremento es consecuencia fundamentalmente de las mejoras alcanzadas en los márgenes unitarios de Colombia (+15,9%), Brasil (+8,8%), Perú (+5,8%) y Chile (+4,2%), compensando en parte la caída de Argentina (-0,8%).

Desarrollo de nueva capacidad

En el año 2010 ha continuado el avance en la construcción de la central de carbón Bocamina II (Chile) de 370 MW, cuya puesta en marcha se prevé en el segundo semestre de 2011.

Por lo que respecta al Terminal de Regasificación de Quintero en Chile, en el que ENDESA participa con un 20%, en agosto de 2010 se terminó su construcción. El 1 de enero de 2011, una vez completadas las pruebas de funcionamiento, se ha declarado la operación comercial de la planta lo que finaliza el período de «Fast Track» que se había iniciado en septiembre de 2009.

En 2010 se ha iniciado el proyecto de construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia con una potencia instalada de 400 MW. En el mes de diciembre de 2010 se ha firmado el acuerdo de estabilidad jurídica por parte del Ministerio de Minas y Energía, que contempla veinte años de exención a reformas tributarias, así como que el 30% de la inversión sea deducible del impuesto de renta de Emgesa, S.A. E.S.P. (en adelante, «Emgesa»). En ese mismo mes se ha realizado la adjudicación del contrato de «Fabricación, Suministro y Montaje de Equipamientos» iniciando las obras.

En noviembre de 2010 Empresa Eléctrica de Piura, S.A. (en adelante, «EEPSA») se adjudicó la licitación denominada «Reserva Fría de Generación Eléctrica», realizada por el Ministerio de Energía y Minas de Perú, para la instalación de la Central Térmica de Talara de 200 MW, con una inversión estimada de 105 millones de dólares y cuya construcción se iniciará una vez aprobado el Estudio de Impacto Ambiental. La planta, de ciclo abierto dual (diesel y gas natural), aportará energía adicional al Sistema Interconectado Nacional, y su puesta en marcha se prevé para el primer semestre de 2013.

Novedades Regulatorias

Chile

En marzo de 2010, el precio nudo se revisó a la baja (-6,8%) debido a la cláusula de indexación al dólar, fijándose en 86,8 USD/MWh frente a la fijación anterior de noviembre de 2009 (93,2 USD/MWh).

El precio de nudo que rigió desde mayo a octubre de 2010 quedó establecido en 94,9 USD/MWh, lo que supuso un incremento del 1,8% frente a la fijación de noviembre de 2009 (93,2 USD/MWh) y un aumento del 9,3% frente al precio vigente asociado a la última indexación efectuada en marzo de 2010 (86,8 USD/MWh).

En noviembre de 2010, la Comisión Nacional de Energía publicó el informe definitivo de precio de nudo para el período comprendido desde noviembre 2010 a abril 2011. El precio monómico quedó estipulado en 112,52 USD/MWh, lo que significa un incremento de 8,3% con respecto al valor anteriormente vigente.

Brasil

Durante 2010, se produjo la Revisión Tarifaria Ordinaria de la compañía Ampla Energia e Serviços, S.A. (en adelante, «Ampla»), para el período marzo 2010-marzo 2011. En esta revisión tarifaria, que entró en vigor el 15 de marzo de 2010, el reajuste para la Parcela B (VAD) es del +1,3%.

El pasado 19 de abril de 2010 la Agência Nacional de Energia Elétrica (en adelante, «ANEEL») dio a conocer el reajuste tarifario de Companhia Energética do Ceará, S.A. (en adelante, «Coelce»), que se está aplicando desde el 22 de abril de 2010, y que supone un reajuste percibido por el consumidor del 3,95% y un incremento para la Parcela B (VAD) del 2,98%.

Con la publicación en diciembre de 2009 de la Ley 12.111 se posibilita que las líneas de interconexión internacionales puedan ser equiparadas a la Red Nacional de Transmisión de Brasil y puedan, en consecuencia, recibir una remuneración fija regulada. El 15 de diciembre de 2010, ANEEL aprobó el peaje (Receita Anual Permitida, en adelante, «RAP») definitivo de 239,5 millones de reales brasileños anuales para Compañía de Interconexión Energética, S.A. (en adelante, «Cien»). ANEEL mantiene el plazo de las autorizaciones actuales de Cien (hasta 2021) con posibilidad de prórroga futura por parte del Ministerio de Minas y Energía. Al término del plazo, las instalaciones serán revertidas en los términos del artículo 36 de la Ley 8.987 (Ley Concesiones Administrativas) que establece una indemnización del valor residual (aplicable también en los contratos de concesión de las distribuidoras).

En este mismo proceso de equiparación, el 28 de diciembre de 2010 el Ministerio de Minas y Energía publicó una primera Portaria (PRT 1.004/2010), que señala que las compañías interesadas deben manifestar su interés en la equiparación de su línea de interconexión. Se espera que el peaje sea efectivo durante el año 2011.

El 5 de octubre de 2010 fue aprobado el Decreto 7.324, por el que se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2011 el Programa Nacional de Universalización del Acceso y Uso de la Energía Eléctrica (Luz Para Todos).

Por último, en desarrollo de la Ley 12.187/2009, el 10 de diciembre de 2010 se publicó en el Diario Oficial de la Unión el Decreto 7.390, que regula la Política Nacional para combatir el Cambio Climático (en adelante, «PNMC»). El texto establece objetivos concretos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para 2020 para toda la industria brasileña.

Perú

Desde el 1 de mayo de 2010 se encuentran vigentes los nuevos precios de barra en Perú, con un promedio de 40 USD/MWh en valor monómico sin peaje, lo que significa una reducción del 5% sobre el precio hasta entonces en vigor.

El 29 de abril de 2010 se publicó el Decreto de Urgencia N° 032-2010, que dicta medidas para acelerar la inversión y facilitar la financiación para la ejecución de proyectos de electricidad. Este Decreto de Urgencia establece en términos generales un proceso de electrificación rural, basándose en los Programas de Universalización y Luz para Todos de Brasil.

Finalmente, durante 2010 se aprobaron nuevas medidas para la remuneración de la potencia y para las licitaciones de reserva fría (Decreto Supremo 001/2010), ampliándose el concurso de la misma.

El Ministerio de Energía y Minas aprobó el 5 de agosto el Decreto Supremo DS N° 046-2010-EM, que contiene el reglamento del mercado secundario de gas. Esta nueva norma permitirá realizar intercambios de producto y capacidad de transporte

entre usuarios de gas natural. Asimismo, se prevé crear un mecanismo de subastas electrónicas.

El Decreto de Urgencia 079-2010 de 16 de diciembre de 2010 prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2013 el Decreto de Urgencia 049-2008, que define un único coste marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de gas y eléctrico.

El pasado 4 de octubre de 2010 el regulador peruano OSINERGMIN resolvió finalmente reconsiderar el VAD de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. (en adelante, «Edelnor»), cerrándolo en +0,1% (antes -0,1%).

Colombia

Durante el primer semestre del año 2010, el mercado mayorista de electricidad en Colombia estuvo intervenido con distintas medidas temporales dictadas por el organismo regulador CREG, tendentes a paliar los efectos de la sequía provocada por el fenómeno «El Niño». La mayor parte de estas medidas han sido revertidas durante el transcurso del año al declararse oficialmente terminado «El Niño».

El Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2730-2010, relacionado con el funcionamiento del sector del gas en Colombia, que fue modificado en algunos aspectos por el Decreto 2807-2010. Esta nueva regulación del gas natural contempla distintos aspectos, como su abastecimiento, transporte, confiabilidad y continuidad del servicio, los intercambios internacionales y la coordinación operativa y comercial.

Argentina

El 25 de noviembre de 2010 las compañías generadoras privadas del país firmaron un Acuerdo con la Secretaría de Energía para definir las reglas del mercado de generación mayorista y la remuneración de los generadores, a aplicar durante 2010-2011. Mediante este acuerdo transitorio básicamente: se incrementa el precio de la potencia en 6,9 y 8,0 USD/MW-hrp para las turbinas de gas y turbinas de vapor respectivamente; se incrementa la remuneración por operación y mantenimiento para las centrales térmicas en 3,6 USD/MWh; se reconoce el 100% de la deuda del sistema; se revisará el precio techo para las térmicas cada seis meses o en caso de incremento de +10% del precio de gas; se compromete un nuevo proyecto térmico gas de 800 MW, denominado «Central Térmica Vuelta de Obligado».

Asimismo, el 30 de noviembre de 2010, el Gobierno Argentino instruyó al Operador del Sistema CAMMESA para que firmara el Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento MEM entre ENDESA Costanera, S.A. (en adelante, «ENDESA Costanera») y CAMMESA en el marco del Acuerdo de Unidades Turbovapor. El referido contrato se firmó el 12 de diciembre de 2010 y permite realizar las inversiones necesarias para el correcto funcionamiento de las unidades de la Central Térmica Costanera.

Durante los días 22 a 31 de diciembre de 2010, se registraron cortes de suministro en Buenos Aires, debidos a las altas temperaturas y al significativo incremento de demanda. A raíz de estos cortes, el 4 de enero de 2011 han sido publicadas las Resoluciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (en adelante, «ENRE») 525 y 551 de 2010.

En la primera Resolución, el ENRE resolvió que Empresa Distribuidora Sur, S.A. (en adelante, «Edesur») adecuara el plan de inversiones de 2010 y que presentara un «Programa de Regularización Operativo», a efectos de revertir las deficiencias en el servicio observadas por el ENRE. En la segunda Resolución, el ENRE suspendió sine die el análisis de reparto de dividendos del ejercicio 2009. Sin perjuicio de cumplir las anteriores resoluciones, ambas han sido recurridas por Edesur en sede administrativa. En la misma fecha, el ENRE ordenó la realización de Auditorías a las tres compañías distribuidoras de ámbito nacional (Edesur, Edelap y Edenor) para verificar el grado de cumplimiento de las obligaciones.

Resultado bruto de explotación: 3.395 millones de euros (+7,2%)

El EBITDA del negocio latinoamericano de ENDESA ascendió a 3.395 millones de euros en 2010, con un aumento del 7,2%. A su vez, el EBIT fue de 2.548 millones, un 2,0% superior al obtenido en 2009.

EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica

	EBITDA (Millones de Euros)			EBIT (Millones de Euros)		
	2010	2009	% Var.	2010	2009	% Var.
Generación y Transporte	1.979	1.932	2,4	1.602	1.573	1,8
Distribución	1.448	1.259	15,0	1.018	979	4,0
Otros	(32)	(23)	Na	(72)	(55)	Na
Total	3.395	3.168	7,2	2.548	2.497	2,0

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)		
	2010	2009	% Var.	2010	2009	% Var.
Chile	882	1.010	(12,7)	757	830	(8,8)
Colombia	441	370	19,2	387	323	19,8
Brasil	222	192	15,6	200	173	15,6
Perú	192	164	17,1	129	111	16,2
Argentina	128	110	16,4	93	73	27,4
Total Generación	1.865	1.846	1,0	1.566	1.510	3,7
Interconexión Brasil-Argentina	114	86	32,6	36	63	(42,9)
Total Generación y Transporte	1.979	1.932	2,4	1.602	1.573	1,8

EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica. Distribución

	EBITDA (Millones de Euros)			EBIT (Millones de Euros)		
	2010	2009	% Var.	2010	2009	% Var.
Chile	203	196	3,6	159	166	(4,2)
Colombia	402	333	20,7	307	257	19,5
Brasil	685	562	21,9	450	435	3,4
Perú	128	106	20,8	96	80	20,0
Argentina	30	62	(51,6)	6	41	(85,4)
Total Distribución	1.448	1.259	15,0	1.018	979	4,0

Generación y transporte

Chile

El EBITDA y el EBIT de la generación en Chile ascendieron a 882 y 757 millones de euros en 2010, con una reducción del 12,7% y del 8,8% respectivamente, como consecuencia fundamentalmente de la menor producción del período (-6,0%), los menores precios de venta a clientes regulados y las mayores compras de energía spot a precios más elevados debido a las restricciones de despacho como consecuencia del terremoto y de la menor hidraulicidad del país.

Colombia

En Colombia, la menor producción del período (-11,0%) por efecto de la sequía y del mantenimiento de Guavio, ha sido compensada por los mayores precios de venta y por el efecto del tipo de cambio, todo lo cual ha permitido que el EBITDA y el EBIT aumenten en 2010 un 19,2% y un 19,8%, respectivamente, hasta situarse en 441 y 387 millones de euros.

Brasil

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Brasil se situó en 5.095 GWh en 2010, con un aumento del 53,5% respecto de 2009 habiendo aumentado en Fortaleza principalmente por mayor disponibilidad de gas y en Cachoeira por mejor hidrología. Ello, junto con los mayores precios de venta, ha provocado incrementos en el EBITDA y en el EBIT del 15,6% situándose en 222 millones de euros y 200 millones de euros, respectivamente.

Perú

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Perú se situó en 9.133 GWh en 2010, un 4,6% superior que la de 2009. Dados los mejores precios de ventas a spot en el norte del país, la exportación a Ecuador y la contención de los costes fijos, se ha producido un aumento del 17,1% en el EBITDA, que se situó en 192 millones de euros, y del 16,2% en el EBIT, que ascendió a 129 millones de euros.

Argentina

A pesar del mantenimiento de los ciclos combinados en Costanera, durante 2010 la producción del período ha aumentado un 1,2% gracias a la mayor disponibilidad de la central de Docksud. Ello, junto con los mejores márgenes en ventas, ha permitido un aumento del 16,4% en el EBITDA hasta los 128 millones de euros respecto del ejercicio 2009, y del 27,4% en el EBIT hasta los 93 millones de euros.

Interconexión entre Brasil y Argentina

El EBITDA de esta interconexión se situó en 114 millones de euros en el ejercicio 2010 lo que supone un incremento del 32,6% respecto del obtenido en el ejercicio 2009.

El aumento del EBITDA se debe a los mayores ingresos registrados en 2010 como consecuencia del contrato firmado para la utilización de las líneas en los últimos siete meses de 2010 para exportar electricidad de Brasil a Argentina frente a los ingresos obtenidos en 2009 por el uso de las líneas en operaciones con Argentina y Uruguay.

A pesar del incremento del EBITDA, el EBIT ha disminuido un 42,9% situándose en 36 millones de euros como consecuencia de la provisión realizada en 2010 sobre cuentas a cobrar con Argentina.

Distribución

Chile

El menor precio unitario de venta de energía como consecuencia de la imperfección del pass-through de energía en el año 2009, y la aplicación de la nueva tarifa de subtransmisión han provocado un aumento en el EBITDA de tan sólo un 3,6% hasta situarlo en 203 millones de euros, mientras que el EBIT se redujo un 4,2% hasta los 159 millones de euros.

Colombia

El aumento del 2,9% en las ventas físicas y el efecto del tipo de cambio, entre otros, han tenido un impacto positivo en el EBITDA y el EBIT de la distribución en Colombia, que han experimentado aumentos del 20,7% y 19,5%, respectivamente, situándose en 402 millones de euros y 307 millones de euros.

Brasil

El resultado bruto de explotación en el ejercicio 2010 se situó en 685 millones de euros, y el resultado de explotación en 450 millones de euros, con aumentos del 21,9% y del 3,4%, respectivamente, sobre el ejercicio 2009. Este aumento se ha debido fundamentalmente a las mayores ventas de energía (+8,8%), por el mayor consumo debido al aumento de la actividad económica.

Perú

Las magnitudes económicas de la distribución en Perú han evolucionado favorablemente durante el período debido al aumento del 7,2% en las ventas físicas. El resultado bruto de explotación se situó en 128 millones de euros, un 20,8% superior en comparación con el ejercicio 2009, y el resultado de explotación fue de 96 millones de euros, un 20,0% superior al obtenido en 2009.

Argentina

El EBITDA de la distribución de Argentina ha sido de 30 millones de euros con una reducción de 32 millones de euros (-51,6%) respecto de 2009. Por su parte el EBIT ha sido de tan sólo 6 millones de euros con una reducción de 35 millones de euros (-85,4%).

Estas disminuciones se deben a los mayores costes fijos que ha tenido que soportar la compañía por la mayor inflación del país y a la provisión realizada para cubrir las posibles indemnizaciones relacionadas con el apagón producido en Buenos Aires en los últimos días de 2010.

Resultado financiero: 423 millones de euros (-10,2%)

Los resultados financieros del negocio latinoamericano de ENDESA supusieron un coste de 423 millones de euros en el ejercicio 2010, con una reducción del 10,2% en comparación con 2009.

Las diferencias de cambio netas han pasado de 22 millones de euros negativos en el ejercicio 2009 a 7 millones de euros positivos en el ejercicio 2010. Este último importe incluye 26 millones de euros correspondientes a las diferencias de cambio producidas en las filiales de generación de Argentina por la dolarización de los importes a cobrar por las aportaciones realizadas al Foninvemem.

Los gastos financieros netos fueron de 430 millones de euros en el ejercicio 2010, lo que representa una disminución de 19 millones de euros, es decir, del 4,2%.

El endeudamiento neto del negocio en Latinoamérica era de 4.652 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, lo que supone una reducción de 45 millones respecto del existente al cierre del ejercicio 2009.

Flujos de efectivo de las actividades de explotación: 2.373 millones de euros

Los flujos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio de Latinoamérica ascendieron a 2.373 millones de euros en el ejercicio 2010, cifra un 8,0% inferior de la de 2009. Descontado el efecto sobre estos flujos de los «Cambios en el capital corriente», que presentan una mayor volatilidad entre los diversos ejercicios, esta cifra se situaría en 2.611 millones de euros con un crecimiento del 7,0% respecto de 2009.

Inversiones: 1.197 millones de euros

Las inversiones de este negocio fueron de 1.197 millones de euros en 2010. De este importe, 156 millones de euros corresponden a inversiones financieras y 1.041 millones de euros a inversiones materiales e inmateriales conforme al siguiente detalle:

Inversiones Materiales e Inmateriales del Negocio en Latinoamérica

	Millones de Euros		
	2010	2009	% Var.
Generación	279	476	(41,4)
Distribución y Transporte	321	301	6,6
Otros	47	61	(23,0)
Total Material	647	838	(22,8)
Inmaterial (*)	394	252	56,4
Total Material e Inmaterial	1.041	1.090	(4,5)

(*) 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.

1.3. Resultado en Venta de Activos

Resultado en venta de activos

El resultado en venta de activos ENDESA del ejercicio 2010 se situó en 2.361 millones de euros, lo que supone un aumento de 848 millones de euros con respecto de 2009.

De dicho importe, 2.346 millones de euros correspondieron al Negocio de España y Portugal y Resto y 15 millones de euros al Negocio de Latinoamérica.

Principales operaciones del período

ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A.U.

En el mes de marzo de 2010 el Grupo ENEL procedió a integrar las actividades de ENDESA y EGP en el ámbito de las energías renovables en España y Portugal en una única entidad dentro del perímetro de EGP, sociedad controlada al 100% por ENEL, S.p.A. (en adelante, «ENEL»).

Con carácter previo a dicha integración ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A.U. (ahora ENEL Green Power España, S.L., en adelante, «EGP España» o «Ecyr») pagó un dividendo de 366 millones de euros y realizó una reducción de capital por importe de 128 millones de euros. Posteriormente, ENDESA procedió a la venta del 30% de su filial Ecyr a EGP por 326 millones de euros lo que ha generado una plusvalía bruta de 313 millones de euros, y EGP suscribió una ampliación de capital de Ecyr que le ha permitido alcanzar una participación del 60% en dicha sociedad habiéndose diluido la participación de ENDESA en esta sociedad hasta el 40%. Dicha ampliación de capital fue suscrita por EGP mediante aportación en efectivo de 534 millones de euros y acciones representativas del 50% de ENEL Unión Fenosa Renovables, S.A. (en adelante, «Eufer») valoradas en 280 millones de euros.

Mediante esta operación ENDESA dejó de ostentar el control sobre Ecyr por lo que, de acuerdo con la normativa contable en vigor, ENDESA registró la participación del 40% en EGP España por su valor razonable reconociendo un resultado antes de impuestos de 730 millones de euros en el epígrafe «Resultado en venta de activos» de la Cuenta de Resultados Consolidada al asimilar la normativa contable la pérdida de control de una filial con una permuta entre los activos netos que se dan de baja del Balance de Situación Consolidado y las acciones que se dan de alta en el mismo.

ENDESA Hellas

El pasado 1 de julio de 2010 se materializó la venta al Grupo Mytilineos de la participación del 50,01% en ENDESA Hellas Power Generation and Supplies, S.A. (en adelante, «ENDESA Hellas») a Mytilineos Holding, S.A. acordada el pasado 16 de marzo de 2010 por importe de 140 millones de euros, no habiendo supuesto la mencionada operación de venta el registro de ningún resultado.

Red de Transporte de Electricidad

El 13 de diciembre de 2010, ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. (Sociedad Unipersonal) (en adelante, «EDE») y Red Eléctrica de España, S.A.U. (en adelante, «REE») procedieron a formalizar el cierre del contrato de compra-venta de activos de transporte de energía eléctrica suscrito con fecha 1 de julio de 2010 dando con ello cumplimiento a la obligación impuesta por la Ley 17/2007, de 4 de julio, que modificó en este aspecto la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, reguladora del Sector Eléctrico.

El precio de compra-venta de los activos ha sido de 1.412 millones de euros, habiéndose registrado una plusvalía bruta por importe de 748 millones de euros, sin perjuicio de la aplicación de otras previsiones contractuales sobre el precio de compra.

Adicionalmente, EDE ha procedido al cobro de 66 millones de euros correspondiente al contrato de disponibilidad de asistencia técnica a REE.

Activos de distribución y transporte de gas

Con fecha 17 de diciembre de 2010 se ha llevado a efecto la venta a dos fondos de infraestructuras gestionados por Goldman Sachs de una participación del 80% de Nubia 2000, S.L. (en adelante, «Nubia»), sociedad que integra la mayor parte de los activos de transporte y distribución de gas de ENDESA.

La operación ha supuesto una reducción de 742 millones de euros en el endeudamiento del Grupo y ha tenido un impacto de 489 millones de euros sobre el resultado consolidado antes de impuestos, incluyendo la revalorización de la participación del 20% que ENDESA ha retenido en Nubia para registrarla por su valor razonable.

ENDESA mantiene una opción de compra sobre la participación vendida, opción que es ejercitable entre el quinto y séptimo aniversario de la operación.

Otras participaciones

En el ejercicio 2010 se ha completado la desinversión de la participación del 1% en Red Eléctrica Corporación, S.A. (en adelante, «REC») por importe de 51 millones de euros, habiendo registrado un beneficio antes de impuestos de 36 millones de euros en la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2010, adicional a los 5 millones de euros registrados en el ejercicio 2009.

Asimismo, en 2010 se ha formalizado la venta a Osaka Gas de la participación del 40% del Grupo en Iniciativas de Gas, S.L. (en adelante, «Iniciativas de Gas»), sociedad que posee una participación del 50% en la planta regasificadora de Sagunto. La venta ha generado una plusvalía bruta de 24 millones de euros. Finalmente, en 2010 se ha cerrado también la desinversión de la participación en Regasificadora del Noroeste, S.A. (en adelante, «Reganosa»), obteniéndose una plusvalía bruta de 10 millones de euros.

1.4. Anexo Estadístico

Datos Industriales

Generación de Electricidad (GWh)	2010	2009	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	68.069	74.287	(8,4)
Negocio en Latinoamérica	62.416	62.767	(0,6)
Total	130.485	137.054	(4,8)

Generación de Electricidad en España y Portugal y Resto (GWh)	2010	2009	% Var.
Peninsular	52.042	56.606	(8,1)
Nuclear	27.619	22.630	22,0
Carbón	10.786	16.317	(33,9)
Hidroeléctrica	9.208	8.533	7,9
Ciclos Combinados (CCGT)	3.915	6.294	(37,8)
Fuel óleo	55	213	(74,2)
Régimen Especial	459	2.619	(82,5)
Extrapeeninsular	14.257	14.488	(1,6)
Portugal	750	1.614	(53,5)
Resto	1.020	1.579	(35,4)
Total	68.069	74.287	(8,4)

Generación de Electricidad en Latinoamérica (GWh)	2010	2009	% Var.
Chile	20.914	22.239	(6,0)
Argentina	15.991	15.806	1,2
Perú	9.133	8.728	4,6
Colombia	11.283	12.674	(11,0)
Brasil	5.095	3.320	53,5
Total	62.416	62.767	(0,6)

Ventas de Electricidad (GWh)	2010	2009	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	107.942	106.221	1,6
Mercado Regulado	—	23.445	Na
CUR	35.941	20.392	76,3
Mercado Liberalizado	70.953	60.781	16,7
Resto	1.048	1.603	(34,6)
Negocio en Latinoamérica	67.275	63.745	5,5
Chile	13.098	12.585	4,1
Argentina	16.759	16.026	4,6
Perú	6.126	5.716	7,2
Colombia	12.515	12.164	2,9
Brasil	18.777	17.254	8,8
Total	175.217	169.966	3,1

Ventas de Gas (GWh)	2010	2009	% Var.
Mercado Regulado	130	641	(79,7)
Mercado Liberalizado	51.875	46.396	11,8
Total	52.005	47.037	10,6

Plantilla Final (Nº de Empleados)	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	12.270	13.629	(10,0)
Negocio en Latinoamérica	12.462	12.676	(1,7)
Total	24.732	26.305	(6,0)

Datos Económico-Financieros

Parámetros de Valoración (Euros)	2010	2009	% Var.
Beneficio Neto por Acción	3,9	3,2	20,4
Cash Flow por Acción	5,2	4,9	5,2
Valor contable por Acción (1)	16,8	13,4	24,9

(1) A 31 de diciembre.

	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	% Var.
Deuda Financiera Neta (Millones de Euros)			
Negocio en España y Portugal y Resto	10.684	13.865	(22,9)
Negocio en Latinoamérica	4.652	4.697	(1,0)
Total	15.336	18.562	(17,4)
Apalancamiento (%)	66,2	97,9	Na

Rating (22 de Febrero de 2011)	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	A-	A-2	Revisión (-)
Moody's	A3	P-2	Revisión (-)
Fitch	A	F2	Estable

	Margen sobre IRS (p.b.)	
Referencias de Emisiones de Renta Fija de ENDESA	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
2 A 400 MGBP 6,125% Vencimiento Junio 2012	128	28
2,6 A 700 M€ 5,375% Vencimiento Febrero 2013	80	45

Datos Bursátiles	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	% Var.
Capitalización Bursátil (Millones de Euros)	20.429	25.352	(19,4)
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)	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009	% Var.
Volumen de Contratación			
Mercado Continuo	154.589.510	488.945.396	(68,4)
Importe Medio Diario de Contratación			
Mercado Continuo	603.865	1.924.982	(68,6)

Cotización (Euros)	Máximo 2010	Mínimo 2010	31 de diciembre de 2010	31 de diciembre de 2009
Mercado Continuo	24,00	16,93	19,295	23,945

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

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

2. Acontecimientos posteriores al cierre

Los acontecimientos posteriores al cierre del ejercicio se describen en la Nota 39 de la Memoria.

3. Evolución previsible

La evolución del negocio de ENDESA en los próximos años se basará en la sólida posición de mercado que posee tanto en España como en los cinco países latinoamericanos en los que tiene presencia.

En los últimos años ENDESA ha realizado un importante volumen de desinversiones que, manteniendo la posición de liderazgo en la mayor parte de los países en los que opera, le han permitido alcanzar una sólida posición financiera y de liquidez a pesar de la situación de crisis financiera que han atravesado los mercados durante estos años.

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

Desde un punto de vista operativo, la base de los activos de ENDESA, su posición de mercado, la estabilidad regulatoria anteriormente señalada y la política de inversiones deben permitir un crecimiento sostenido de la rentabilidad operativa del negocio en los próximos años. En este sentido cabe señalar la previsible estabilidad regulatoria que deberá darse en España en los próximos años de acuerdo con las medidas aprobadas por las Autoridades españolas al final del año 2010, encaminadas a reducir el déficit de tarifa e implantar una retribución razonable en todas las fases del negocio eléctrico, que deben de permitir que las empresas realicen las inversiones necesarias para cubrir la seguridad del suministro y conseguir una rentabilidad razonable del negocio.

Desde el punto de vista financiero el proceso de titulización del déficit ya iniciado y que previsiblemente se completará en los próximos meses, junto con la progresiva reducción del déficit generado por el Sistema, deben permitir una significativa reducción del endeudamiento financiero del Grupo y una mayor aportación de caja del negocio al no tener que dedicar los fondos generados a financiar el déficit. Todo ello debe permitir establecer los criterios de la política financiera de ENDESA.

Por otra parte, uno de los elementos claves en la evolución previsible del Grupo es el cumplimiento de los objetivos en materia de sinergias y eficiencias. Actualmente el Grupo está revisando estos objetivos, si bien de acuerdo con las estimaciones actuales deberían proporcionar unos ahorros de 1.052 millones de euros anuales recurrentes en 2012, lo que constituye uno de los programas de este tipo más ambiciosos que se hayan emprendidos jamás en el sector eléctrico.

De esa cifra de 1.052 millones de euros en 2012, un total de 813 millones euros procederá del Plan de Sinergias y Eficiencias, un ambicioso plan iniciado en el año 2007 con el objetivo de identificar bolsas de eficiencias y posibles ahorros por sinergias en las principales áreas funcionales de la Compañía, tanto en España como en Latinoamérica.

La primera versión de este Plan, de diciembre de 2007, ya contemplaba un objetivo ambicioso de 680 millones de euros/año, que fue revisado en marzo de 2008 y elevado hasta los 734 millones de euros/año; por último, y como consecuencia principalmente de las fuentes de sinergias derivadas del cambio de control de la Compañía, el objetivo fue actualizado en marzo de 2009 hasta situarlo en 813 millones de euros/año.

El resto, es decir, 239 millones de euros en 2012, se corresponde con los ahorros identificados en el marco del Plan Zenith, que ENDESA puso en marcha en junio de 2009, con un doble objetivo: en primer lugar, validar la coherencia y solidez de las eficiencias y ahorros por sinergias recogidos en el Plan de Sinergias y Eficiencias antes mencionado, validación que se realizó de manera satisfactoria; y, en segundo lugar, identificar nuevas bolsas de eficiencias y sinergias, adicionales a este Plan, en áreas y actividades de la Compañía que no se habían tenido en cuenta inicialmente.

En cuanto a su distribución geográfica, el 75% (790 millones de euros) de los ahorros procederá de actuaciones realizadas en España y Portugal y el 25% restante (262 millones de euros) de actuaciones en Latinoamérica.

En relación con el Plan de Sinergias y Eficiencias, cabe subrayar que está alcanzando muy buenos resultados. Así, en 2008, ENDESA obtuvo 266 millones de euros de ahorros, lo que supuso conseguir un 143% del objetivo fijado para ese año; y, durante 2009, los ahorros fueron de 494 millones de euros, lo que representó un 113% del objetivo inicialmente establecido para dicho ejercicio. Esto significa que, en dos años de vida de este Plan, se ha alcanzado más del 60% del objetivo planteado para 2012. La consecución de sinergias al cierre de 2010 ha sido de 740 millones de euros y, adicionalmente, Zenith ha aportado 108 millones de euros, lo que supone la consecución de más del 24% sobre el objetivo planteado.

4. Principales riesgos asociados a la actividad del Grupo ENDESA

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

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

4.1. Riesgos relacionados con las actividades y sector

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

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

Las filiales operativas del Grupo ENDESA están sujetas a una amplia normativa sobre las tarifas y otros aspectos de sus actividades en España y en cada uno de los países en los que actúan. Si bien ENDESA cumple sustancialmente con todas las leyes y normas

vigentes, el Grupo está sujeto a un complejo entramado de leyes y normas que tanto los organismos públicos como privados tratarán de aplicar. La introducción de nuevas leyes o normas o modificaciones a las leyes o normas vigentes podrían afectar negativamente a las actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

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

El sistema eléctrico español ha venido funcionando en los últimos años con una insuficiencia de ingresos que ha dado lugar a la existencia de un déficit. El Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, y normativa posterior equivalente establece la obligación de que ciertas sociedades, entre las que se encuentra ENDESA, financien dicho déficit. Asimismo, el Grupo ENDESA también tiene pendientes de recuperar una parte significativa de los sobrecostos de la generación extrapeninsular generados a partir de 2001.

El Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril (con las modificaciones realizadas por el Real Decreto Ley 6/2010, de 9 de abril), establece la posibilidad de recuperar los déficit del sistema acumulados, incluidos los sobrecostos de la generación extrapeninsular generados hasta 2008, a través de la aportación de dichos derechos por parte de las empresas que lo han financiado a un fondo de titulización constituido a tal efecto. Por otra parte este mismo Real Decreto Ley establece los importes máximos del déficit del sistema que podrán existir en el periodo 2009-2012 (modificados por el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre), estableciendo que a partir de 2013 no podrá existir déficit. Igualmente, el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, contempla la cobertura de los extracostos de la generación extrapeninsular a partir de 2013 a través de los Presupuestos Generales del Estado, con una asunción gradual por éstos del extracoste en el período 2009-2012, en el que serán cubiertos de forma conjunta con el sistema eléctrico.

El 7 de julio de 2010 ENDESA comunicó al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico su compromiso irrevocable de cesión de derechos de cobro por la financiación del Déficit del Sistema Eléctrico de sus derechos de cobro por la totalidad del déficit de ingresos de las actividades reguladas y sobre las compensaciones derivadas de los sobrecostos de la generación extrapeninsular del período 2001-2008, debiendo producirse la titulización de los mismos, conforme a lo establecido en el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, en el periodo máximo de un año desde la mencionada comunicación, siempre que no se produzcan supuestos excepcionales en los mercados. La concurrencia de dichos supuestos deberá ser declarada en su caso, en resolución motivada de la Comisión Interministerial. Transcurrido un año desde la comunicación, los titulares iniciales podrán resolver el compromiso de cesión de los derechos de cobro que no hayan sido titulizados por el Fondo.

Con fecha 13 de enero de 2011 han sido registradas en la CNMV las condiciones finales de la primera emisión del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, por un importe de 1.996 millones de euros, de los que han correspondido a ENDESA 1.041 millones de euros que han sido cobrados el 25 de enero de 2011. Asimismo, con fecha 15 de febrero de 2011 se ha producido la segunda emisión del Fondo, por un importe de 1.994 millones de euros, de los que han correspondido a ENDESA 1.039 millones de euros que serán cobrados el 24 de febrero de 2011.

Teniendo en cuenta el elevado volumen de derechos de cobro que tiene acumulado ENDESA por los conceptos anteriores, el proceso de titulización de los mismos que deberá producirse en los próximos meses debería suponer, en caso de culminarse con

éxito, una entrada de efectivo significativa, incidiendo positivamente por tanto en la situación financiera del Grupo ENDESA.

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

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

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

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

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

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

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

que tal gestión eliminará todos los riesgos de precio de mercado relativos a las necesidades de combustible.

La actividad del Grupo puede resultar afectada por las condiciones hidrológicas y climáticas

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

Los resultados económicos del Grupo pueden verse afectados por determinados riesgos de mercado

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

Riesgo de tipo de interés

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

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita minimizar el coste de la deuda en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en la cuenta de resultados. Dependiendo de las estimaciones del Grupo ENDESA y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

Riesgo de tipo de cambio

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

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

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

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

Riesgo de precio de «commodities»

El Grupo ENDESA se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de «commodities» energéticas, incluidos los derechos de emisión de CO₂ y Certified Emissions Reductions (en adelante, «CERs»), fundamentalmente a través de:

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

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

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

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

Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias comprometidas e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un período que esté en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

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

Riesgo de crédito

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

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

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

- Las colocaciones de tesorería se realizan con entidades de primer nivel en los mercados en que se opera.
- La contratación de derivados, así como el riesgo de crédito asociado a las «commodities» incluidas dentro del alcance de la NIC 39 se realiza con entidades de elevada solvencia.

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

- Análisis del riesgo asociado a cada contraparte cuando no exista rating externo de agencias.
- Solicitud de garantías en los casos que así lo requieran.
- Petición de avales en contrataciones de nuevos clientes.
- Seguimiento exhaustivo de los saldos a cobrar de clientes.

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

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

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

Ello supone que dichas inversiones tienen que planificarse con mucha antelación respecto de la fecha prevista de puesta en funcionamiento, por lo que posibles cambios en las condiciones de mercado pueden suponer la necesidad de adaptar estas decisiones a esas nuevas condiciones lo que puede implicar costes adicionales no planificados.

Por otra parte, en relación con el desarrollo de dichas instalaciones, generalmente el Grupo debe obtener permisos y autorizaciones del Gobierno, adquirir terrenos o firmar contratos de arrendamiento, suscribir contratos de abastecimiento de equipos y construcción, de explotación y mantenimiento, de suministro de combustible y de transporte, acuerdos de consumo y financiación suficiente de patrimonio y deuda. Entre los factores que pueden influir en la capacidad para construir nuevas instalaciones cabe citar, entre otros:

- Demoras en la obtención de aprobaciones normativas, incluidos los permisos medioambientales.
- Reducciones o variaciones en el precio de los equipos, materiales o mano de obra.
- Oposición de grupos políticos o étnicos.
- Cambios adversos en el entorno político y normativo en los países donde opera.

- Condiciones meteorológicas adversas que pueden retrasar la finalización de plantas o subestaciones de energía, o catástrofes naturales, accidentes y demás sucesos imprevistos.
- La incapacidad para obtener financiación a los tipos que son satisfactorios para ENDESA.

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

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

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

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

La posible responsabilidad de ENDESA en relación con la contaminación u otros daños a terceros o sus bienes se ha asegurado similarmente en hasta 150 millones de euros. Si ENDESA fuera demandada por daños al medio ambiente o de otro tipo en relación con sus operaciones (salvo las centrales nucleares) por sumas superiores a la cobertura de su seguro, su actividad, situación financiera o el resultado de las operaciones podrían resultar adversamente afectados.

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

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

4.2. Riesgos relacionados con los países en que el Grupo opera

Las sociedades del Grupo están expuestas a una serie de riesgos tanto económicos como políticos

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

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

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

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

4.3. Riesgos operacionales

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

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

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

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

Como Anexo I de este Informe de Gestión Consolidado se adjunta un informe sobre el Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (en adelante, «SCIIF») del Grupo ENDESA elaborado siguiendo las recomendaciones del Grupo de Trabajo de Control Interno sobre la Información Financiera (en adelante, «GTCl») constituido por la CNMV. El Informe sobre el SCIIF de ENDESA que formula el Consejo de Administración de ENDESA dentro del Informe de Gestión Consolidado será entregado al Auditor de Cuentas de la Sociedad para que emita un informe de revisión sobre la información descrita en el mismo basándose en los «Procedimientos para la revisión del auditor externo» señalados en el Apéndice 2 del Documento del GTCl. Una vez obtenido el informe del Auditor de Cuentas de la Sociedad, dicho informe se distribuirá conjuntamente con este Informe de Gestión Consolidado.

4.4. Otros riesgos

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

El Grupo es parte de diversos procedimientos legales relacionados con su negocio, incluyendo contenciosos de naturaleza tributaria y regulatoria. También está siendo o puede ser objeto de inspecciones y comprobaciones de carácter tributario. En general, el Grupo ENDESA está expuesto a reclamaciones de terceros en todos los orígenes jurisdiccionales (penal, civil, mercantil, social y contencioso-administrativo) y en arbitrajes nacionales e internacionales.

Si bien ENDESA estima que se han dotado las provisiones adecuadas a la vista de las contingencias legales a 31 de diciembre de 2010, no se puede asegurar que el Grupo tendrá éxito en todos los procedimientos ni que una decisión adversa no pueda afectar significativa y adversamente a su actividad, situación financiera o al resultado de sus operaciones. Tampoco puede asegurarse que no puedan plantearse por terceros nuevas reclamaciones que tengan un efecto significativo adverso.

5. Tecnología, Innovación y protección del Medio Ambiente

5.1. Tecnología e Innovación

ENDESA y las actividades de tecnología e innovación

Durante el año 2010 ENDESA ha consolidado sus actividades de investigación, desarrollo tecnológico e innovación, consolidando su nueva organización y función de I+D+i, coordinada con ENEL, con el propósito de maximizar el valor a medio y largo plazo de la cartera de proyectos.

Las actuaciones de ENDESA en materia de I+D+i, forman parte del compromiso de la compañía con la sostenibilidad, reflejado en el Plan de Sostenibilidad ENDESA 2008-2012 (en adelante, «PES»), en el que se recoge la aspiración de ser líderes de la industria en innovación, y de ser reconocidos como tal por los mercados, los clientes, la comunidad científica y por la sociedad en general.

En el año 2010 la inversión directa de la compañía en sus actividades de I+D+i ha sido de 48 millones de euros, movilizando además 16 millones de euros de los socios tecnológicos en los proyectos y Consorcios de I+D+i liderados por la compañía. Es de resaltar que

como resultado de la inversión en I+D+i realizada en años anteriores, durante el año 2010 ENDESA ha realizado la solicitud de seis nuevas patentes de soluciones tecnológicas propias relacionadas con las líneas de interés prioritario de la compañía.

Todas las actuaciones de I+D+i se impulsan y coordinan a través de la Unidad Corporativa que trabaja con las distintas líneas de negocio en cada uno de los mercados de ENDESA, unificando criterios de selección de proyectos, modelos de gestión y captura del conocimiento tecnológico, así como su puesta en valor, teniendo en cuenta las particularidades regulatorias y de negocio de cada país.

De igual forma desde esta Unidad se gestionan de forma común y centralizada la optimización y el logro de subvenciones, deducciones fiscales y ayudas financieras a las iniciativas de I+D+i.

Dentro de la estrategia de innovación de ENDESA se han dotado recursos corporativos y una organización ad-hoc para dos líneas de actuación de especial relevancia: Movilidad Eléctrica y Eficiencia Energética.

ENDESA continúa con su compromiso de liderazgo de las iniciativas de movilidad eléctrica en los mercados que opera, tanto en España como en Latinoamérica, desempeñando un rol activo durante 2010 en las siguientes iniciativas, a fin de posicionarse como el líder sectorial en movilidad eléctrica, tanto en España como a nivel internacional a través de tres tipos de actuaciones:

Actuaciones de estandarización y normalización

ENDESA fue de los primeros agentes en incorporarse a los grupos internacionales de estandarización y normalización de equipos, sistemas y soluciones de movilidad eléctrica, destacando especialmente la participación como primera utility europea dentro de la asociación CHAdeMO cuyo objetivo es el incremento de la instalación de puntos de recarga rápida a escala mundial, así como la homogeneización de los estándares de recarga rápida de vehículos. Durante el mes de diciembre ENDESA acogió en su sede la primera reunión de la asociación realizada en Europa.

A nivel europeo ENDESA lidera paquetes de trabajo críticos en el Consorcio G4V (Grids for Vehicles), dentro del VII Programa Marco, para establecer las soluciones de medio y largo plazo para la óptima integración de los vehículos en las redes eléctricas.

En el ámbito español, ENDESA es uno de los socios de referencia en el Consorcio Cenit Verde, proyecto con un presupuesto cercano a los 40 millones de euros en cuatro años, en el que ENDESA será el responsable de los conceptos más avanzados de interacción del vehículo y el sistema eléctrico.

Iniciativas de promoción y demostración para el despegue de la movilidad

En el año 2010 ENDESA firmó importantes acuerdos de colaboración con fabricantes y distribuidores de vehículos eléctricos tales como Bergé Automoción, Marubeni, Renault, Nissan, Mitsubishi, Peugeot o Toyota, así como con otros agentes interesados en promover la movilidad eléctrica, como Cepsa y la filial TTP de Telefónica.

Igualmente continúa la participación en el Plan Movele impulsado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (en adelante, «MITyC») para un primer piloto demostrador con 550 puntos de recarga en Madrid, Barcelona y Sevilla.

ENDESA ha lanzado el Proyecto QUICK que consiste en el despliegue de una red de 14 puntos de recarga rápida incluyendo seis puntos de recarga bidireccional para el desarrollo del concepto V2G.

ENDESA está desarrollando su solución tecnológica propia para la carga rápida de vehículos eléctricos a través del proyecto CRAVE en colaboración con CIRCE (Zaragoza) y el proyecto V2M desarrollado en colaboración con IREC (Cataluña).

Igualmente también se ha iniciado una participación en el Consorcio del proyecto SURTIDOR —Sistema Ultra-rápido de Recarga mediante la Transferencia Inteligente de corriente continua por contacto Directo y sistema Opcional de almacenamiento energético de Respaldo.

ENDESA está implicada además en importantes iniciativas a nivel europeo, como el Consorcio Green e-Motion para el liderazgo europeo en la demostración de carga rápida.

Diseño de los nuevos modelos de negocio en movilidad eléctrica

ENDESA es la única utility europea elegida por el Consorcio ELVIRE, dentro del VII Programa Marco, para definir y demostrar futuros modelos de negocio para fomentar nuevos usos y soluciones alrededor de la movilidad eléctrica, donde los vehículos se dotarán de capacidad para gestionar tanto el flujo energético de su carga y descarga frente a la red, como los datos y servicios de valor añadido entre el coche y diferentes tipologías de proveedores.

En lo que respecta a la eficiencia energética, durante el año 2010 ENDESA ha desarrollado su Plan Global de Eficiencia Energética que recoge todas las iniciativas susceptibles de desarrollo en materia de eficiencia energética, tanto en la generación, distribución y comercialización, así como acciones para maximizar el ahorro energético en sus propias instalaciones.

Con objeto de desarrollar y coordinar acciones en el ámbito de Latinoamérica se ha constituido un Comité de Eficiencia Energética compuesto por representantes de todas las empresas de la región y representantes del área corporativa de eficiencia energética.

Durante el ejercicio 2010 se han llevado a cabo las actuaciones previstas en la primera anualidad del Proyecto Málaga SmartCity y se ha avanzado en las del segundo año, que integra una apuesta por el desarrollo de las redes inteligentes y el urbanismo sostenible en un concepto de «Ciudad inteligente», desplegando tecnologías de última generación en materia de generación distribuida, almacenamiento energético, gestión de la demanda, iluminación eficiente, movilidad eléctrica y eficiencia energética en edificios, sector empresarial y residencial, de forma pionera, con involucración activa de los consumidores finales.

En este primer año de proyecto y parte del segundo se han finalizado todos los diseños de arquitectura y se ha comenzado el despliegue de instalaciones en campo destacando la instalación en Málaga de los primeros 2.900 contadores inteligentes, realizada en España de forma pionera, se han entregado los primeros vehículos eléctricos, se han instalado los primeros postes de recarga de vehículos eléctricos, han comenzado las instalaciones de la red PLC que comunicará todos los centros de distribución involucrados en el proyecto para proveer servicios de automatización de red, se han puesto en servicio los sistemas principales, se han instalado las primeras farolas LED y se ha finalizado el Centro de Monitorización y Control del Proyecto.

Durante el año ha continuado la participación activa de ENDESA en plataformas tecnológicas clave para el sector, destacando especialmente la Plataforma tecnológica de eficiencia energética, que ENDESA preside, y la Plataforma de Redes Eléctricas del Futuro (FUTUREED), en la que ENDESA ostenta la Secretaría Técnica.

ENDESA ha seguido desarrollando activamente las líneas de investigación comprometidas en cada uno de los mercados donde opera, destacando especialmente las derivadas de su presencia en las Fundaciones IREC (Institut de Recerca en Energia de Catalunya) y CTA (Corporación Tecnológica de Andalucía).

Mapa Tecnológico

La cartera de proyectos de ENDESA se estructura en torno a cinco ejes tecnológicos compartidos con ENEL, que abarcan los objetivos estratégicos de la compañía en el medio y largo plazo, optimizando los recursos empleados y garantizando la creación de opciones de creación de valor futuro.

Generación Fósil

Proyecto Ciuden y Planta de demostración CAC OXY-300. Es un programa global para la demostración de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, en el que se aúnan los esfuerzos de la iniciativa pública de investigación en la lucha contra el cambio climático, concretados en el Proyecto Ciuden, con la iniciativa privada de ENDESA para el desarrollo de tecnologías comercialmente viables que permitan una reducción de emisiones en la producción de energía eléctrica. Este proyecto cuenta con la singularidad de ser el único de los seleccionados por la Unión Europea que desarrollará la tecnología de Oxidación-Combustión-CFB con Almacenamiento de CO₂ en formaciones salinas profundas.

La Pereda

Construcción y experimentación con una planta piloto de captura de CO₂ en postcombustión mediante ciclos de carbonatación-calcinación en La Pereda.

Menos CO₂ Compostilla

Desarrollo, construcción y construcción de una planta de absorción química para captura de CO₂. Uso y evaluación de nuevos absorbentes químicos, basados en aminas.

Planta piloto captura CO₂ con Microalgas

Planta piloto en la Central Térmica de Litoral en Almería, para la valorización de CO₂ procedente de gases de combustión empleando microalgas, de las que posteriormente se pretende obtener productos comerciales tales como el biofuel. Este proyecto cuenta con el apoyo científico y financiero de las administraciones públicas a través de integración en programas de financiación del PlanE y Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial.

Renovables: Proyecto GDV-500

Desarrollo de nuevos sistemas de aprovechamiento de energía solar térmica, con generación directa de vapor con energía solar de alta temperatura, obteniendo mayor eficiencia y reduciendo riesgos medioambientales.

Mapa energía marina Chile

Elaboración de un mapa de recurso undimotriz y maremotriz en la costa chilena a fin de identificar los mejores emplazamientos potenciales para una posible instalación de plantas de generación.

Proyecto Novare Hydro

En colaboración con Starlab y la Pontificia Universidad Católica de Chile, el Proyecto HYDRO tiene el objetivo de introducir nuevas tecnologías de percepción remota, con sistemas satelitales, para la gestión de la energía renovable hidráulica en Chile. Específicamente, el estudio realizará para Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (en adelante, «ENDESA Chile») avances en la monitorización espacial del ciclo del agua.

Eficiencia Energética: Proyecto Novare Energrid

El reto del Proyecto ENERGRID es mostrar la viabilidad y las ventajas de un sistema de infraestructuras inteligentes y distribuido para la gestión de la oferta y la demanda de las redes eléctricas, que permitirá poder gestionar la producción y consumo de energía a partir de pequeños nodos (vivienda, edificios, empresas) creando un sistema descentralizado de generación y consumo de energía.

ENERGRID es un proyecto que pretende mejorar la gestión energética de los edificios, por medio del diálogo de los objetos (consumidores y generadores de energía) entre sí y con el usuario. Esto se realiza por medio de una nueva capa tecnológica, basada en la computación distribuida (o Grid), sobre la tradicional red de distribución eléctrica.

Almacenamiento: Proyecto STORE

Este proyecto consiste en la realización de un demostrador en entorno real de tecnologías de almacenamiento energético de nueva entrada en el sector, de aplicación directa a los sistemas eléctricos de potencia, como forma de poder gestionar los desequilibrios temporales entre la producción y el consumo (generación y demanda) proporcionando una mayor flexibilidad y fiabilidad para la mejora de la calidad de suministro y operación del sistema eléctrico.

Redes inteligentes. Proyecto Cervantes

El proyecto tiene como finalidad la definición, especificación, desarrollo e implantación de un sistema que permite controlar y gestionar de forma automática y a distancia el suministro eléctrico a clientes domésticos, transformando progresivamente un parque de contadores domésticos de más de diez millones de unidades.

Proyecto Europeo INTEGRIS

El Proyecto Europeo INTEGRIS liderado por ENDESA pretende el desarrollo de una infraestructura ICT para Smart Grids que permita la integración y la interoperabilidad de las tecnologías de comunicación PLC y wireless.

Proyecto ICONO

Automatización, asistencia y mejora del trabajo de los técnicos de operación mediante la previsión de los estados futuros de la red y la aportación de las medidas de control a tomar para garantizar la estabilidad y la seguridad de la misma.

Proyecto S2G

S2G tiene como objetivo principal el diseño y puesta en servicio de un Sistema Avanzado de Monitorización, Supervisión y Mantenimiento de la Red de Distribución Eléctrica, desde la Subestación hasta los Centros de Transformación.

Proyecto CENIT DENISE (Distribución Energética Inteligente, Segura y Eficiente)

Consortio liderado por ENDESA para la investigación y desarrollo de tecnologías y sistemas de información aplicados a satisfacer los retos que la sociedad y las aplicaciones emergentes demandan de los sistemas eléctricos, como por ejemplo: generación distribuida en media y baja tensión, integración óptima de renovables y vehículos eléctricos, almacenamiento de energía, telegestión, monitorización y control de consumos críticos, nuevos sistemas de iluminación eficiente, etc. Este proyecto se ha desarrollado entre los años 2007 y 2010, con una inversión total de 24 millones de euros.

Tecnología Nuclear

ENDESA desarrolla su actividad de I+D en el ámbito nuclear a través de su participación en distintos programas, asimismo ostenta la secretaría de la plataforma tecnológica de fisión nuclear española CEIDEN, que coordina las actividades de I+D+i del sector.

A través del Comité de Energía Nuclear de la Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA (en adelante, «UNESA»), ENDESA aborda proyectos de investigación de interés para todas las centrales nucleares participadas, a través de sus distintos programas:

- El programa nuclear de EPRI, que tiene como objetivo alcanzar la excelencia operativa de las centrales nucleares, posibilitando la gestión a largo plazo de estos activos.
- El programa coordinado de investigación PCI, con la participación de las empresas del sector y el CSN, que tiene como objetivo el análisis de cuestiones de seguridad de las plantas de interés tanto para los explotadores como para el organismo regulador.
- El programa conjunto PIC, entre las compañías eléctricas y la Empresa Nacional del Uranio, S.A. (en adelante, «Enusa»), que coordina el I+D+i relacionado con el combustible nuclear, definiendo proyectos de interés común.

5.2. Protección del Medio Ambiente

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

Con este compromiso se pretende minimizar el impacto de la actividad industrial de la empresa en el medio natural en el cual opera. Fundamentalmente se consideran

aspectos relacionados con la lucha frente al cambio climático, una adecuada gestión de residuos, emisiones a la atmósfera, vertidos, suelos contaminados y otros potenciales impactos negativos.

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

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

El compromiso con el respeto y la preservación del medio ambiente incide directamente en el proceso de toma de decisiones por parte de la Alta Dirección. De hecho, el medio ambiente consiste en una de las líneas estratégicas prioritarias dentro del marco de Plan ENDESA de Sostenibilidad 2008-2012 (en adelante, «PES 2008-2012»). Dicho PES refuerza significativamente el compromiso tradicional de ENDESA con la protección del entorno natural, afrontando de forma decidida la lucha contra el cambio climático y buscando la excelencia en la gestión del resto de aspectos medioambientales antes mencionados.

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

En esta línea, ENDESA ha identificado el agua como un recurso crítico que será afectado como consecuencia del cambio climático. Las previsiones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (en adelante, «OCDE») manifiestan que el 47% de la población mundial vivirá en áreas de elevado estrés hídrico en 2030 a menos que se desarrollen nuevas políticas. La disponibilidad de agua afectará a las empresas de manera positiva y negativa, y estas tendrán un papel importante que desempeñar en el desarrollo y la implementación de soluciones en el reto del agua. Por eso, ENDESA, asumiendo un papel de liderazgo en las eléctricas españolas, en 2010, se ha adherido al CDP Water Disclosure, iniciativa que proporciona datos relativos al agua y su gestión por las corporaciones más grandes del mundo con el fin informar al mercado global sobre el riesgo de inversión y oportunidades comerciales y para ayudar a dirigir las inversiones hacia el uso sostenible de este recurso.

Entre las acciones de ENDESA en materia de biodiversidad y conservación de los ecosistemas naturales, ha estructurado su programa para la conservación de la biodiversidad, ampliando sus horizontes tanto a nivel de ámbitos de trabajo como de objetivos perseguidos. Así, sin dejar de actuar en proyectos de acondicionamiento y mejora de hábitats en el entorno de instalaciones propias, se ha continuado desarrollando el Plan de Conservación de la Biodiversidad en todos sus ámbitos, manteniendo los proyectos de investigación sobre la biodiversidad y el funcionamiento de ecosistemas acuáticos prístinos, en lagunas esteparias de Mongolia y en lagos patagónicos de Chile, así como trabajos de monitorización y modelación de la dinámica de las poblaciones de especies invasoras, con vistas al desarrollo de técnicas de control cada vez más precisas.

En desarrollo del Plan de Conservación de la Biodiversidad, se ha elaborado el curso de formación en Biodiversidad y se ha impartido ya en una parte de las Unidades de Producción Hidráulica de España y Portugal.

En el año 2010 las inversiones del Grupo ENDESA en actividades relacionadas con la gestión medioambiental han sido de 20 millones de euros, siendo la inversión acumulada al cierre de 2010 igual a 1.227 millones de euros. Por lo que respecta a los gastos relacionados con actividades medioambientales, éstos han ascendido en 2010 a 38 millones de euros, de los que 17 millones de euros corresponden a la dotación de amortizaciones de las inversiones antes mencionadas.

España y Portugal

El PNA 2008-2012 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (en adelante, «BOE») mediante el Real Decreto 1402/2007, de 29 de octubre, que modifica el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el PNA de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012. Las cuantías de las asignaciones sectoriales establecidas en el PNA se modificaron mediante la Orden PRE/2827/2009, de 19 de octubre. El PNA establece el volumen del total de los derechos que se van a asignar a los sectores e instalaciones afectadas por la Ley 1/2005, de 9 de marzo, entre ellos al sector eléctrico, define y describe las metodologías de reparto de estas asignaciones sectoriales que se pretenden aplicar para obtener las asignaciones individuales por instalaciones y anuncia y acota el uso de los créditos de carbono procedentes de los proyectos basados en los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto.

La asignación individual de derechos de emisión a las instalaciones incluidas en el PNA 2008-2012 se realiza mediante la Orden PRE/3420/2007, de 14 de noviembre.

Este PNA 2008-2012 establece una asignación promedio anual de 146,19 millones de toneladas de derechos de emisión a los que se añaden 6 millones de toneladas de CO₂ de emisión anuales de reserva para nuevos entrantes (un 4,1% de la asignación anual), lo que resulta en un total de 152 millones de toneladas derechos de emisión anuales. Para el caso del sector eléctrico se establece una asignación conjunta promedio y anual, en el período 2008-2012, de 54,56 millones de toneladas, con la posibilidad de utilización de créditos provenientes de los proyectos asociados a los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto de hasta un 42% de la asignación total al sector (se aplica a nivel de instalación el 42% de su asignación individual).

En el caso de ENDESA, se ha asignado al conjunto de centrales térmicas un promedio anual de 25,17 millones de toneladas de CO₂. Aplicando el 42% permitido, las instalaciones de ENDESA podrán usar 10 millones de toneladas/año de créditos de proyectos de reducción de emisiones.

La Ley 1/2005, de 9 de marzo ha sido modificada por la Ley 13/2010, de 5 de julio, al efecto de transponer al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, que acomete una revisión en profundidad del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión.

Una parte importante en la estrategia de cambio climático de ENDESA es su participación en los mecanismos flexibles de reducción de emisiones basados en proyectos. El Mecanismo de Desarrollo Limpio (en adelante, «MDL») forma parte de los mecanismos flexibles del Protocolo de Kioto y permite obtener derechos de emisión a través de la participación en proyectos reductores de emisiones de gases

de efecto invernadero en países en vías de desarrollo. El MDL contribuye al desarrollo sostenible a través de la transferencia de tecnología y ofrece un triple dividendo: social, medioambiental y económico.

Derechos de emisión de CO₂

Los derechos de emisión de CO₂ asignados al Grupo con carácter gratuito durante el ejercicio 2010 han sido de 28,6 millones de toneladas, correspondiendo 24,5 millones de toneladas para España, 2,7 millones de toneladas para Portugal (sin contabilizar el ciclo combinado Pego; tiene asignación provisional de 616.808 toneladas) y 1,4 millones de toneladas para Irlanda.

En términos de uso de derechos de emisión, las instalaciones de España han consumido 23,2 millones de toneladas aproximadamente (de los cuales 2,13 millones de toneladas han sido créditos de carbono procedentes de proyectos MDL), mientras que las instalaciones Portugal han consumido 1,62 (emisiones de la central térmica de carbón de Pego pendientes de verificación; sin contabilizar emisiones de la CTCC de Pego) millones de toneladas de derechos de emisión y 0,554 millones de toneladas las centrales de Irlanda.

En el año 2010, la actividad de identificación y desarrollo de proyectos MDL y Acción Conjunta (en adelante, «AC») de ENDESA se integró en la nueva unidad de ENEL denominada Carbon Strategy Unit, que tiene dos prioridades fundamentales:

- Desarrollar y ejecutar la estrategia de cumplimiento del Grupo, minimizando el coste y limitando los riesgos asociados.
- Capturar oportunidades en el mercado creciente de carbono, considerando las necesidades de terceras partes o haciendo inversiones rentables con riesgo limitado.

ENDESA Carbono, S.L. (en adelante, «ENDESA Carbono»), filial de ENDESA, S.A., es la encargada de la originación de proyectos dentro de la Carbon Strategy Unit de ENEL. Dicha unidad cuenta con oficinas en 6 países (España, Italia, Estados Unidos, China, Filipinas y Perú) en las que trabajan 44 personas de 9 nacionalidades distintas.

Una de las fortalezas de ENDESA Carbono reside, precisamente, en su presencia activa en los distintos mercados, lo que facilita la identificación de proyectos MDL y AC, tanto en las instalaciones de ENDESA, como en las de sus clientes, y en las de otras empresas. Su posicionamiento en Estados Unidos es también clave para el inicio del mercado de carbono en este país, que ha realizado una apuesta decidida por la reducción de emisiones.

La cartera de CERs/Emisión Reduction Unit (en adelante, «ERUs») de ENEL/ENDESA ocupa el primer lugar en el ranking mundial del mercado de carbono. A finales de 2010, las dos empresas contaban con una cartera conjunta de 105 proyectos MDL los cuales suponen más de 195 millones de toneladas de reducción de CO₂, disponiendo del 13% de los créditos concedidos por Naciones Unidas.

Como actividad complementaria al desarrollo o participación en proyectos MDL, ENDESA participa en distintos fondos de carbono. Entre ellos, cabe destacar los gestionados directamente por el Banco Mundial como son Community Development Carbon Fund, cuyo fin es proporcionar un marco internacional estable y organizado dentro del cual se puedan desarrollar proyectos MDL, priorizando aquellos de pequeña escala y en países poco desarrollados. Otros Fondos gestionados por el Banco Mundial en los que participa ENDESA son el Fondo Español de Carbono, el Umbrella Carbon Facility y el Carbon Partnership Facility. Además, participa en el Fondo MCCF del Banco Europeo de

Inversiones y el Banco para la Reconstrucción y el Desarrollo Económico, que se encarga de contratar y gestionar proyectos de AC en países de Europa del Este fundamentalmente.

En 2010, ENDESA participó por séptimo año consecutivo en el Carbon Disclosure Project (en adelante, «CDP»). Se trata de una iniciativa emprendida por un importante número de inversores (534 inversores institucionales en posesión de 64 trillones de dólares en activos bajo su gestión), que analiza los riesgos y oportunidades que presenta el cambio climático para las mayores empresas a nivel mundial. El CDP se ha convertido en los últimos años en el referente para el proceso y metodología de publicación de datos corporativos de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (en adelante, «GEI»). ENDESA obtuvo en 2008 el primer puesto en la clasificación de utilities a nivel mundial. En 2010 ha sido incluida en el CDP Global 500, informe que evalúa a las 500 empresas públicas más grandes del mundo incluidas en el FTSE Global Equity Index Series (Global 500), obteniendo una elevada puntuación en el Carbon Disclosure Leadership Index (CDLI), lo que indica la calidad y nitidez de la divulgación que hace ENDESA sobre sus objetivos y acciones en la lucha contra el cambio climático, así como la transparencia sobre sus emisiones de carbono.

Con el fin de seguir mejorando su desempeño en la lucha contra el cambio climático, este año ENDESA se ha adherido al CDP Supply Chain, iniciativa que extiende la conciencia de la huella de carbono de una organización, yendo más allá de la medición de las emisiones directas de GEI para incluir a través de la cadena de suministro (proveedores) los riesgos y las oportunidades del cambio climático. El objetivo principal es impulsar la acción sobre el cambio climático entre ENDESA y sus proveedores.

En esta línea, pero de forma independiente, ENDESA se ha embarcado en el proyecto para calcular su Huella de Carbono, incluyendo todas sus líneas de negocio y ámbitos geográficos. Esto le proporcionará oportunidades para la identificación de áreas sensibles en las que seguir trabajando para la disminución de emisiones de GEI, incluyendo la capacidad de interacción con sus proveedores en la búsqueda de este fin.

Durante 2010 se ha puesto en servicio la planta de desulfuración de gases de combustión del Grupo 1 de la central térmica de Litoral de Almería. Con esta instalación, ENDESA concluye su plan de actuaciones medioambientales para reducir las emisiones de gases de sus centrales térmicas en España.

Estas actuaciones incluidas en el plan han supuesto una inversión total de 648 millones de euros y presentan una gran complejidad tecnológica. Han consistido básicamente en la instalación de sistemas de desulfuración de gases para la reducción de emisiones de azufre, la instalación de sistemas de optimización de la combustión así como de nuevos quemadores para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno, mejoras en los sistemas de filtración de las partículas sólidas y, en algunos casos, la adaptación de las instalaciones para poder consumir combustibles de mayor calidad y, de esta manera, disminuir las emisiones contaminantes. A finales de 2010, estas actuaciones han supuesto una reducción respecto a 2006 del 95% de emisiones de SO₂, 80% de NO_x y 92% en el caso de las partículas en las centrales Grandes Instalaciones de Combustión (en adelante, «GIC») acogidas al Plan Nacional de Reducción de Emisiones (en adelante, «PNRE»).

ENDESA en España y Portugal, ha continuado durante el año 2010 con la implantación de sistemas de gestión ambiental en aquellas instalaciones que hasta el momento no contaban con la certificación según la Norma Internacional ISO 14001.

De igual modo, ENDESA ha continuado registrando en el sistema europeo de ecogestión y ecoauditoría, Eco-Management and Audit Scheme (en adelante, «EMAS»), las instalaciones de las principales instalaciones de ENDESA Generación.

A finales de 2010, ENDESA en España y Portugal, posee el 91% de la potencia térmica instalada, así como el 100% de las centrales de producción hidráulica, nuclear, todas las terminales portuarias, explotaciones mineras e instalaciones de distribución, certificadas por la Norma Internacional ISO 14001.

En 2010 han obtenido el certificado ISO 14001 la central térmica de ciclo combinado de As Pontes, la Unidad de Producción Térmica (en adelante, «UPT») Compostilla y la explotación minera a cielo abierto Mina Emma en Puertollano (Ciudad Real).

Asimismo, además de la certificación 14001, este año, la central térmica de ciclo combinado de As Pontes ha realizado su registro en el EMAS. En lo referente a instalaciones que ya poseen certificación ISO 14001, la Terminal Portuaria de Los Barrios también se ha dado de alta en el citado registro.

Está previsto que en los primeros meses del próximo año la UPT Compostilla también ultime su registro en EMAS, proceso llevado a cabo a lo largo de este año pero que no ha podido tener su culminación finalmente en 2010.

En el negocio de distribución de España y Portugal, de acuerdo con el programa de implantación de sistemas de gestión ambiental del PES 2008-2012, en 2010 se ha renovado por Aenor la certificación del sistema de gestión ambiental para EDE en febrero en Baleares, y en diciembre en Cataluña. Con estas renovaciones se mantiene y consolida el compromiso de que EDE en Aragón, Andalucía, Baleares, Canarias, Cataluña y Extremadura esté certificada por esta norma.

Biodiversidad

A nivel de conservación de la biodiversidad en España y Portugal, se ha elaborado el curso específico sobre Biodiversidad y Aprovechamientos Hidráulicos, y se ha impartido en la Unidad de Producción Hidráulica (en adelante, «UPH») Noroeste, de acuerdo con lo que establece el Plan para la Conservación de la Biodiversidad de ENDESA. Se ha planificado la docencia del curso para todo el negocio hidroeléctrico de España en 2011.

Se ha planificado una serie editorial sobre la Biodiversidad y ENDESA, de 4 volúmenes de aparición anual (2011-2014), donde se abordan todos los puntos de relación entre ENDESA y los ecosistemas naturales, con incidencia en la biodiversidad. Se ha maquetado ya el primer volumen de la serie que se publicará en el primer semestre de 2011. Esta serie editorial irá acompañada de un juego sobre la gestión de la biodiversidad en ecosistemas acuáticos continentales (embalses y ríos regulados), basado en un modelo matemático que permitirá definir escenarios, introducir acciones con efectos sobre el funcionamiento de los ecosistemas definidos y su biodiversidad, así como ver los resultados derivados.

Durante 2010 se ha preparado una base de datos preliminar con las instalaciones hidráulicas que se encuentran en espacios naturales protegidos de España y se ha empezado a desarrollar la que será la base de datos para el seguimiento del progreso y los avances del Plan de Conservación de la Biodiversidad de ENDESA.

Se ha llevado a cabo también el análisis de riesgos ambientales de las instalaciones planificadas para 2010, siguiendo la metodología propuesta por ENEL.

Gestión integral del agua

En el ámbito de la gestión eficiente del agua, se ha preparado la versión piloto de la que será la base de datos y el sistema de seguimiento de los tres primeros programas 1 (Control del uso del agua), 2 (Control de la calidad de aguas) y 3 (Mejora del estado ecológico de los ríos regulados).

Sobre el programa 2, se ha cuantificado ya el estado trófico de los embalses con aprovechamientos hidroeléctricos de ENDESA, en la cuenca del Ebro y en las Cuencas Internas de Cataluña.

Se han realizado mejoras en el tratamiento de las aguas residuales sanitarias de centrales hidráulicas, en el sentido de sustituir vertidos autorizados por sistemas de confinamiento estanco y retirada controlada.

Irlanda

En el transcurso del año 2010 se ha venido materializando el proceso de adaptación de las cuatro centrales térmicas compradas en enero de 2009, de forma que su modelo de gestión ambiental (política medioambiental, sistemas de gestión ambiental, etc.) se asemeje al modelo y estándares corporativos del Grupo ENDESA. En particular, se han mantenido las certificaciones ambientales existentes en dos de las centrales y acometido el proceso de certificación de las dos restantes.

Como hito relevante destaca la presentación y aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental de dos nuevas centrales térmicas (Great Island y Tarbert) que sustituirán a dos de las centrales existentes (de fuel), que gracias a su tecnología y combustible (gas natural) serán más respetuosas con el medioambiente. Igualmente, los procesos de obtención de sus Licencias Ambientales están en curso.

Otras muestras significativas del compromiso de ENDESA en Irlanda con los temas medioambientales y la lucha contra el cambio climático han sido su participación en el «Carbon Disclosure Project-Ireland 2010» y el mantenimiento del acuerdo de compra de créditos de carbono generados por el proyecto peruano de Callahuanca en el periodo 2008-2012.

El desarrollo del Plan Director de Medioambiente que fue aprobado a mediados de 2009 sigue su curso, cubriendo otra serie de actividades de gestión medioambiental tales como la gestión de residuos, el seguimiento de emisiones a la atmósfera, la evaluación de pasivos ambientales, etc.

PNA 2008-2012 para Irlanda: Respecto a los derechos de emisión de CO₂ con carácter gratuito asignados a ENDESA en 2010, a Irlanda le correspondieron 1,4 millones de toneladas. Asimismo, en términos de uso de derechos de emisión, las cuatro centrales térmicas de Irlanda acogidas al Plan han consumido en total 0,275 millones de toneladas.

Marruecos

Tras la obtención de la certificación ISO 14001 en diciembre de 2009, la central de ciclo combinado de Tahaddart (en Tánger), participada en un 32% por ENDESA a través de la sociedad Energie Electrique de Tahaddart, S.A. (en adelante, «EET»), se convirtió en el primer referente en Marruecos para el sector eléctrico. Aunque el marco legal y la cultura social en materia de medio ambiente se encuentran todavía en fase temprana de

desarrollo en el país, el sistema de gestión ambiental implantado se articula alrededor de una política ambiental de alto nivel de exigencia.

Dentro del programa ambiental anual para el año 2010, orientado a asegurar una mejora continua en materia de gestión medioambiental, se incluía el proyecto de construcción de un almacén temporal de residuos en el propio recinto de la central. Una vez finalizada la construcción y puesto en marcha este almacén, se ha podido segregar residuos por tipos en origen, facilitando así su retirada final e incrementando las posibilidades y cantidades de reciclaje.

Adicionalmente, la supervisión del consumo de recursos naturales (agua del estuario), el seguimiento de emisiones a la atmósfera y la caracterización de los vertidos son tareas de la gestión ambiental de la planta que permiten monitorizar y controlar los impactos de su actividad.

La auditoría externa completada exitosamente en diciembre de 2010 ratifica la excelencia de la gestión medioambiental llevada a cabo en la central, incluyendo el entorno natural protegido en el que está situada.

Latinoamérica

Durante 2010 se continuó con el desarrollo e implantación del Plan de Medio Ambiente de ENDESA de Latinoamérica 2009-2012 que emana del PES 2008-2012. Todos los negocios de ENDESA en Latinoamérica han aprobado el Plan y lo han adaptado a sus circunstancias, muy diferentes según el país pero, en general, procurando la excelencia en la actuación ambiental y centrado en los tres ejes estratégicos de ENDESA: el Cambio Climático, la Excelencia en la Gestión Ambiental y la Conservación de la Biodiversidad.

Respecto a las certificaciones ambientales, al concluir el año 2010, prácticamente el 100% de las instalaciones de ENDESA en Latinoamérica, tanto de generación como de distribución, están certificadas por las Normas Internacionales ISO 14001 de gestión medioambiental y por la OHSAS 18001 de prevención de riesgos laborales. Así, las instalaciones que durante este año han entrado en operación comercial (Quintero —257 MW—, Santa Rosa II —429,38 MW— y el parque eólico Canela II con 60 MW) aplican esta cultura de gestión en sus instalaciones.

Una importante faceta de la gestión ambiental es el control de los indicadores ambientales y su reporte. Para conseguir la mayor calidad de la información ambiental, muy amplia y en algún caso de difícil elaboración, se ha desarrollado un sistema informático llamado Sistema de Información Ambiental Mensual (en adelante, «SIAM»). Instalado en la Biblioteca Técnica de Medio Ambiente permite acceder desde todas las instalaciones de generación vía Internet e intranet. El sistema está diseñado para la carga mensual de todos los indicadores ambientales, lo que conlleva un mayor control, e incorpora alarmas que permiten optimizar la calidad de los datos. El SIAM se ha incorporado a los sistemas de gestión ambiental de las instalaciones.

La metodología europea, basada en la Decisión 589 de 2007 de la Comunidad Europea, para el control de las emisiones de CO₂; implantada en los años anteriores, así como la correcta aplicación de la Norma 19 de ENDESA Chile para el control de las emisiones a la atmósfera en las instalaciones de generación térmica latinoamericanas se muestran imprescindibles para adaptar las instalaciones a la nueva normativa de Chile (Acuerdo nº 5, de 26 de noviembre de 2010) y de Colombia (Resolución 909) de aplicación en el 2010. Las instalaciones de generación térmica de estos dos países, y previsiblemente de algún otro,

están haciendo y harán un gran esfuerzo inversor para adaptarse a las nuevas normativas, más estrictas en los límites y en el control de los contaminantes.

Respecto a los proyectos de MDL en el ámbito latinoamericano, el proyecto hidroeléctrico Ojos de Agua en Chile fue registrado por la Secretaría Ejecutiva de la Convención Marco sobre Cambio Climático de Naciones Unidas en abril del año 2007, siendo el primer proyecto propio de ENDESA en ser registrado. La reducción de emisiones de CO₂ esperada es de unas 146.000 toneladas de CO₂ en siete años, unas 20.870 toneladas de CO₂/año. El proyecto hidroeléctrico Callahuanca en Perú fue registrado como MDL a principios del año 2008, con una reducción total de emisiones de CO₂ esperada equivalente a 100.000 toneladas de CO₂ en el primer periodo crediticio y fue el primer proyecto aprobado por la AND española. Ambos proyectos se encuentran actualmente en proceso de verificación para producir sus primeros CERs.

La central eólica Canela en Chile (18 MW de potencia instalada) se registró como MDL ante las Naciones Unidas en el año 2009, siendo el primer parque eólico del Sistema Interconectado Central de Chile. Se encuentra actualmente en proceso de primera verificación de Naciones Unidas, además de la obtención del certificado Gold Standard, y ya se ha terminado su segunda fase de 69 MW (Canela II) que llevará el parque a una potencia instalada total de 87 MW y que está muy cerca de registrarse como MDL.

El proyecto Ventanilla en Perú se encuentra en trámite para registro ante las Naciones Unidas después de haber pasado el proceso de auditoría correspondiente. Este proyecto MDL valoriza la transformación en ciclo combinado de 490 MW de dos ciclos abiertos de gas de 160 MW cada uno.

En Colombia se encuentra en fase de construcción el proyecto El Quimbo. Como MDL, se trata de una central hidroeléctrica de 400 MW, situada en la cuenca del río Magdalena en el departamento de Huila. Este proyecto desplazaría más de seiscientas mil toneladas de CO₂ por año.

Por otro lado, de acuerdo con el Plan de Medio Ambiente, se está desarrollando en todas las empresas el proyecto de cálculo de la huella de carbono. Este proyecto, una vez concluido, permitirá tener la información necesaria para establecer una línea base y mecanismos que permitan reducir las emisiones de gases efecto invernadero en todas las actividades de la Empresa.

De acuerdo con lo desarrollado en el Plan de Medio Ambiente 2009-2012, la Biodiversidad ha ocupado un importante espacio precisamente en el año dedicado a ella. El Comité de Biodiversidad de Latinoamérica se reunió en Chile en dos ocasiones, en marzo y en noviembre de 2010, en este segundo caso el lugar elegido fue la Fundación San Ignacio del Huinay. Este lugar ejemplifica la conservación de la naturaleza y la investigación propiciadas por la Empresa.

Entre las actuaciones desarrolladas por el Comité de Biodiversidad se encuentra la realización de un inventario de las actividades de las empresas relacionadas con la Biodiversidad, la identificación de los predios naturales propiedad de las empresas y con aptitud para su conservación, la colaboración con las autoridades y el desarrollo de un plan de divulgación que presente la política del Grupo en este campo y presente los proyectos futuros y los que ya están en marcha, como: Arroyito en Argentina, Cachoeira Dourada en Brasil, Cartagena, Betania y las plantaciones de Codensa en Colombia y el propio Huinay. Por lo tanto, continúa el empeño de incorporar la cultura

de la conservación de la biodiversidad en la explotación industrial de las instalaciones y a todas las actividades y ámbitos de la Empresa.

Durante 2010 se ha realizado la tercera expedición científica a los lagos patagónicos de la Fundación de San Ignacio de Huinay centrada en esta ocasión, sobre 4 masas de agua seleccionadas a partir de los estudios de 2007-2009, que representan los principales tipos de organización ecológica existentes en la zona, desde los lagos propiamente, hasta las lagunas. En dos de estas masas de agua, además, se realizó un ciclo diario de seguimiento que ha revelado interesantes resultados acerca de su balance entre producción primaria y respiración heterótrofa. La publicación de los resultados de este estudio, prevista para finales de 2010, verá finalmente la luz en el primer semestre de 2011.

Durante el año 2010 se ha iniciado el proyecto de evaluación de riesgos ambientales bajo una metodología global y común para todos los tipos de instalaciones de distribución y generación. Dicha metodología incluye no sólo el análisis de los impactos ambientales negativos que se pueden causar al medio sino también la criticidad de los efectos negativos que un desastre ambiental causado por las instalaciones de ENDESA podría tener a nivel estratégico, económico y de imagen de la Compañía.

En esta primera fase se han evaluado diferentes instalaciones de generación de los cinco países latinoamericanos (que utilizan diferentes tipos de combustibles en su proceso industrial) y una empresa distribuidora.

6. Recursos Humanos

A 31 de diciembre de 2010, ENDESA tenía un total de 24.732 empleados, de los que 12.270 empleados pertenecen al Negocio de España y Portugal y Resto, y 12.462 al Negocio en Latinoamérica.

A 31 de diciembre de 2009, ENDESA tenía un total de 26.305 empleados, de los que 13.629 empleados pertenecían al Negocio de España y Portugal y Resto, y 12.676 al Negocio en Latinoamérica.

La información relativa a plantilla se incluye en la Nota 38 de la Memoria.

7. Política de gestión de riesgos e instrumentos financieros derivados

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

8. Acciones propias

ENDESA no poseía acciones propias a 31 de diciembre de 2010 ni ha realizado ninguna operación con acciones propias durante el ejercicio 2010.

9. Información requerida por el Artículo 116 bis de la Ley del Mercado de Valores

a) La estructura del capital, incluidos los valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera y el porcentaje del capital social que represente

El capital social de la Sociedad es de 1.270.502.540,40 euros y está íntegramente suscrito y desembolsado.

El capital social está integrado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal cada una, que están representadas por anotaciones en cuenta y pertenecen a una misma clase (acciones ordinarias).

Las 1.058.752.117 acciones que componen el capital social, representadas por medio de anotaciones en cuenta, tienen la consideración de valores mobiliarios y se rigen por lo dispuesto en la normativa reguladora del mercado de valores.

Las acciones de ENDESA, representadas por anotaciones en cuenta, se hallan inscritas en el Registro Central de la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (en adelante, «Iberclear»), entidad encargada del registro contable de las acciones.

Las acciones de ENDESA, S.A. cotizan en las Bolsas españolas y en la Bolsa «Off Shore» de Santiago de Chile, y forman parte del índice bursátil Ibex-35.

b) Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores

No existen restricciones legales ni estatutarias a la libre adquisición o transmisión de los valores representativos del capital social.

c) Las participaciones significativas en el capital, directas o indirectas

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos	% sobre el total de derechos de voto
ENEL Energy Europe, S.L.U. (1)	974.717.763	—	92,063
ENEL, S.p.A.	—	974.717.763	92,063
Total	974.717.763	974.717.763	92,063

(1) ENEL Energy Europe S.L.U. está participada al 100% por ENEL, S.p.A.

d) Cualquier restricción al derecho de voto

No existen restricciones legales ni estatutarias al derecho de voto.

e) Los pactos parasociales

No existen pactos parasociales vigentes.

f) Las normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de Administración y a la modificación de los Estatutos de la Sociedad

Normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de Administración

De conformidad con lo establecido en los artículos 37 y 38 de los Estatutos Sociales, «Corresponde a la Junta General tanto el nombramiento, como la separación de los Consejeros. El cargo de Consejero es renunciable, revocable y reelegible», «La duración de los cargos de Consejeros será de cuatro años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración».

El nombramiento y la reelección de Consejeros se regulan en el Reglamento del Consejo de Administración:

Artículo 5º: Estructura y composición del Consejo.

«Las propuestas de nombramiento o reelección de Consejeros que formule el Consejo recaerán en personas de reconocido prestigio que posean la experiencia y los conocimientos profesionales adecuados para el ejercicio de sus funciones y que asuman un compromiso de dedicación suficiente para el desempeño de las tareas de aquél.»

Artículo 21º: Nombramiento de Consejeros.

«La Junta General o, en su caso, el Consejo serán competentes para designar a los miembros del mismo de conformidad con lo establecido en la Ley de Sociedades Anónimas y en los Estatutos Sociales.

La propuesta de nombramiento o reelección de los Consejeros que se eleven por el Consejo de Administración a la Junta General de Accionistas, se aprobará por el Consejo de Administración a propuesta del Comité de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de que se tratara de Consejeros Independientes, y previo informe de dicho Comité en el caso de los restantes consejeros.

Artículo 24º: Reelección de Consejeros.

«El Comité de Nombramientos y Retribuciones informará con carácter preceptivo sobre la propuesta de reelección de los Consejeros que el Consejo decida presentar a la Junta General.»

Artículo 25º: Cese y dimisión de los Consejeros.

«25.1. Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados, así como en todos los demás supuestos en que así proceda, de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el presente Reglamento.

25.2. Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo, y formalizar la correspondiente dimisión cuando:

- su permanencia en el Consejo de Administración pueda perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad o
- se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos legalmente y cuando el Consejo, previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones resuelva que el Consejero ha infringido gravemente sus obligaciones.

25.3. Cuando por cualquier causa se produzca el cese de un Consejero, éste no podrá prestar servicios en otra entidad competidora durante el plazo de dos años, salvo que el Consejo le dispense de esta obligación o acorte la duración de la referida prohibición.»

25.4. En el caso de que un Consejero cese en su cargo, ya sea por dimisión o por otro motivo, antes del término de su mandato, deberá explicar las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, se deberá dar cuenta del motivo del cese en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Normas aplicables a la modificación de los Estatutos de la Sociedad:

Conforme al artículo 26 de los Estatutos Sociales, para que la Junta General Ordinaria o Extraordinaria pueda acordar válidamente la modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el 50% del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria, será suficiente la concurrencia del 25% de dicho capital.

Cuando concurren accionistas que representen menos del 50% del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos a que se refiere el apartado anterior sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital, presente o representado, en la Junta.

g) Los poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones

El Consejero Delegado tiene delegadas, todas las facultades del Consejo de Administración legal y estatutariamente delegables.

El Consejo de Administración de ENDESA no está facultado para emitir nuevas acciones de ENDESA, S.A., es necesaria la previa autorización de la Junta General.

Asimismo, la Junta General de ENDESA de 21 de junio de 2010, de conformidad con el artículo 75 de la Ley de Sociedades Anónimas, autorizó la adquisición derivativa de acciones propias, así como los derechos de suscripción preferente de las mismas, por cualquiera de las modalidades legalmente admitidas, directamente por la propia ENDESA, S.A., por las Sociedades de su Grupo o por persona interpuesta, hasta la cifra máxima permitida por la Ley. Las adquisiciones se realizarán a un precio por acción mínima de su valor nominal y máximo equivalente a su valor de cotización más un 5% adicional. La duración de la presente autorización será de 5 años.

La autorización incluye también la adquisición de acciones que, en su caso, hayan de ser entregadas directamente a los trabajadores y administradores de la Sociedad o sus filiales, o como consecuencia del ejercicio de derechos de opción de que aquellos sean titulares.

h) Los acuerdos significativos que haya celebrado la Sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la Sociedad a raíz de una Oferta Pública de Adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la Sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la Sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información

ENDESA y sus filiales tienen préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras por un importe equivalente a 1.755 millones de euros que podrían ser susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control en ENDESA, S.A. Asimismo, contratos de derivados con un valor de mercado de 9 millones de euros (75 millones de euros de notional) podrían ser objeto de amortización anticipada como consecuencia del cambio de control.

i) Los acuerdos entre la Sociedad y sus cargos de Administración y Dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una Oferta Pública de Adquisición

A 31 de diciembre de 2010 el número de Consejeros Ejecutivos, Altos Directivos y Directivos, con cláusulas de garantía, ascendía a 48.

Consejeros Ejecutivos	2
Altos Directivos	22
Directivos	24
Total	48

Este tipo de cláusulas es el mismo en los contratos de los Consejeros Ejecutivos y de los Altos Directivos de la Sociedad y de su Grupo, se ajustan a la práctica habitual del mercado, como se deriva de los informes solicitados por la Compañía, han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones y recogen supuestos de indemnización para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia postcontractual.

El régimen de estas cláusulas, para los Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, es el siguiente:

Extinción

Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente, según los casos, de una a tres veces la retribución anual.

- Por decisión unilateral del Directivo: sin derecho de indemnización, salvo que el desistimiento se base en un incumplimiento grave y culpable de la Sociedad de sus obligaciones o vaciamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1382/1985, de 1 de agosto.
- Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero.
- Por decisión de la Sociedad basada en una conducta gravemente dolosa y culpable del directivo en el ejercicio de sus funciones: sin derecho a indemnización.

No obstante, lo anterior y por adecuación a mercado, en el caso de dos de los Altos Directivos citados, la garantía es de una mensualidad y media de retribución por año de servicio, para determinados supuestos de desvinculación de la Empresa.

Estas condiciones son alternativas a las derivadas de la modificación de la relación laboral preexistente o de la extinción de ésta por prejubilación para Altos Directivos.

Pacto de no competencia postcontractual

En la gran mayoría de los contratos se exige al Alto Directivo cesante que no ejerza una actividad en competencia con ENDESA, durante el periodo de dos años. En contraprestación, el Directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad equivalente a una retribución fija anual.

El régimen de las cláusulas para los veinticuatro Directivos, es similar al descrito para los Consejeros Ejecutivos y Alta Dirección, con la excepción de algunos de los supuestos específicos de indemnización de los Altos Directivos.

10. Informe Anual de Gobierno Corporativo requerido por el Artículo 526 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital

Se incluye como Anexo a este Informe de Gestión, y formando parte integrante del mismo, el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2010, tal y como requiere el 526 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital.

11. Propuesta de aplicación de resultados

El beneficio del ejercicio 2010 de la Sociedad Dominante del Grupo, ENDESA, S.A. ha sido de 949.599.151,58 euros, que conjuntamente con el remanente, que asciende a 2.452.550.379,57 euros, hacen un total de 3.402.149.531,15 euros.

La propuesta de aplicación de esta cantidad formulada por el Consejo de Administración de la Sociedad a la Junta General de Accionistas, consiste en pagar a las acciones con derecho a dividendo la cantidad bruta de 1,017 euros brutos por acción, destinando el resto a remanente.

	Euros
A Dividendo (importe máximo a distribuir correspondiente a 1,017 Euros/Acción por la totalidad de las acciones (1.058.752.117))	1.076.750.902,99
A Remanente	2.325.398.628,16
Total	3.402.149.531,15

Anexo I. Informe del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera del Grupo ENDESA

1. Introducción

Los requisitos de transparencia de los mercados de valores han evolucionado de forma notable en los últimos años. En particular, las normas de preparación de la información financiera, a las que están sometidas las entidades cotizadas, se han sofisticado y su complejidad ha aumentado en términos exponenciales. Para dar respuesta a los retos planteados, resulta imprescindible que los sistemas de control interno evolucionen de forma adecuada y sean capaces de proporcionar una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera que suministran al mercado las entidades cotizadas.

Asimismo, los grupos de interés exigen de las empresas cada vez mayores compromisos con la protección de los intereses de sus accionistas, clientes, empleados, acreedores, proveedores y de la sociedad en su conjunto. Estas nuevas exigencias se materializan, entre otros aspectos, en el establecimiento, por parte de las compañías, de medidas concretas para reforzar la confianza en la información financiera de todo tipo que se proporciona al exterior.

Un aspecto fundamental para reforzar esta confianza es el establecimiento de sistemas de control interno de la información financiera eficaces, que permitan:

- Proporcionar una información financiera fiable y de calidad con la involucración de toda la Organización.
- Sistematizar y formalizar los controles sobre la información financiera, obteniendo mejoras y mayor eficiencia como consecuencia de la utilización de las mejores prácticas.

En este contexto, a propuesta de la CNMV, se constituyó un Grupo de Trabajo de Control Interno sobre la Información Financiera (en adelante, «GTCI»), con la finalidad de elaborar un conjunto de recomendaciones acerca del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (en adelante, «SCIIF»). Los trabajos del GTCI se han centrado en conseguir tres objetivos básicos:

- (i) revisar el marco regulatorio español en materia de control interno sobre la información financiera,
- (ii) establecer un marco de referencia de principios y buenas prácticas relativas a los SCIIF, incluyendo la supervisión de su funcionamiento y
- (iii) contribuir a mejorar la transparencia de la información que las entidades cotizadas difundan a los mercados de valores sobre su SCIIF.

ENDESA, S.A. (en adelante, la «Sociedad» o «ENDESA»), consciente del interés de los mercados, grupos de interés y posteriormente de las recomendaciones del GTCI incluidas en el documento Control interno sobre la información financiera de las Sociedades cotizadas (en adelante «El documento del GTCI») de junio de 2010, ha establecido un proceso voluntario de revisión de su SCIIF con los siguientes objetivos fundamentales:

1. Obtener mejoras en la eficiencia y seguridad de los procesos de información financiera, minimizando las posibilidades de error.
2. Adelantarse a los nuevos requerimientos regulatorios en materia de control interno y gobierno corporativo, adoptando de una forma temprana las mejores prácticas internacionales.

3. Situar a la compañía como uno de los agentes líderes en materia de control interno y de gobierno corporativo

Como resultado de este proceso y para reforzar la transparencia y calidad de la información pública emitida por ENDESA a los mercados sobre el SCIIF, la Dirección de la Sociedad ha preparado, la descripción, que se presenta a continuación, de su SCIIF siguiendo los dieciséis indicadores básicos recomendados en el Apartado III del Documento del GTCI y ha considerado pertinente solicitar al auditor externo emita un informe de revisión sobre dicha información, basándose en los «Procedimientos para la revisión del auditor externo» señalados en el Apéndice 2 del Documento del GTCI.

En todo caso, conviene señalar que aunque existen iniciativas legislativas que afectan a las obligaciones y/o recomendaciones en relación a la información que debe ser publicada por las sociedades cotizadas en relación a su SCIIF, en el momento actual no existe un marco regulatorio que establezca los requisitos mínimos para las sociedades en la descripción del SCIIF.

A continuación se realiza una visión general sobre el SCIIF del Grupo ENDESA, se describen los principales elementos que caracterizan el SCIIF de la Sociedad a partir de los dieciséis indicadores básicos antes mencionados y se adjunta el informe de revisión externa.

2. Visión general sobre el SCIIF de ENDESA, S.A.

El reporte financiero es una función crítica de comunicación con los accionistas, con los inversores, con los financiadores y con los Organismos Supervisores, que se alimenta de la información procedente de diversas fuentes. De hecho, prácticamente todas las unidades organizativas del Grupo ENDESA aportan, en mayor o menor medida, datos relevantes para la elaboración de la información financiera. Por ello, el cumplimiento de los objetivos de transparencia y veracidad de la información es responsabilidad, además de la Dirección Económico-Financiera, de todas las unidades que forman el Grupo ENDESA, en sus respectivos ámbitos de actuación. Es precisamente esta corresponsabilización de todas las áreas uno de los elementos clave del funcionamiento del SCIIF de ENDESA.

El SCIIF de la Sociedad descansa en dos tipos de controles:

- (i) controles generales (constituidos por elementos como la existencia de un Comité de Auditoría, un Código de Ética, una función de Auditoría Interna, una estructura organizativa adecuada, etc.) y
- (ii) controles en las diferentes áreas sobre las transacciones relevantes con impacto en el reporte financiero.

En este sentido, actualmente el SCIIF de la Sociedad consta de 227 unidades organizativas (66 en España y Portugal y 161 en Latinoamérica) y 911 procesos (181 en España y Portugal y 730 en Latinoamérica) con un impacto relevante en la información financiera del Grupo. Estas unidades organizativas y procesos se han caracterizado, mediante un modelo de documentación homogéneo, en 6.689 actividades de control (1.428 en España y Portugal y 5.261 en Latinoamérica). Para cada una de estas actividades de control se ha identificado el responsable de su ejecución de forma que se

garantice la adecuada trazabilidad de todos los registros empleados en la elaboración de la información financiera.

La documentación generada en relación con las áreas y procesos recoge descripciones detalladas de las transacciones relacionadas con la elaboración de la información financiera desde su inicio hasta su registro en contabilidad y su posterior publicación al exterior, pasando por su autorización y proceso. En este sentido, la documentación se ha elaborado con los siguientes objetivos básicos:

- a) Identificar los procesos críticos vinculados de forma directa e indirecta a la generación de la información financiera
- b) Identificar los riesgos inherentes a los procesos que pudieran generar errores materiales en la información financiera (típicamente relacionados con los atributos de integridad, validez, registro, corte, valoración y presentación).
- c) Identificar y caracterizar los controles establecidos para mitigar dichos riesgos.

Toda la documentación del SCIIF del Grupo se encuentra recogida en una herramienta tecnológica corporativa. La información del sistema se actualiza periódicamente, reflejando cualquier cambio en las transacciones y controles de reporte financiero y tiene trazabilidad suficiente para poder ser sometida a cualquier tipo de revisión.

Esta actualización periódica pretende aprovechar el esfuerzo inicial realizado para mejorar la calidad de los procesos existentes y fortalecer el control sobre los mecanismos de generación de la información financiera.

Semestralmente la Dirección de la Sociedad realiza un Proceso de Evaluación del SCIIF. En el Proceso de Evaluación del SCIIF cada uno de los responsables de los controles identificados en el sistema corporativo soporte del SCIIF evalúan tanto el diseño como la efectividad de los controles, existiendo también dentro del modelo un proceso de verificación, también semestral, realizada por la Dirección General de Auditoría con el fin de validar la evaluación realizada por los responsables de los controles.

Semestralmente la Dirección de la Sociedad en base a las conclusiones del Proceso de Evaluación del SCIIF alcanzan una conclusión respecto del adecuado funcionamiento del Control Interno sobre la Información Financiera del Grupo ENDESA, estableciendo, en su caso, los correspondientes planes de acción para subsanar las deficiencias u oportunidades de mejora puestas de manifiesto en el Proceso de Evaluación.

Los resultados del Proceso de Evaluación semestral son analizadas por el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad por delegación del Consejo de Administración como órgano responsable último de asegurarla existencia de un adecuado sistema de control interno en el Grupo.

3. Indicadores básicos

Entorno de control de la entidad

1. Qué órganos y/o funciones son responsables de: (i) la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo SCIIF; (ii) su implantación; y (iii) su supervisión.

Consejo de Administración:

El Consejo de Administración de ENDESA tiene la responsabilidad última de la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo SCIF que, de acuerdo con su Reglamento, tiene delegada en el Comité de Auditoría.

Comité de Auditoría y Cumplimiento

El Reglamento del Consejo de Administración de ENDESA en su Artículo 14 Apartado 6, especifica que la función principal del Comité de Auditoría y Cumplimiento será la de velar por el buen gobierno corporativo y por la transparencia en todas las actuaciones de la Sociedad en los ámbitos económico-financiero, de auditoría externa e interna y cumplimiento.

A tal fin tiene encomendadas las funciones de conocer y supervisar el proceso de información financiera y de los sistemas de información y de control interno de la Sociedad, que incluye, entre otras, las siguientes funciones:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.
- Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponiendo la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de Auditoría Interna; y recibiendo información periódica sobre sus actividades y verificando que la Alta Dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.

Los miembros del Comité de Auditoría y Cumplimiento se designan teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos, y se les mantiene adecuadamente informados de todos los cambios regulatorios que se puedan producir en las citadas materias.

El Comité de Auditoría dispone de una función de Auditoría Interna que, bajo la supervisión de éste, vela por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno, evaluando la eficacia del SCIF e informando periódicamente de las debilidades detectadas durante la ejecución de su trabajo y del calendario asignado a las medidas propuestas para su corrección.

Comité de Transparencia

ENDESA constituyó en el año 2004 el Comité de Transparencia, formado por los principales ejecutivos de la Sociedad, entre los que se encuentra el Comité Ejecutivo de Dirección (integrado por el Consejero Delegado y las Direcciones Generales de España y Portugal, Latinoamérica, Estrategia y Desarrollo, Comunicación, Asesoría Jurídica, Organización y Recursos Humanos, Económico Financiera, Sistemas y Telecomunicaciones, Compras y Secretaría General) junto con otros miembros de la Dirección de la Sociedad directamente relacionados con la elaboración, verificación y divulgación de la información financiera entre los que se encuentra el Director General de Auditoría Interna. El Comité de Transparencia está presidido por el Consejero Delegado.

El objetivo principal de este Comité es el de velar por el cumplimiento y correcta aplicación de los Principios Generales de la Información Financiera (confidencialidad, transparencia, consistencia, responsabilidad), evaluar los hechos, transacciones, informes u otros aspectos relevantes que son comunicados al exterior, así como determinar la forma y plazos para presentar la información pública.

Asimismo, está entre las funciones del Comité de Transparencia evaluar las conclusiones que le someta la Dirección General Económico Financiera de ENDESA sobre el cumplimiento y efectividad de los controles internos de la información financiera y los controles y procedimientos internos de divulgación de información al exterior, formulando acciones correctoras y/o preventivas al respecto, e informando de ello al Comité de Auditoría y Cumplimiento del Consejo de Administración.

Dirección General Económico Financiera de ENDESA

La Dirección General Económico Financiera de ENDESA, en su actuación de apoyo al Comité de Transparencia desarrolla las siguientes funciones en relación con el Control Interno de la Información Financiera:

- Proponer al Comité de Transparencia, para su aprobación, las Políticas de Gestión de la información financiera.
- Evaluar, e informar al Comité de Transparencia, sobre la efectividad de los controles, así como de la operatividad de los mismos, y, en su caso, los posibles incumplimientos de las políticas de control interno aprobados, basándose en los certificados de los gestores y en los informes de la Dirección General de Auditoría.
- Establecer y difundir los procedimientos necesarios para el control interno de la Información Financiera.
- Supervisar el cumplimiento de los controles internos de la información financiera y los controles y procedimientos internos de divulgación de información al exterior, y emitir un informe periódico con su valoración sobre la efectividad del sistema, para su presentación al Comité de Transparencia.

Unidad de Control Interno de la Información Financiera

Dentro de la Dirección General Económico Financiera existe una Unidad de Control Interno de la Información Financiera cuyas funciones son las siguientes:

- Comunicar la aprobación de las políticas y procedimientos de control interno de la información financiera a las distintas sociedades y áreas organizativas de ENDESA.
- Mantener y actualizar el Modelo de Control Interno de la Información Financiera.
- Mantener actualizada la documentación referente a los procedimientos y controles vigentes en cada momento.
- Definir los circuitos de certificación de la evaluación de la efectividad de los controles y procedimientos definidos en el Modelo de Control Interno de la Información Financiera.
- Mantener el sistema soporte del Modelo de Control Interno de la Información Financiera.

Todos los aspectos relacionados con el control interno de la información financiera y la divulgación de información al exterior están regulados en la Norma Corporativa «Control interno de la información financiera y controles y procedimientos internos de divulgación de información al exterior» de aplicación en todas las sociedades de ENDESA cuyo objeto es establecer los principios de funcionamiento y los órganos de

responsabilidad para el establecimiento y mantenimiento de controles internos de la información financiera y controles y procedimientos internos de divulgación al exterior de la información financiera, con el fin de asegurar su fiabilidad, y garantizar que los informes, hechos, transacciones, u otros aspectos relevantes son comunicados al exterior en forma y plazos adecuados.

Los principios generales que rigen el funcionamiento de la citada norma son los siguientes:

- Principio de Fiabilidad: la Información de Comunicación Obligatoria y la Información de Comunicación Voluntaria debe ser veraz, exacta, completa y oportuna, en base a los hechos y circunstancias conocidos en cada momento.
- Principio de Consistencia: la Información de Comunicación Obligatoria y la Información de Comunicación Voluntaria debe ser comprensible y coherente, en su presentación, con la información previamente divulgada al exterior.
- Principio de Transparencia: toda la información que sea relevante debe ser objeto de divulgación inmediata con arreglo a los procedimientos establecidos y a la legislación aplicable.
- Principio de Control en el Flujo de Información: la Información Financiera y la que tiene conexión con la misma deberá fluir de forma controlada desde las áreas que la generan o la obtienen (Negocios o Áreas Corporativas) hasta el Comité de Transparencia de forma que se garantice su divulgación al exterior, cuando proceda.
- Principio de Garantía: cada Negocio y Área Corporativa debe garantizar que tanto la Información Financiera como la que tiene conexión con la misma generada u obtenida en su respectivo ámbito de actuación es fiable.
- Principio de Cumplimiento Normativo: la elaboración, tratamiento y divulgación de la Información Financiera y de la Información que tiene conexión con la financiera debe cumplir la normativa, nacional o supranacional, que en cada momento sea de aplicación, en particular la que regula los mercados en los que cotizan los valores emitidos por ENDESA y sus filiales.
- Principio de Responsabilidad: cada Negocio y Área Corporativa es responsable de aplicar estos Principios Generales dentro de su ámbito de actuación, así como de elaborar y aplicar procedimientos de control interno propios que sean coherentes con esta norma.

La Función de Control Interno de la Información Financiera se desarrolla dentro de la Dirección General Económico Financiera de ENDESA, basándose en los riesgos en el flujo de la Información, que representan cualquier circunstancia que pueda impedir o dificultar la obtención, tratamiento y difusión de información de forma fiable y oportuna en el tiempo, de acuerdo con el mapa de riesgos de ENDESA, y en los Controles internos, que son el conjunto de políticas y procedimientos que permiten identificar, valorar, procesar y registrar, datos de contenido económico-financiero, o no económico-financiero, de una forma consistente, fiable y oportuna en el tiempo.

El Sistema de Control Interno de la Información Financiera de ENDESA es evaluado y validado por completo cada semestre. Asimismo, sustanciada en estas dos revisiones, la Dirección General de Auditoría de ENDESA por delegación del Comité de Auditoría y Cumplimiento realiza por su parte una supervisión del correcto funcionamiento del Sistema, evaluando su diseño y su efectividad e informa a éste de las debilidades detectadas durante la ejecución de su trabajo y del calendario asignado a las medidas propuestas para su corrección.

2. ¿Qué departamentos y/o mecanismos están encargados del diseño y revisión de la estructura organizativa así como de definir claramente las líneas de responsabilidad y autoridad, con una adecuada distribución de tareas y funciones y de que existan procedimientos suficientes para su correcta difusión en la entidad, en especial en lo relativo al proceso de elaboración de información financiera?

El diseño y revisión de la estructura organizativa así como la definición de las líneas de responsabilidad y autoridad es realizado por el Consejo de Administración, por medio del Consejero Delegado y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones (órgano que pertenece al Consejo de Administración).

El Consejero Delegado y la Comisión de Nombramientos y Retribuciones determinan la distribución de tareas y funciones, velando por que exista una adecuada segregación de funciones así como unos sistemas de coordinación entre los diferentes departamentos que garanticen la eficiencia de las operaciones.

El proceso de determinación de la estructura organizativa está regulado por la Norma Corporativa «Cambios organizativos, nombramientos y retribuciones de directivos» de aplicación en todas las sociedades del Grupo. De acuerdo con lo establecido en esta Norma, la Dirección General de Organización y Recursos Humanos de ENDESA evalúa periódicamente la estructura organizativa de la entidad y propone a los órganos de la Sociedad correspondientes los cambios según la necesidad del negocio o la industria, teniendo en cuenta una adecuada segregación de funciones.

Asimismo, la Dirección General de Organización y Recursos Humanos es la responsable junto con las respectivas áreas funcionales del análisis y determinación de los procesos del Grupo, incluyendo aquellos relacionados con la elaboración de la información financiera.

El organigrama detallado de todas las funciones del Grupo se publica en la Intranet de la sociedad estando disponible para todos los empleados del grupo.

3. Si existen, especialmente en lo relativo al proceso de elaboración de la información financiera, los siguientes elementos:

- Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones...
- Canal de denuncias, que permita la comunicación al comité de auditoría de irregularidades de naturaleza financiera y contable, en adición a eventuales incumplimientos del código de conducta y actividades irregulares en la organización, informando en su caso si éste es de naturaleza confidencial.
- Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.

Códigos de Conducta

En relación con la normativa interna sobre conducta ENDESA dispone de los siguientes documentos:

Código Ético

El Grupo ENDESA tiene un Código Ético aprobado por el Consejo de Administración que expone los compromisos y las responsabilidades éticas, en la gestión de los negocios y de las actividades empresariales, asumidos por los colaboradores de ENDESA, S.A. y de sus sociedades filiales, sean éstos administradores o empleados, de cualquier tipo, en dichas empresas.

El Código Ético está constituido:

- Por los Principios Generales que rigen las relaciones con las partes implicadas y que definen los valores de referencia en las actividades de ENDESA;
- Por los Criterios de Comportamiento en las relaciones con cada tipo de de parte implicada, que proporcionan específicamente las líneas directrices y las normas a las cuales se deben atener los colaboradores de ENDESA para respetar los principios generales y para prevenir el riesgo de comportamientos no éticos;
- Por los Mecanismos de Implementación, que describen las tareas del Comité de Auditoría y Cumplimiento en materia de implantación y control del Código Ético, las tareas de la Dirección General de Auditoría Interna, la comunicación y formación.

Los principios y las disposiciones del Código Ético de ENDESA tienen como destinatarios los componentes del Consejo de Administración, del Comité de Auditoría y Cumplimiento y de otros órganos de control de ENDESA S.A. y de las demás sociedades del Grupo, además de los directivos, los empleados y los colaboradores vinculados al Grupo por relaciones contractuales derivadas de cualquier título, también ocasionales o temporales.

Entre los Principios Generales recogidos en el Código Ético se encuentra el de «Transparencia e integridad de la información» que establece que «Los colaboradores de ENDESA deberán proporcionar información completa, transparente, comprensible y precisa, de modo que, a la hora de establecer las relaciones con la empresa, los implicados puedan tomar decisiones autónomas y conscientes de los intereses en juego, de las alternativas y las consecuencias relevantes».

Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción

El Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción aprobado por el Consejo de Administración de ENDESA exige a todos los empleados del grupo que sean honestos, transparentes y justos en el desempeño de sus tareas. Los mismos compromisos se exigen a las demás partes interesadas, es decir, a las personas, grupos e instituciones que contribuyen a la consecución de sus objetivos, o que se encuentran implicados en las actividades que desempeña para lograrlo.

En cumplimiento del décimo principio del Pacto Mundial¹, al cual se ha adherido ENDESA *“Las empresas se comprometen a combatir la corrupción en todas sus formas, incluyendo la extorsión y el soborno”*, ENDESA rechaza toda forma de corrupción, tanto directa como indirecta y dispone de un programa para luchar contra la corrupción.

Estatuto de la Alta Dirección, del Directivo y Código de Conducta de Empleados

El Consejo de Administración de ENDESA aprobó en 2003 normativas específicas aplicables a determinados colectivos de empleados, en concreto las relativas al «Estatuto de la Alta Dirección» y el «Estatuto del Directivo» que son aplicables a aquellos empleados que tienen la condición de Alta Dirección y Directivo en el Grupo, respectivamente. Asimismo el Consejo de Administración de ENDESA aprobó también en 2003 el Código de Conducta de Empleados que es de aplicación a la totalidad de los empleados del Grupo.

Estos documentos tienen como objeto establecer el régimen de actuación y comportamiento que deben seguir los miembros de los respectivos colectivos afectados y entre otras exigencias contemplan *«asegurarse de que todos los libros, registros y cuentas de la organización de los que puedan ser responsable reflejen de forma íntegra, precisa y oportuna la naturaleza y veracidad de las operaciones»*.

Además de los Estatutos y Códigos antes mencionados, en 2006 se aprobó el Reglamento de Aplicación del Estatuto del Directivo, Código de Conducta de empleados y de los Pactos de Incompatibilidad y/o No Concurrencia. Este Reglamento recoge los órganos de ENDESA con competencias en relación con la aplicación de estas normas, las competencias de dichos órganos, los criterios de actuación y los procedimientos de control y de tramitación de incumplimientos.

Respecto a los criterios generales de actuación, se exponen los relativos a:

- La prohibición de concurrencia comercial.
- La prohibición de prestación de servicios en otras sociedades de ENDESA.
- La dedicación exclusiva.
- El conflicto de intereses (compra de bienes, colaboración con proveedores y otros supuestos).

Todos estos documentos se encuentran publicados como normativa interna en la intranet corporativa y persiguen la finalidad de que todos los colectivos relacionados con el Grupo actúen de acuerdo con valores éticos contenidos en los mismos en todas sus actuaciones relacionadas con la actividad del Grupo, entre las que se encuentran las relativas a la fiabilidad de la información financiera y al cumplimiento de la normativa aplicable, de acuerdo con las directrices del Consejo de Administración.

Canal de Denuncias

ENDESA dispone desde julio de 2005, de un Canal Ético que es accesible a través de su página Web externa, e interna para sus empleados, para que todos sus grupos de

¹ Programa de actuación promulgado por las Naciones Unidas en julio de 2000 por iniciativa directa de su Secretario General, con el fin de implicar al mundo empresarial en una nueva forma de colaboración con las Naciones Unidas mediante la adhesión a diez principios universales en los ámbitos de los derechos humanos, la protección laboral y la protección al medio ambiente (www.unglobalcompact.org).

interés puedan comunicar, de forma segura y anónima, las conductas irregulares, no éticas o ilegales que, a su juicio, se producen en el desarrollo de las actividades de la Sociedad. El Canal está disponible en los cinco idiomas de los países en los que ENDESA está presente.

El procedimiento establecido para el uso del canal garantiza la confidencialidad, puesto que la información recibida está restringida y gestionada por una firma externa e independiente. La Dirección General de Auditoría Interna ha establecido roles y perfiles de autorización de acceso a dicha información para determinadas personas de esta Dirección General.

El Canal Ético clasifica las denuncias recibidas de acuerdo con trece campos de gestión empresarial, ordenados por aspectos recogidos en el Código Ético de ENDESA, lo que permite hacer un adecuado seguimiento del cumplimiento de los principios de comportamiento en las auditorías internas.

Además del Canal Ético existen otros canales de comunicación, tales como teléfono, carta o correo electrónico, enviados a cualquier miembro de la Dirección General de Auditoría Interna o a terceros.

Las denuncias del Canal Ético se reportan periódicamente al Comité de Auditoría y Cumplimiento del Grupo para informar de su recepción y del resultado de cada investigación y de las medidas adoptadas en caso de comprobación de su veracidad.

Programas de Formación

La Dirección General de Organización y Recursos Humanos de ENDESA y la Dirección General Económico Financiera desarrollan conjuntamente planes de formación para todo el personal involucrado en la elaboración de los Estados Financieros del Grupo. Este Plan incluye la actualización permanente tanto en la evolución del entorno de negocio y regulatorio de las actividades que desarrollan las distintas sociedades del Grupo, como en el conocimiento de las Normas Internacionales de Información Financiera y la normativa y evolución de los principios de control interno de la información financiera.

Durante el año 2010, la Dirección General Económico Financiera de ENDESA cursó 60.000 horas de formación de las cuales el 46% fueron de adquisición, actualización, y reciclaje de conocimientos económico financieros entre los que se incluyen las normas contables y de auditoría, el control interno y la gestión y control de riesgos así como aspectos regulatorios y de negocio cuyo conocimiento es necesario para una adecuada preparación de la información financiera del Grupo. El resto de horas formativas versaron sobre habilidades de gestión, prevención y seguridad laboral y tecnologías de información.

Para el año 2011, el plan de formación contempla, para este colectivo, unas 67.000 horas de formación, con un mayor foco de actuación en las áreas de mercado y conocimientos económicos-financieros (alrededor de 55% de las mismas).

Adicionalmente, cuando es necesario, se realizan sesiones de formación específicas referentes a aspectos relacionados con el proceso de elaboración y control de la información financiera personal no perteneciente a la Dirección General Económico Financiera que está involucrado directa o indirectamente en el proceso de suministro de información para la elaboración de la información financiera.

Evaluación de riesgos de la información financiera

4. Cuáles son las principales características del proceso de identificación de riesgos, incluyendo los de error o fraude, en cuanto a:

- Si el proceso existe y está documentado.
- Si el proceso cubre la totalidad de objetivos de la información financiera, (existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones), si se actualiza y con qué frecuencia.
- La existencia de un proceso de identificación del perímetro de consolidación, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la posible existencia de estructuras societarias complejas, entidades instrumentales o de propósito especial.
- Si el proceso tiene en cuenta los efectos de otras tipologías de riesgos (operativos, tecnológicos, financieros, reputacionales, medioambientales, legales, etc.) en la medida que afecten a los estados financieros.
- Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.

El proceso de identificación de riesgos de la información financiera está documentado en la Norma Corporativa sobre «Control Interno de la Información Financiera y Controles y Procedimientos Internos de Divulgación de Información al exterior». En esta Norma se incluye un mapa de riesgos en los flujos de la información financiera destinado a identificar cualquier circunstancia que pueda impedir o dificultar la obtención, tratamiento y difusión de información de forma fiable y oportuna en el tiempo.

La tipología de riesgos se clasifica en:

Riesgos Contables

Se trata de aquellos riesgos que afectan a la fiabilidad de la información económico-financiera desde el punto de vista del tratamiento de los registros contables propiamente dichos y del incumplimiento de los principios contables. Los riesgos de carácter contable corresponden a los siguientes aspectos:

- Registro.
- Integridad.
- Homogeneidad de criterios.
- Corte de operaciones.
- Validez.
- Presentación.
- Oportunidad de la información.
- Valoración.

Riesgos de Gestión de Personal

Los riesgos de gestión de personal recogen el que la gerencia y los empleados no estén correctamente dirigidos, no exista una cultura definida de control, no sepan qué hacer o cómo hacer cuando se presenta un problema, excedan los límites de su autoridad, no tengan los recursos, la formación o las herramientas necesarias para tomar decisiones o no se encuentren bien incentivados. Estos riesgos están relacionados con los siguientes aspectos:

- Cultura de control.
- Conocimiento y habilidad.

- Motivación.
- Fraude Interno.
- Error humano.

Riesgo Tecnológico y de procesos de información

Recoge el riesgo de que las tecnologías de la información utilizadas en el reporte financiero no soporten de manera eficiente y eficaz sus necesidades presentes y futuras, no estén funcionando de la manera en que se había planificado, estén comprometiendo la integridad y fiabilidad de la información o estén exponiendo importantes activos de la compañía a pérdidas o abusos potenciales. Los riesgos de este tipo están relacionados con los siguientes aspectos:

- Disponibilidad y capacidad.
- Seguridad de acceso.
- Coste de disponibilidad de la información a tiempo.

Riesgos de procesos

Los riesgos de los procesos se producen, fundamentalmente como consecuencia de los siguientes hechos:

- Calidad del diseño y del funcionamiento de los procesos y las funcionalidades.
- Disponibilidad de recursos.
- Eficacia.
- Eficiencia.

Riesgos de estrategia y de estructura

Se trata de riesgos que pueden suponer ineficacias e ineficiencias en la estructura del Grupo para alcanzar los objetivos en materia de calidad, tiempo y costes para la obtención de la información económico-financiera. Este tipo de riesgos cubre los siguientes aspectos:

- Definición de la estructura y de los objetivos.
- Claridad de las líneas de Reporting.
- Cumplimiento de normas y políticas internas.
- Efectividad de la comunicación y del flujo de la información.

Riesgos del entorno

Los riesgos del entorno aparecen como consecuencia de factores externos, que pueden provocar cambios importantes en las bases que soportan sus objetivos y estrategias de control interno de reporte de la información financiera de la Sociedad. Los riesgos del entorno se relacionan con los siguientes aspectos

- Cambios legales y regulatorios.
- Salvaguarda de activos.
- Obsolescencia tecnológica.
- Fraude externo.

De acuerdo con el Modelo de Control Interno de la Información Financiera del Grupo ENDESA, semestralmente, dentro del proceso de evaluación de la operatividad del

control interno de la información financiera, se realiza, en caso de ser necesaria, una actualización de estos riesgos, previa aprobación del Comité de Transparencia.

Por tanto, y tal y como se ha comentado anteriormente, el proceso de identificación y actualización de riesgos de la información financiera cubre los siguientes objetivos de la información financiera:

- Existencia y ocurrencia.
- Integridad.
- Valoración.
- Presentación, desglose y comparabilidad.
- Derechos y obligaciones.

Asimismo, este proceso de identificación y actualización de riesgos de la información financiera tiene en cuenta el impacto que el resto de riesgos recogidos en el mapa de riesgos del Grupo pueden tener sobre los estados financieros fundamentalmente aquellos de carácter operativo, regulatorios, legales, medioambientales, financieros y reputacionales.

La supervisión del proceso de identificación de riesgos de la información financiera se realiza por el Comité de Transparencia y el Comité de Auditoría y Cumplimiento dentro de sus funciones de supervisión de la evaluación de las conclusiones del Modelo de Control Interno de la Información Financiera descritas en el identificador básico 1 de este informe.

Identificación del perímetro de Consolidación

El Grupo mantiene un registro societario continuamente actualizado que recoge la totalidad de las participaciones del Grupo, cualquiera que sea su naturaleza, ya sean directas o indirectas, así como cualquier entidad en la que el Grupo tenga la capacidad de ejercer el control independientemente de la forma jurídica a través de la cual se obtenga el control, incluyendo por lo tanto, en su caso, tanto las sociedades instrumentales como las de propósito especial.

La gestión y actualización de este registro societario se realiza de acuerdo con un procedimiento regulado por la Norma Corporativa de «Gestión del Registro Societario de ENDESA».

El perímetro de consolidación de ENDESA es determinado mensualmente por la Dirección General Económico Financiera de ENDESA en función de la información disponible en el Registro Societario de acuerdo con los criterios previstos en las Normas Internacionales de Contabilidad (en adelante, «NIC») 27, 28 y 31, en la Interpretación SIC 12 y demás normativa contable local. Los eventuales cambios en el perímetro de consolidación son comunicados a todas las empresas del Grupo.

Actividades de control

5. Documentación descriptiva de los flujos de actividades y controles (incluyendo los relativos a riesgo de fraude) de los distintos tipos de transacciones que puedan afectar de modo material a los estados financieros, incluyendo el procedimiento de cierre contable y la revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes.

ENDESA dispone de un modelo de Control Interno de la Información Financiera basado en el Modelo COSO (The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission de los Estados Unidos de Norteamérica) que proporciona una certeza razonable respecto del cumplimiento de las tres grandes categorías de objetivos que marca dicho modelo:

- Efectividad y eficiencia de operaciones.
- La salvaguarda de los activos.
- Confiabilidad en los informes financieros.
- Cumplimiento de leyes y regulaciones aplicables.

El punto inicial del Sistema son los Controles de Dirección, también llamados «Entity Level Controls» (en adelante, «ELC») y «Company Level Controls» (en adelante, «CLC») que describen las políticas y directrices de ENDESA diseñadas para proteger el sistema de control en el nivel de Grupo ENDESA. Son elementos estructurales del sistema de control que funcionan de manera transversal en todas las divisiones/sociedades. Estos controles se evalúan directamente por la Alta Dirección de ENDESA.

Los Controles de Dirección hacen especial hincapié en las siguientes cinco componentes:

- Supervisión.
- Información y Comunicación.
- Actividades de Control.
- Evaluación del Riesgo.
- Ambiente de Control.

y garantizan que exista un adecuado nivel de control interno en ENDESA y actúan como control mitigante en el caso de que sea necesario.

ENDESA tiene identificado un Mapa de Procesos de Negocio o Corporativos comunes a todas las sociedades del Grupo. Los macroprocesos que agrupan toda la actividad del Grupo ENDESA son:

- Gestión Comercial.
- Recursos Humanos.
- Aprovisionamientos, Mantenimiento e Inversión.
- Liquidaciones de Energía.
- Tesorería y Finanzas.
- Legal, Jurídico, Patrimonio y Gestión de Riesgos.
- Trading.
- Gestión Contable.
- Sistemas de Información.

En la actualidad los nueve macroprocesos de ENDESA están divididos en un total de 911 procesos, adaptados a las particularidades de las operaciones de negocio de cada país, y que afectan a un total de 227 unidades organizativas en el Grupo ENDESA.

La Dirección General Económico Financiera de ENDESA a través de la Unidad de Control Interno gestiona y actualiza de forma continua los flujogramas de cada uno de los procesos. Cualquier cambio organizativo implica la revisión del modelo de control para valorar su impacto y proceder a los cambios que garanticen su continuidad operativa. Los componentes básicos identificados para cada proceso son:

- **Objetivos de control.** Son necesidades de control que deben ser satisfechas en cada función del ciclo de negocio o proceso, de acuerdo a la definición de control interno. De esta forma, buscan verificar y evaluar la veracidad tanto de la información contable como extracontable, y determinar si se está suministrando toda la información financiera de la compañía a los usuarios de ella, cubriendo las aseveraciones contables de integridad, corte de operaciones, presentación, registro, validez y valoración.
- **Riesgos.** Es la posibilidad que un evento o acción afecte la capacidad de la organización para lograr los objetivos de reporte financiero y/o llevar a cabo sus estrategias en forma exitosa. Tal como se indica en el apartado 4 anterior, ENDESA dispone de un mapa de riesgos que incluye los de fraude.
- **Actividades de control.** Son políticas, procedimientos y prácticas aplicadas por personal de la Compañía, sus sistemas de aplicación y otros recursos establecidos para asegurar que los objetivos de control se logren y que las estrategias para mitigar los riesgos sean ejecutadas. Las actividades de control de proceso, también llamadas «Process Level Controls» (en adelante, «PLC»), deben estar incorporadas en las operaciones de los procesos, y sirven como medio para que el riesgo sea administrado apropiadamente y están enfocadas a la prevención, detección y corrección de éste. Para el caso específico de los Sistemas de Información, las actividades de control se denominan Controles Generales de Tecnologías de la Información (en adelante, «ITGC»). Las actividades de control por su diseño pueden ser preventivas o detectivas, y manuales (basadas en personas) o automáticas (basadas en sistemas informáticos).

Las actividades de control de los Procesos (en adelante, «PLC») y de los Sistemas de Información (en adelante, «ITGC») son el eje a través del cual se estructura todo el modelo de control y dan cobertura a los aspectos siguientes:

- Integridad y valores éticos.
- Compromiso de competencia profesional.
- Filosofía de dirección y el estilo de gestión.
- Estructura Organizativa.
- Asignación de autoridad y responsabilidad.
- Políticas y prácticas de Recursos Humanos.

Las actividades de control (PLC e ITGC) garantizan que, en el curso normal de las operaciones, para todos los epígrafes de los estados financieros consolidados, se cumplan los objetivos de control de ENDESA de acuerdo con la Norma Corporativa «Control interno de la información financiera y controles y procedimientos internos de divulgación de información al exterior».

En la actualidad para la totalidad de los procesos se identifican 4.411 objetivos de control, 4961 riesgos y 6.689 actividades de control de procesos. Asimismo existen 611 Controles de Dirección que afectan a 67 unidades organizativas. Con todo ello el índice de cobertura de las principales magnitudes consolidadas (total de activos, ventas, resultado antes de impuestos endeudamiento) alcanza el 90%.

Toda la información relativa al modelo de Control Interno está documentada en la herramienta informática de Control Interno MIC (Management Internal Control).

La Unidad de Control Interno es la responsable única de la gestión del Catálogo Central del modelo de Control Interno. Este catálogo incluye los aspectos siguientes:

- Catálogo de todos los Procesos con Objetivos de Control y Riesgos.
- Plan de cuentas con las aseveraciones asociadas a cada epígrafe.

- Catálogo de Controles de Dirección.
- Definición de la estructura jerárquica de la compañía (Unidades organizativas).
- Asignación de roles a cada uno de los usuarios de la herramienta MIC.
- Planificación central de tareas: evaluación/validación, testing y firmas.

La operativa del Sistema de Control Interno se divide en las siguientes fases, cuya planificación se realiza de forma centralizada para todo el Grupo ENDESA:

- Evaluación de Actividades de Control: El evaluador aplica pruebas para verificar y evaluar la correcta aplicación de todas las actividades de control. Él mismo identifica e informa las deficiencias que se pueden presentar para que sean subsanadas.
- Validación Actividades de Control: El responsable del proceso valida cada una de las actividades de control evaluadas en el mismo, verifica las deficiencias puestas de manifiesto para que sean subsanadas y coordina con la Unidad de Control Interno el plan de acción correspondiente.
- Firma de las Unidades Organizativas: El responsable autentifica la evaluación y la validación de las actividades de control, responsabilizándose por las acciones necesarias para la remediación de las deficiencias incluidas en el plan de acción.
- Evaluación Controles de Dirección: Son evaluados por los responsables que tienen asignado el rol para ello y no comportan validación específica.

Los ELC y CLC son evaluados por la Alta Dirección, los PLC son evaluados a nivel operativo y alcanzan la Alta Dirección por un proceso de firmas sucesivas.

Todas las fases anteriores tienen una monitorización y soporte permanente por parte de la Unidad de Control Interno. Las conclusiones sobre el cumplimiento y efectividad resultantes son revisadas y evaluadas por la Dirección de Auditoría Interna de ENDESA y por la Dirección General Económico Financiera. Ésta las presenta al Comité de Transparencia que las evalúa y aprueba presentándoselas para su análisis y conclusión al Comité de Auditoría y Cumplimiento junto con el informe de la Dirección General de Auditoría Interna sobre la verificación del SCIIF.

Las debilidades de control detectadas en el Sistema de Control Interno desembocan en un plan de acción específico para cada una de ellas. La Unidad de Control Interno monitoriza, controla e informa al Comité de Transparencia y al Comité de Auditoría y Cumplimiento hasta su subsanación definitiva.

La revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos registrados y/o desglosados en las Cuentas Anuales, se llevan a cabo por la Dirección General Económico Financiera con el apoyo del resto de Direcciones Generales. Aquellas hipótesis y estimaciones basadas en la evolución de los negocios, se revisan y analizan conjuntamente con las Direcciones de Negocio correspondientes.

6. Políticas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información (entre otras, sobre seguridad de acceso, control de cambios, operación de los mismos, continuidad operativa y segregación de funciones) que soporten los procesos relevantes de la entidad en relación a la elaboración y publicación de la información financiera.

La Dirección General de Sistemas y Telecomunicaciones de ENDESA es la responsable de los Sistemas de Información y de las Telecomunicaciones para todos los negocios y territorios en los que opera ENDESA. Dentro de sus múltiples y diversas funciones está

la definición y seguimiento de las políticas y estándares de seguridad para aplicaciones e infraestructuras, entre los que se incluye el modelo de control interno en el ámbito de las tecnologías de la información.

El Modelo de Control Interno de ENDESA contempla los procesos informáticos, que comprenden tanto el entorno, arquitectura e infraestructuras de las tecnologías de la información, como las aplicaciones que afectan a transacciones, que directamente tengan efecto en los principales procesos de negocio de la compañía, y por ende impacto en la información financiera y en los procesos de cierre de la compañía. Los citados controles se pueden desarrollar mediante actividades automatizadas en los propios programas informáticos o a través procedimientos manuales.

ENDESA aplica un modelo de control interno sobre los Sistemas de Información y en particular sobre el Sistema de Información Económica (en adelante, «SIE»), enfocado a garantizar de manera global la calidad y la fiabilidad de la información financiera en el proceso de cierre y por tanto de la información reportada a los mercados.

El modelo de control interno de los Sistemas de Información consta de seis procesos:

- Seguridad Física de los Centros de Proceso de Datos (en adelante, «CPD»).
- Seguridad Lógica de las Aplicaciones.
- Gestión de Proyectos y Soporte a Producción.
- Gestión Operaciones y Acuerdos de Nivel de Servicio (en adelante, «ANS») de Proveedores.
- Respaldo y Recuperación de la Información.
- Proyectos de Infraestructura de Comunicaciones.

Estos procesos se abren a su vez en subprocesos con las particularizaciones y focalización necesarias para el sistema económico-financiero. Asimismo existen Controles de Dirección (en adelante, «ELC») específicos para el ámbito de las tecnologías de la información de ENDESA.

Los procesos del modelo de control interno de las tecnologías de la información de ENDESA contienen las actividades de control necesarias para cubrir los riesgos de los siguientes ámbitos de gestión de los sistemas de información, incluidos los relativos a procesos y sistemas relacionados con la información financiera:

Entorno informático

Organigrama y descripción de funciones de la Dirección General de Sistemas y Telecomunicaciones.

- Mapa de Sistemas.
- Mapa de Red de Telecomunicaciones.

Gestión del cambio de aplicaciones

Gestión de la demanda de desarrollos y mejoras funcionales.

- Especificación, autorización y seguimiento de solicitudes de cambio.
- Desarrollo de software e infraestructura de sistemas.
- Pruebas de rendimiento en el proceso de implantación.
- Puesta en producción de aplicaciones.
- Documentación y formación.

Operaciones y explotación de los Sistemas

Gestión de las actividades de operación.

- Gestión de copias de seguridad.
- Gestión de incidencias.
- Planes de contingencia y recuperación ante desastres de los sistemas que así lo requieran.
- Acuerdos de nivel de servicio (en adelante, «ANS»).

Seguridad física y lógica

Gestión de las actividades de seguridad.

- Seguridad de acceso lógico.
- Seguridad física de CPD.

Asimismo para la seguridad de la información, ENDESA tiene la Norma Corporativa «Seguridad de la información» que establece y define los principios de funcionamiento y los órganos de responsabilidad en materia de Seguridad de la Información y en la gestión de Derechos de Decisión respecto a la información financiera crítica.

ENDESA constituyó en el año 2007 la función de Seguridad de la Información como respuesta a los requisitos impuestos tanto por las legislaciones como por el entorno tecnológico y de mercado; y constituyó el mismo año la función de Gestión de Derechos de Decisión como garantía del cumplimiento legislativo en materia financiera, y establecimiento de las incompatibilidades funcionales para asegurar que una misma persona no pueda dominar un proceso crítico.

La Seguridad de la Información es la función encargada de la protección de los activos de información que posee cada empresa, para alcanzar y mantener el nivel de seguridad deseado, así como la correcta aplicación de los derechos de decisión, para reducir el fraude interno.

La Gestión de Derechos de Decisión e Incompatibilidades Funcionales es la función encargada de la identificación, gestión y control de las facultades concretas que posibilitan la toma de decisiones en el entorno empresarial.

Los principios básicos de la Política de Seguridad de la Información de ENDESA son:

- La información y el conocimiento son unos activos de valor estratégico.
- La seguridad de la información es responsabilidad de todos: los que la generan, los que la utilizan, los que la procesan y los que acceden a ella.
- Consciencia de toda la información que se maneja en la compañía, de su importancia y de su vulnerabilidad.
- La información sobre las personas, pertenece exclusivamente a las personas.
- El valor de la información está en su veracidad: debe conservarse íntegra.
- La credibilidad de la información reside en la autenticidad de su fuente.
- Mantener siempre disponible la información más crítica para el negocio.
- La divulgación de información confidencial es una grave amenaza contra la empresa y sus accionistas.
- Una tecnología de la información, unas comunicaciones y unas infraestructuras seguras son el requisito de partida de una información segura.
- El coste de las medidas de seguridad debe ser proporcionado al valor de la información que protegen.

Asimismo, el Procedimiento Corporativo «Criterios para establecer la Seguridad de los Activos de Información», establece el método para identificar, clasificar, valorar y analizar el riesgo al que puede estar sometida la información y las obligaciones fundamentales a tener en cuenta por cada una de las unidades organizativas que intervienen en la gestión de los activos de información.

El proceso de Gestión de la Seguridad de la información, se enmarca dentro de un proceso de mejora continua que permite, entre otras cosas, obtener una optimización permanente del nivel de seguridad. La finalidad última de este proceso es mantener el nivel de seguridad dentro de unos umbrales aceptables y operativos para la organización, implantando o desarrollando aquellos controles que incidan sobre la reducción del riesgo de una manera más efectiva.

La metodología propia de ENDESA permite de manera homogénea identificar, clasificar y valorar la información y, posteriormente realizar un análisis de los riesgos a los que se encuentra sometida la información, así como definir los planes de actuación que permitan situar a cada activo de información en un nivel aceptado por la organización.

7. Políticas y procedimientos de control interno destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, así como de aquellos aspectos de evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes, que puedan afectar de modo material a los estados financieros.

Cuando ENDESA subcontrata una actividad relevante para la emisión de los estados financieros exige al proveedor la obtención de un certificado emitido por un tercero independiente de reconocida solvencia, que garantice que esta actividad es desarrollada en un entorno de control interno de la información financiera. En particular, se exige a los proveedores de los servicios la obtención de un informe Tipo II de un auditor de servicios preparado de acuerdo con la norma SAS 70 del Public Company Accounting Oversight Board (en adelante, «PCAOB»). Este tipo de informe permite a ENDESA comprobar si los objetivos de control del proveedor de los servicios y las actividades de control que los sustentan han funcionado o no durante el periodo de tiempo correspondiente.

Cuando la Sociedad utiliza los servicios de un experto independiente se asegura la competencia y capacitación técnica y legal del profesional, y sobre los informes del experto independiente, el Grupo tiene implementadas actividades de control y personal capacitado para validar la razonabilidad de las conclusiones del mismo.

Adicionalmente, existe un procedimiento interno para la contratación de asesores externos que, requieren determinados niveles de aprobación en función de la cuantía que se trate, incluyendo, en su caso, la aprobación del Consejero Delegado de la Sociedad. Los resultados o informes de las contrataciones en materia contable, fiscal o legal se supervisan por los responsables de la Dirección General Económico Financiera y la Dirección de Asesoría Jurídica u otras direcciones en caso de considerarse necesario.

8. Procedimientos de revisión y autorización de la información financiera y la descripción del Sistema de Control Interno de la Información Financiera, a publicar en los mercados de valores, indicando sus responsables.

El Grupo facilita información financiera al mercado de valores con carácter trimestral. Esta información financiera es elaborada por la Unidad Económica de la Dirección General Económico Financiera la cual realiza en el proceso de cierre contable

determinadas actividades de control, tal y como se ha mencionado en el punto 5 anterior, que aseguran la fiabilidad de dicha información.

Adicionalmente la Unidad de Control de Gestión integrada también en la Dirección General Económico Financiera, analiza y supervisa la información elaborada.

El Director General Económico Financiero analiza los informes recibidos, aprobando provisionalmente la mencionada información financiera para su remisión al Comité de Transparencia.

El Comité de Transparencia analiza y debate la información remitida por la Dirección General Económico-Financiera y, una vez aprobada, la remite al Comité de Auditoría y Cumplimiento.

El Comité de Auditoría y Cumplimiento supervisa la información financiera que se le presenta. En los cierres contables que coinciden con el final de un semestre, el Comité de Auditoría y Cumplimiento cuenta también con información elaborada por parte de los auditores externos del Grupo sobre los resultados de su trabajo.

Finalmente, el Comité de Auditoría y Cumplimiento informa al Consejo de Administración de sus conclusiones sobre la información financiera presentada para que, una vez aprobada por el Consejo de Administración, se publique en los mercados de valores.

Por su parte el informe sobre la descripción del SCIIF es elaborado por la Dirección General Económico Financiera y se presenta al Comité de Transparencia. Una vez aprobado por el Comité de Transparencia dicho informe es revisado y aprobado por el Comité de Auditoría y Cumplimiento y posteriormente aprobado por el Consejo de Administración antes de hacerse público en los mercados de valores.

Información y comunicación

9. Una función específica encargada de definir y mantener actualizadas las políticas contables (área o departamento de políticas contables), así como resolver dudas o conflictos derivados de su interpretación, manteniendo una comunicación fluida con los responsables de las operaciones en la organización.

La responsabilidad sobre la aplicación de las Políticas Contables del Grupo es única para todo el ámbito geográfico del Grupo ENDESA y está centralizada en la Dirección General Económico Financiera de ENDESA.

En la Dirección General Económico Financiera de ENDESA existe una Unidad de Políticas Contables cuya función específica es el análisis de las NIIF. Las funciones de esta Unidad son las siguientes:

- Definir las Políticas Contables del Grupo.
- Analizar las operaciones y transacciones singulares realizadas o que prevé realizar el Grupo para determinar su adecuado tratamiento contable de acuerdo con las Políticas Contables del Grupo.
- Realizar un seguimiento de los proyectos de nueva normativa en curso en el IASB, de las nuevas normas aprobadas por el citado Organismo y del proceso de convalidación

de las mismas por la Unión Europea determinando los impactos que su implantación tendrá sobre las Cuentas Consolidadas del Grupo.

- Resolver cualquier consulta que se pueda realizar desde cualquier sociedad del Grupo sobre la aplicación de las Políticas Contables del Grupo.

La Unidad de Políticas Contables mantiene informados a todos los responsables de preparar estados financieros en los distintos niveles del Grupo sobre las modificaciones normativas, aclarando cualquier duda que pueda existir y a su vez recaba de las empresas del Grupo la información necesaria para asegurar la aplicación coherente de la Políticas Contables del Grupo y determinar los impactos de la aplicación de la nueva normativa contable.

En aquellas ocasiones en las que la aplicación de la normativa contable es especialmente compleja, la Dirección General Económico Financiera de ENDESA comunica a los auditores externos cual ha sido la conclusión del análisis contable realizado por el Grupo solicitando su posición respecto de la conclusión alcanzada.

10. Un manual de políticas contables actualizado y comunicado a las unidades a través de las que opera la entidad.

Las Políticas Contables del Grupo están desarrolladas sobre la base de las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (en adelante, «NIIF»), y se recogen en un documento denominado «Manual Contable del Grupo ENDESA». Este documento se actualiza periódicamente y se distribuye a los responsables de la elaboración de los Estados Financieros de las distintas Sociedades que integran en Grupo.

11. Mecanismos de captura y preparación de la información financiera con formatos homogéneos, de aplicación y utilización por todas las unidades de la entidad o del grupo, que soporten los estados financieros principales y las notas, así como la información que se detalle sobre el SCIIF.

El Grupo ENDESA tiene implantada una herramienta informática para cubrir por un lado las necesidades de reporte de sus estados financieros individuales, y facilitar por otro el proceso de consolidación y análisis posterior. Dicha herramienta consigue centralizar en un único sistema toda la información correspondiente a la contabilidad de los estados financieros individuales de las filiales que conforman el Grupo así como las notas o desgloses necesarios para la elaboración de las cuentas anuales. El sistema es gestionado centralizadamente y utiliza un único plan de cuentas.

La carga de la información en este sistema de consolidación se realiza de forma automática desde el SIE (transaccional) que es también único y está implantado en la práctica totalidad de las empresas del Grupo.

A su vez el SCIIF está soportado en un sistema informático único en todo el Grupo gestionado centralizadamente a través del cual se obtiene toda la información necesaria para determinar las conclusiones respecto de la operatividad del SCIIF.

Supervisión del funcionamiento del sistema

12. Si cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo al comité de auditoría en su labor de supervisión del sistema de control interno, incluyendo el SCIIF.

La función de auditoría interna de ENDESA tiene entre sus funciones el apoyo al Comité de Auditoría y Cumplimiento en la supervisión del correcto funcionamiento del sistema de control interno. En particular, en relación al SCIIF, la función de auditoría interna realiza una revisión semestral sobre el adecuado diseño y efectividad de los controles sobre la información financiera, emitiendo un informe con las posibles debilidades de control interno identificadas, el cual es presentado al Comité de Auditoría y Cumplimiento, junto con los planes de acción adoptados por la compañía para su mitigación.

13. Si cuenta con un procedimiento de discusión mediante el cual, el auditor de cuentas (de acuerdo con lo establecido en las NTA), la función de auditoría interna y otros expertos, puedan comunicar a la alta dirección y al comité de auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades observadas.

La función de Auditoría Interna comunica de forma periódica a la Alta Dirección y al Comité de Auditoría y Cumplimiento las debilidades significativas de control interno identificadas en las revisiones semestrales del SCIIF y en las auditorías internas de procesos efectuadas durante el ejercicio, así como del estado de implantación de los planes de acción establecidos para su mitigación.

Por su parte el auditor de cuentas del Grupo tiene acceso directo con la Alta Dirección del Grupo manteniendo reuniones periódicas tanto para obtener información necesaria para el desarrollo de su trabajo como para comunicar las debilidades de control detectadas en el desarrollo de su trabajo. Respecto de este último aspecto, los auditores externos presentan anualmente un informe a la Alta Dirección en que se detallan las debilidades de control interno puestas de manifiesto en el desarrollo de su trabajo.

A su vez, el auditor de cuentas informa semestralmente al Comité de Auditoría y Cumplimiento de las conclusiones de su trabajo de revisión de las Cuentas del Grupo incluyendo cualquier aspecto que considere relevante. Asimismo, con carácter anual el auditor externo presenta al Comité de Auditoría y Cumplimiento un informe en el que se detallan las debilidades de control interno detectadas en el desarrollo de su trabajo. Este informe incorpora los comentarios de la Dirección del Grupo y, en su caso los planes de acción que se han puesto en marcha para remediar las correspondientes debilidades de control interno.

14. Una descripción del alcance de la evaluación del SCIIF realizada en el ejercicio y del procedimiento por el cual el encargado de ejecutarla comunica sus resultados, si la entidad cuenta con un plan de acción que detalle las eventuales medidas correctoras, y si se ha considerado su impacto en la información financiera.

Semestralmente la Unidad de Control Interno de la Dirección General Económico Financiera realiza un seguimiento del proceso de evaluación y certificación del diseño y operatividad del SCIIF, para informar debidamente al Comité de Transparencia, como órgano responsable de asegurar el correcto control interno de la información facilitada a los mercados.

A tal fin la Unidad de Control Interno recibe la evaluación de los Controles de nivel de compañía (en adelante, «ELC/CLC»), los Controles de nivel de Proceso (en adelante, «PLC») y los controles generales de tecnologías de la información (en adelante, «ITGC») para verificar:

- Si se han producido cambios en los procesos, se ha actualizado la identificación de Actividades de Control, y que las nuevas Actividades de Control cubren adecuadamente los Objetivos de Control del Proceso.
- Si se han identificado todas las debilidades existentes en el diseño o en la efectividad del sistema de control. Por debilidad se entiende aquella incidencia que afecta a que el Sistema de Control no pueda garantizar con una seguridad razonable la capacidad de adquirir, elaborar, resumir y comunicar la información financiera de la Sociedad.
- Si se ha evaluado el impacto real y potencial de las citadas debilidades y se han establecido, en su caso, Actividades de Control compensatorias o mitigantes para garantizar, a pesar de la presencia de estas debilidades, la confiabilidad de la Información Financiera.
- La presencia, en su caso, de debilidades materiales que afecten a la confiabilidad de la Información, para proceder a su comunicación a los mercados.
- La existencia de Planes de Acción para cada debilidad identificada.

Igualmente en el proceso se identifica y comunica todo fraude, aun siendo poco significativo, que involucre a los gestores o empleados que participen en los procesos que tienen impacto en la Información Financiera.

Como se indica en el punto 1 de este informe, semestralmente el Comité de Transparencia es informado y aprueba la evaluación del modelo, la calificación de las debilidades y el estado de los planes de acción.

A 31 de diciembre de 2010 no existen debilidades materiales en el SCIIF. En el proceso de evaluación de 2010 se han analizado 611 Controles de Dirección (101 de España y 510 de Latinoamérica) la totalidad de los cuales operan como están definidos, y se han detectado debilidades de control y oportunidades de mejora a determinados controles de Proceso que no afectan de forma significativa a la calidad de la información financiera, y que han dado lugar a un total de 24 planes de acción sobre 6.689 actividades de control. Siete de estos Planes de Acción corresponden a España sobre 1.428 Actividades de Control y diecisiete a América latina, sobre un total de 5.261 Actividades de Control.

De acuerdo con lo anterior, la Dirección de la Sociedad entiende que el modelo de control interno de la información financiera para el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de diciembre de 2010 ha sido efectivo, así como los controles y procedimientos establecidos para asegurar razonablemente que la información divulgada al exterior por la Sociedad es fiable y adecuada.

15. Una descripción de las actividades de supervisión del SCIIF realizadas por el comité de auditoría.

La Dirección General de Auditoría por delegación del Comité de Auditoría y Cumplimiento y tal como queda reflejado en su planificación anual, realiza una supervisión del correcto funcionamiento del SCIIF, evaluando su diseño y su efectividad. Esta actividad se sustancia en dos revisiones semestrales (30 de junio y 31 de diciembre), y el resultado de las mismas es revisado por el Comité de Auditoría y Cumplimiento.

Además, a lo largo de todo el año se realiza un seguimiento del grado de avance de los planes de acción establecidos por la Sociedad para la subsanación de las deficiencias identificadas anteriormente, el cual es informado al Comité de Auditoría y Cumplimiento.

Finalmente con carácter semestral la Dirección General Económico Financiera presenta al Comité de Auditoría y Cumplimiento las conclusiones del proceso de evaluación del Modelo de Control Interno de la Información Financiera así como de la evolución de la implantación de los planes de acción surgidos del proceso de evaluación de semestres anteriores.

16. Si la información del SCIIF remitida a los mercados ha sido sometida a revisión por el auditor externo, en cuyo caso la entidad debería incluir el informe correspondiente. En caso contrario, debería informar de sus motivos.

De acuerdo con las recomendaciones del GTCI incluidas en el en el documento Control interno sobre la información financiera de las Sociedades cotizadas de junio de 2010, ENDESA emite este informe por primera vez para el ejercicio 2010.

Asimismo, ENDESA ha considerado pertinente solicitar que el auditor externo emita un informe de revisión sobre la información descrita por la Sociedad en este Informe del SCIIF del ejercicio 2010, basándose en los «Procedimientos para la revisión del auditor externo» señalados en el Apéndice 2 del Documento del GTCI. Como se ha indicado anteriormente, en el momento actual no existe una regulación legal que establezca los requisitos mínimos para las sociedades en la descripción del SCIIF.

La futura regulación que se emita en relación a la información sobre SCIIF que deban publicar las sociedades cotizadas podría modificar la información incluida en este informe en cuanto a los requisitos de desglose y/o información.



KPMG Auditores S.L.
Edificio Torre Europa
Paseo de la Castellana, 95
28046 Madrid

Informe del auditor referido a la "Información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF)" de Grupo Endesa correspondiente al ejercicio 2010

A los Administradores,

De acuerdo con la solicitud del Consejo de Administración de Endesa, S.A. (en adelante, la Sociedad) y con nuestra carta propuesta de fecha 11 de febrero de 2011, hemos aplicado determinados procedimientos sobre la "Información relativa al SCIIF" adjunta (incluida como Anexo 1 al Informe de Gestión del ejercicio 2010 de la Sociedad) de Endesa, S.A. y sociedades dependientes (Grupo Endesa) correspondiente al ejercicio 2010, en la que se resumen los procedimientos de control interno de Grupo Endesa en relación a la información financiera.

Con fecha 15 de febrero de 2011, el Congreso de los Diputados ha aprobado el Proyecto de Ley de Economía Sostenible, que en su Disposición final octava incluye una modificación de la Ley 26/2003, de 17 de julio por la que se modifica la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, para que el Informe Anual de Gobierno Corporativo incorpore una descripción de las principales características de los sistemas internos de control y gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de información financiera regulada. En relación con el citado Proyecto de Ley, la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) promovió un Grupo de Trabajo cuya finalidad consistió en elaborar un conjunto de recomendaciones acerca del sistema de control interno sobre la información financiera de las entidades cotizadas. Como resultado, en Junio de 2010 se publica el documento "Control interno sobre la información financiera de las entidades cotizadas" (en adelante El Documento), el cual en su Apartado III incluye una "Guía para la preparación de la descripción del sistema de control interno sobre la información financiera" que contempla dieciséis indicadores básicos que se considera deberían ser abordados por las sociedades en la descripción de las principales características de su SCIIF.

El Consejo de Administración es responsable de adoptar las medidas oportunas para garantizar razonablemente la implantación, mantenimiento y supervisión de un adecuado sistema de control interno así como del desarrollo de mejoras de dicho sistema y de la preparación y establecimiento del contenido de la Información relativa al SCIIF adjunta.

En este sentido, hay que tener en cuenta que, con independencia de la calidad del diseño y operatividad del sistema de control interno adoptado por Grupo Endesa en relación a la información financiera anual, éste sólo puede permitir una seguridad razonable, pero no absoluta, en relación con los objetivos que persigue, debido a las limitaciones inherentes a todo sistema de control interno.

En el curso de nuestro trabajo de auditoría de las cuentas anuales y conforme a las Normas Técnicas de Auditoría, nuestra evaluación del control interno del Grupo Endesa ha tenido como único propósito el permitirnos establecer el alcance, la naturaleza y el momento de realización de los procedimientos de auditoría de las cuentas anuales de Grupo Endesa. Por consiguiente, nuestra evaluación del control interno, realizada a efectos de dicha auditoría de cuentas, no ha tenido la extensión suficiente para permitirnos emitir una opinión específica sobre la eficacia de dicho control interno sobre la información financiera anual regulada.

A los efectos de la emisión de este informe, hemos aplicado los procedimientos específicos descritos a continuación. Como el trabajo resultante de dichos procedimientos tiene, en cualquier caso, un alcance reducido y sustancialmente menor que el de una auditoría sobre el sistema de control interno, no expresamos una opinión sobre la efectividad del mismo, ni sobre su diseño y su eficacia operativa, en relación a la información financiera anual de Grupo Endesa correspondiente al ejercicio 2010 que se describe en la Información relativa al SCIIF adjunta. En consecuencia, si hubiéramos aplicado procedimientos adicionales o realizado una auditoría sobre el sistema de control interno en relación a la información financiera anual regulada, se podrían haber puesto de manifiesto otros hechos o aspectos sobre los que les habríamos informado.

Asimismo, dado que este trabajo, no tiene la naturaleza de auditoría de cuentas ni se encuentra sometido a la Ley 19/1988, de Auditoría de Cuentas, no expresamos una opinión de auditoría en los términos previstos en la citada normativa.


Nuestro trabajo se ha realizado de acuerdo con el contenido del Apéndice 2, "Procedimientos para la revisión del auditor externo" del Documento, referido al Informe del auditor sobre la Información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera de las entidades cotizadas, que recoge el trabajo a realizar, el alcance del mismo y el contenido del informe y ha consistido en la realización de los siguientes procedimientos:

1. Lectura y entendimiento de la información preparada por la Sociedad en relación con el SCIIF adjunta y evaluación de si dicha información aborda la totalidad de la información requerida de conformidad con el contenido mínimo descrito en el Apartado III, "Guía para la preparación de la descripción del SCIIF" del Documento.
2. Preguntas al personal encargado de la elaboración de la información detallada en el punto 1 anterior con el fin de: (i) obtener un entendimiento del proceso seguido en su elaboración; (ii) obtener información que permita evaluar si la terminología utilizada se ajusta a las definiciones del marco de referencia; (iii) obtener información sobre si los procedimientos de control descritos están implantados y en funcionamiento en Grupo Endesa.
3. Revisión de la documentación explicativa soporte de la información detallada en el punto 1 anterior, y que comprende, principalmente, aquella directamente puesta a disposición de los responsables de formular la información descriptiva del SCIIF.
4. Comparación de la información detallada en el punto 1 anterior con el conocimiento del SCIIF de Grupo Endesa obtenido como resultado de la aplicación de los procedimientos realizados en el marco de nuestro trabajo de la auditoría de cuentas anuales.
5. Lectura de actas de reuniones del Consejo de Administración, Comité de Auditoría y Cumplimiento y otras comisiones de la Sociedad a los efectos de evaluar la consistencia entre los asuntos en ellas abordados en relación al SCIIF y la información detallada en el punto 1 anterior.
6. Obtención de la carta de manifestaciones relativa al trabajo realizado adecuadamente firmada por los responsables de la preparación y formulación de la información detallada en el punto 1 anterior.

Como resultado de nuestro trabajo, no se han puesto de manifiesto aspectos dignos de mención en relación con la aplicación de los procedimientos descritos anteriormente.

Este informe ha sido preparado exclusivamente en el contexto de la presentación voluntaria por parte de Endesa, S.A. de la descripción de su SCIIF adjunta, en el marco de los requerimientos establecidos en la Ley 26/2003, de 17 de julio por la que se modifica la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y, consecuentemente, no podrá ser usado con ningún otro propósito. No admitiremos responsabilidad alguna frente a personas distintas de los destinatarios de este informe.

KPMG Auditores, S.L.



Julián Martín Blasco
Socio

23 de febrero de 2011

Anexo II. Informe Anual de Gobierno Corporativo

Ver libro anexo.

Endesa, S.A.

Contenidos

Informe de Auditoría

Cuenta Anuales correspondientes al ejercicio 2010

Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2010

Propuesta de aplicación de resultados

Sumario

253	Informe de Auditoría
258	Balances de Situación
260	Cuentas de Pérdidas y Ganancias
261	Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
263	Estados de Flujos de Efectivo
265	Memoria
333	Informe de gestión
349	Propuesta de aplicación de resultados

Informe de Auditoría



KPMG Auditores S.L.
Edificio Torre Europa
Paseo de la Castellana, 95
28046 Madrid

Informe de Auditoría de Cuentas Anuales

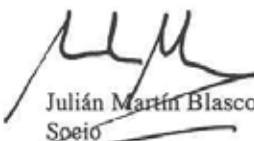
A los Accionistas de
Endesa, S.A.

Hemos auditado las cuentas anuales de Endesa, S.A. (la "Sociedad") que comprenden el balance de situación al 31 de diciembre de 2010, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y la memoria correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Los Administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales de la Sociedad, de acuerdo con el marco normativo de información financiera aplicable a la entidad (que se identifica en la Nota 2 a) de la memoria adjunta) y, en particular, con los principios y criterios contables contenidos en el mismo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas, están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.

En nuestra opinión, las cuentas anuales del ejercicio 2010 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010, así como de los resultados de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación y, en particular, con los principios y criterios contables contenidos en el mismo.

El informe de gestión adjunto del ejercicio 2010 contiene las explicaciones que los Administradores consideran oportunas sobre la situación de la Sociedad, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales del ejercicio 2010. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de la Sociedad.

KPMG Auditores, S.L.


Julián Martín Blasco
Soeio
23 de febrero de 2011

INSTITUTO DE
CENSORES JURADOS
DE CUENTAS DE ESPAÑA

Miembro ejerciente:

KPMG AUDITORES, S.L.

Año 2011 N° 01/11/01909
COPIA GRATUITA

Este informe está sujeto a la tasa
aplicable establecida en la
Ley 44/2002 de 22 de noviembre.

Cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2010

Balances de Situación al 31 de diciembre de 2010 y 2009

Activo	Nota	Millones de euros	
		Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Activo no corriente		19.933	24.431
Inmovilizado intangible	Nota 5	95	91
Aplicaciones informáticas		95	91
Inmovilizado material	Nota 6	6	8
Terrenos y construcciones		2	—
Instalaciones técnicas y otro inmovilizado material		4	6
Inmovilizado en curso y anticipos		—	2
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	Notas 7 y 18	19.475	19.667
Instrumentos de patrimonio		18.615	19.071
Créditos a empresas		860	590
Derivados		—	6
Inversiones financieras a largo plazo	Nota 7	134	4.504
Instrumentos de patrimonio		48	43
Créditos a terceros		5	4.365
Derivados		6	12
Otros activos financieros		75	84
Activos por impuesto diferido	Nota 14	223	161
Activo corriente		6.770	733
Activos no corrientes mantenidos para la venta	Nota 8	—	46
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		119	33
Deudores varios		23	10
Deudores empresas del grupo	Nota 18	50	4
Activos por impuesto corriente		9	12
Otros créditos con las Administraciones Públicas		37	7
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo	Notas 7 y 18	248	266
Créditos a empresas		138	243
Derivados		28	23
Otros activos financieros		82	—
Inversiones financieras a corto plazo	Nota 7	6.387	325
Créditos a empresas		6.343	289
Derivados		44	35
Otros activos financieros		—	1
Periodificaciones a corto plazo		2	30
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes		14	33
Tesorería		14	33
Total Activo		26.703	25.164

Las Notas 1 a 21 incluidas en la Memoria forman parte integrante de los Balances de Situación a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Balances de Situación al 31 de diciembre de 2010 y 2009

Millones de euros

Patrimonio Neto y Pasivo	Nota	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Patrimonio Neto		10.722	10.841
Fondos propios	Nota 9	10.777	10.885
<i>Capital</i>		1.271	1.271
Capital escriturado		1.271	1.271
Prima de emisión		1.376	1.376
<i>Reservas</i>		5.257	5.226
Legal y estatutarias		285	285
Otras reservas		4.972	4.941
<i>Resultados de ejercicios anteriores</i>		2.452	1.744
Remanente		2.452	1.744
<i>Resultado del ejercicio</i>		950	1.797
<i>(Dividendo a cuenta)</i>		(529)	(529)
Ajustes por cambios de valor		(55)	(44)
Activos financieros disponibles para la venta		—	34
Operaciones de cobertura		(55)	(78)
Pasivo no corriente		12.383	10.881
Provisiones a largo plazo	Nota 10	344	208
Obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal		44	26
Provisiones por reestructuración		161	115
Otras provisiones		139	67
Deudas a largo plazo	Nota 11	3.752	6.054
Deudas con entidades de crédito		3.631	5.889
Derivados		116	160
Otros pasivos financieros		5	5
Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo	Notas 11 y 18	8.218	4.560
Deudas con empresas del grupo y asociadas		8.216	4.552
Derivados		2	8
Pasivos por impuesto diferido	Nota 14	69	59
Pasivo corriente		3.598	3.442
Provisiones a corto plazo	Nota 10	29	29
Deudas a corto plazo	Nota 11	326	379
Deudas con entidades de crédito		242	273
Derivados		34	34
Otros pasivos financieros		50	72
Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo	Notas 11 y 18	2.647	2.483
Deudas con empresas del grupo y asociadas		2.605	2.460
Derivados		42	23
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar		596	551
Proveedores empresas del grupo y asociadas	Nota 18	37	5
Acreedores varios		531	435
Personal (remuneraciones pendientes de pago)		24	15
Pasivos por impuesto corriente		—	92
Otras deudas con las Administraciones Públicas		4	4
Total Patrimonio Neto y Pasivo		26.703	25.164

Las Notas 1 a 21 incluidas en la Memoria forman parte integrante de los Balances de Situación a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Cuentas de Pérdidas y Ganancias de los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

Cuenta de Pérdidas y Ganancias

		<i>Millones de euros</i>	
	Nota	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Operaciones continuadas			
Importe neto de la cifra de negocios	Nota 16	1.609	2.147
Prestaciones de servicios		281	276
Ingresos por dividendos de empresas del grupo y asociadas	Nota 7a	1.323	1.869
Ingresos por dividendos de terceros		5	2
Otros ingresos de explotación		21	26
Ingresos accesorios y otros de gestión corriente		21	26
Gastos de personal	Nota 16	(250)	(197)
Sueldos, salarios y asimilados		(205)	(151)
Cargas sociales		(34)	(31)
Provisiones		(11)	(15)
Otros gastos de explotación		(238)	(165)
Servicios exteriores		(148)	(137)
Tributos		—	(1)
Pérdidas, deterioro y variación de provisiones por operaciones comerciales		—	(5)
Otros gastos de gestión corriente		(90)	(22)
Amortización del inmovilizado	Notas 5 y 6	(23)	(10)
Excesos de provisiones	Nota 10	19	48
Deterioro de inversiones en empresas del grupo y asociadas	Nota 7 a	(17)	(13)
Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado		—	(1)
Resultados por enajenaciones y otras		—	(1)
Resultado de explotación		1.121	1.835
Ingresos financieros		56	232
<i>De valores negociables y de créditos del activo inmovilizado</i>		56	232
De empresas del grupo y asociadas	Nota 18	11	7
De terceros		45	225
Gastos financieros		(367)	(377)
Por deudas con empresas del grupo y asociadas	Nota 18	(188)	(195)
Por deudas con terceros		(172)	(163)
Por actualización de provisiones	Nota 10	(7)	(19)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(44)	(64)
Cartera de negociación y otros		(86)	(70)
Imputación al resultado por activos financieros disponibles para la venta	Nota 8	42	6
Diferencias de cambio	Nota 15	47	(47)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros		16	19
Deterioros		1	(1)
Resultados por enajenaciones y otras		15	20
Resultado financiero		(292)	(237)
resultado antes de impuestos		829	1.598
Impuestos sobre beneficios	Nota 14	121	199
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas		950	1.797
Operaciones interrumpidas		—	—
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos		—	—
Resultado del ejercicio		950	1.797

Las Notas 1 a 21 incluidas en la Memoria forman parte integrante de las Cuentas de Pérdidas y Ganancias de los ejercicios 2010 y 2009.

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

A) Estados de ingresos y gastos reconocidos correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

	Nota	Millones de euros	
		Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Resultados de la cuenta de pérdidas y ganancias		950	1.797
Ingresos y gastos imputados directamente al patrimonio neto			
Por valoración de instrumentos financieros	Nota 7 e	—	3
Activos financieros disponibles para la venta			3
Por coberturas de flujos de efectivo	Nota 13	(41)	(117)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		(16)	(7)
Efecto impositivo	Nota 14	17	36
Total ingresos y gastos imputados directamente en el patrimonio neto		(40)	(85)
Transferencias a la cuenta de pérdidas y ganancias			
Por valoración de activos y pasivos		(42)	(6)
Activos financieros disponibles para la venta.		(42)	(6)
Por coberturas de flujos de efectivo	Nota 13	75	53
Efecto impositivo	Nota 14	(14)	(14)
Total transferencias a la cuenta de pérdidas y ganancias		19	33
Total de ingresos y gastos reconocidos		929	1.745

Las Notas 1 a 21 incluidas en la Memoria forman parte integrante de los Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos de los ejercicios 2010 y 2009.

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

B) Estado total de cambios en el patrimonio neto correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2009

Ejercicio 2009	Millones de euros									
	Fondos propios						Resultado del ejercicio	(Dividendo a cuenta)	Ajustes por cambios de valor	Total patrimonio neto
	Capital escriturado	Prima de emisión	Reservas	Resultado de ejercicios anteriores						
			Remanente	Resultado						
Saldo al 31 de diciembre de 2008	1.271	1.376	5.230	747	7.241	—	—	3	15.868	
Total ingresos/ (gastos) reconocidos	—	—	(5)	—	—	1.797	—	(47)	1.745	
Operaciones con socios o propietarios	—	—	—	—	(6.244)	—	(529)	—	(6.773)	
Distribución de dividendos	—	—	—	—	(6.244)	—	(529)	—	(6.773)	
Otras variaciones de patrimonio neto	—	—	1	997	(997)	—	—	—	1	
Incorporación reservas sociedad disuelta (Nota 14)	—	—	1	—	—	—	—	—	1	
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	—	—	—	997	(997)	—	—	—	—	
Saldo al 31 de diciembre de 2009	1.271	1.376	5.226	1.744	—	1.797	(529)	(44)	10.841	

Las Notas 1 a 21 incluidas en la Memoria forman parte integrante del Estado Total de Cambios en el Patrimonio Neto del ejercicio 2009.

B) Estado total de cambios en el patrimonio neto correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2010

Ejercicio 2010	Millones de euros									
	Fondos propios						Resultado del ejercicio	(Dividendo a cuenta)	Ajustes por cambios de valor	Total patrimonio neto
	Capital Escriturado	Prima de emisión	Reservas	Resultado de ejercicios anteriores						
			Remanente	Resultado						
Saldo al 31 de diciembre de 2009	1.271	1.376	5.226	1.744	1.797	—	(529)	(44)	10.841	
Ajustes por cambio de criterio	—	—	41	—	—	—	—	—	41	
Saldo ajustado al 1 de enero de 2010	1.271	1.376	5.267	1.744	1.797	—	(529)	(44)	10.882	
Total ingresos/(gastos) reconocidos	—	—	(10)	—	—	950	—	(11)	929	
Operaciones con socios o propietarios	—	—	—	—	(1.089)	—	—	—	(1.089)	
Distribución de dividendos	—	—	—	—	(1.089)	—	—	—	(1.089)	
Otras variaciones de patrimonio neto	—	—	—	708	(708)	—	—	—	—	
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	—	—	—	708	(708)	—	—	—	—	
Saldo al 31 de diciembre de 2010	1.271	1.376	5.257	2.452	—	950	(529)	(55)	10.722	

Las Notas 1 a 21 incluidas en la Memoria forman parte integrante del Estado Total de Cambios en el Patrimonio Neto del ejercicio 2010.

Estados de Flujos de Efectivo correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

		Millones de euros	
	Nota	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Flujos de efectivo de las actividades de explotación		1.047	2.420
Resultado del ejercicio antes de impuestos		829	1.598
Ajustes del resultado:		(820)	(1.670)
Amortización del inmovilizado	Notas 5 y 6	23	10
Resultados por bajas y enajenaciones de instrumentos financieros		(15)	(26)
Ingresos financieros		(1.384)	(2.103)
Gastos financieros		367	377
Otros ajustes		189	72
Cambios en el capital corriente		12	50
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		1.026	2.442
Pagos de intereses		(296)	(292)
Cobros de dividendos		1.242	3.203
Cobros de intereses		10	50
Cobros/(pagos) por impuesto sobre beneficios		88	(397)
Otros cobros/(pagos)		(18)	(122)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		(1.547)	(1.220)
Pagos por inversiones		(2.387)	(2.436)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	Nota 7	(271)	(723)
Inmovilizado material e intangible		(20)	(30)
Otros activos financieros		(2.096)	(1.683)
Cobros por desinversiones		840	1.216
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	Nota 7	440	496
Otros activos financieros		386	720
Otros activos		14	—
Flujos de efectivo de las actividades de financiación		481	(1.259)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio		46	—
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero		1.524	4.985
Emisión		4.555	5.635
Devolución y amortización	Nota 11	(3.031)	(650)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio		(1.089)	(6.244)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		—	—
Aumento (disminución) neto de efectivo o equivalentes		(19)	(59)
Efectivo o equivalentes al inicio del ejercicio		33	92
Efectivo o equivalentes al final del ejercicio		14	33

Las Notas 1 a 21 incluidas en la Memoria forman parte integrante de los Estados de Flujos de Efectivo de los ejercicios 2010 y 2009.

Memoria

correspondiente al ejercicio 2010

1. Actividad y estados financieros de la empresa

Endesa, S.A. (en lo sucesivo ENDESA o la Sociedad) se constituyó el 18 de noviembre de 1944 y tiene su domicilio social y fiscal en Madrid, calle Ribera del Loira número 60, siendo ésta también su sede administrativa. Su objeto social es el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial y, en especial, los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del grupo empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades.

La Sociedad desarrolla, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.

Como consecuencia del proceso de reordenación societaria realizada en los últimos años y de la separación de actividades eléctricas para adaptarse a lo dispuesto por la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, la actividad de ENDESA se centra fundamentalmente en la gestión y prestación de servicios a su grupo empresarial, constituido por las participaciones financieras enumeradas en estas Cuentas Anuales. Por ello, dado que no realiza directamente actividades eléctricas ni con incidencia medioambiental, no se presenta la información referente a la segregación de actividades, ni la información correspondiente a actividades medioambientales, la cual se incluye en las Cuentas Anuales Consolidadas.

La Sociedad tiene sus acciones admitidas a cotización en las Bolsas Españolas. Asimismo, los títulos de Endesa, S.A. se negocian en la Bolsa «Off-Shore» de Santiago de Chile.

Las Cuentas Anuales del ejercicio 2010 han sido formuladas por el Consejo de Administración el 22 de febrero de 2011 y se someterán a la aprobación de la Junta General de Accionistas, estimando que se aprobarán sin modificaciones. Las Cuentas Anuales del ejercicio 2009 fueron formuladas por el Consejo de Administración el 22 de febrero de 2010 siendo aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 21 de Junio de 2010.

Estas Cuentas Anuales se presentan en millones de euros, que es la moneda funcional y de presentación de la Sociedad.

La Sociedad posee participaciones en sociedades dependientes, asociadas y multigrupo. Como consecuencia de ello la Sociedad es dominante de un grupo de sociedades de acuerdo con la legislación vigente. La presentación de Cuentas Anuales Consolidadas es necesaria, de acuerdo con principios y normas contables generalmente aceptados, para presentar la imagen fiel de la situación financiera y de los resultados de las operaciones, de los cambios en el Patrimonio Neto y de los flujos de efectivo del Grupo. La información relativa a las participaciones en empresas del grupo, asociadas y multigrupo se presenta en la Nota 7.

Los Administradores han formulado en esta misma fecha las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA, S.A., y sociedades dependientes (en adelante Grupo ENDESA) del ejercicio 2010 preparadas de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE). Las cuentas anuales consolidadas del Grupo ENDESA del ejercicio 2009 fueron formuladas por el Consejo de Administración el 22 de febrero de 2010, siendo aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 21 de Junio de 2010 y están depositadas en el Registro Mercantil de Madrid.

Las principales magnitudes de las Cuentas Anuales Consolidadas de Grupo ENDESA del ejercicio 2010 y 2009 son las siguientes:

	<i>Millones de euros</i>	
	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Total Activo	62.588	59.937
Patrimonio neto	23.164	18.960
De la sociedad dominante	17.776	14.227
De los accionistas minoritarios	5.388	4.733
Ingresos	31.177	25.925
Resultado del ejercicio	5.118	4.360
De la sociedad dominante	4.129	3.430
De los accionistas minoritarios	989	930

Hasta el 25 de junio de 2009, la Sociedad estaba controlada conjuntamente por el Grupo ENEL a través de ENEL Energy Europe, S.L., que poseía un 67,05% del capital y por el Grupo ACCIONA que poseía un 25%, en virtud del acuerdo de gestión conjunta sobre ENDESA firmado entre ambas sociedades. El 25 de junio de 2009, como consecuencia del acuerdo firmado entre ACCIONA y ENEL el 20 de febrero de 2009, ENEL Energy Europe, S.L., adquirió la participación del 25% que poseía el Grupo ACCIONA, pasando el Grupo ENEL a controlar el 92,06% de ENDESA a través de ENEL Energy Europe, S.L., por lo que ostenta el control de la Sociedad. Las sociedades ENEL Energy Europe, S.L., y ENEL, S.p.A. tienen su domicilio social y fiscal en Calle Ribera del Loira, 60, 28042 Madrid (España) y Viale Regina Margherita 137, 00198 Roma (Italia), respectivamente.

Las Cuentas Anuales de ENEL Energy Europe, S.L. del ejercicio 2009 fueron formuladas el 12 de Marzo de 2010, siendo aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 30 de junio de 2010 y están depositadas en el Registro Mercantil de Madrid. Las Cuentas Anuales consolidadas de ENEL, S.p.A. y sociedades dependientes del ejercicio 2009 fueron formuladas el 17 de Marzo de 2010, siendo aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2010 y están depositadas en el Registro Mercantil de Roma.

2. Bases de presentación de las cuentas anuales

a) Principios contables

Las Cuentas Anuales del ejercicio 2010 se presentan de acuerdo con lo establecido por la Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea y en el Plan General de Contabilidad aprobado por el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, así como en las modificaciones al Plan General de Contabilidad establecidas por el Real Decreto 1159/2010, de 17 de septiembre.

Las presentes Cuentas Anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010, de los resultados de sus operaciones, de los cambios en el Patrimonio Neto y de los flujos de efectivo que se han producido en la Sociedad en el ejercicio terminado en dicha fecha y han sido elaboradas a partir de los registros de contabilidad de la Sociedad.

b) Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estas Cuentas Anuales es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad.

En la preparación de estas Cuentas Anuales se han utilizado ocasionalmente estimaciones realizadas por los Administradores de la Sociedad para valorar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran en ellas.

Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

- La valoración de los instrumentos de patrimonio que conforman las inversiones en empresas del grupo y asociadas de la Sociedad para determinar, en su caso, la existencia de pérdidas por deterioro (Véase Nota 4 c.3).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos, compromisos y obligaciones con los empleados y las fechas de salida de los empleados afectados por los expedientes de regulación de empleo (Véase Nota 10 a y b).
- La vida útil de los activos materiales e intangibles (Véase Nota 4 a y b).
- La valoración de los activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (Véase Nota 4 c.1).
- Los métodos empleados para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Véase Nota 4 c).
- El cálculo de provisiones (Véase Nota 4 g y 10).
- Los resultados fiscales de la Sociedad que se declararán ante las autoridades tributarias en el futuro y que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con el impuesto de sociedades en las Cuentas Anuales adjuntas (Véase Nota 14).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, incentivos de la actividad de distribución, etc. que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico y que podría afectar al déficit de ingresos de las actividades reguladas en España.

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en las correspondientes Cuentas Anuales futuras.

c) Comparación de la información

De acuerdo con lo establecido por el Real Decreto 1159/ 2010, de 17 de septiembre, por el que se han realizado determinadas modificaciones al Plan General de Contabilidad, a partir del ejercicio 2010 se han reconocido los impuestos diferidos correspondientes a diferencias temporarias imponibles asociadas a inversiones en empresas dependientes, asociadas y negocios conjuntos, que no se habían registrado en años anteriores acogiéndose a la excepción que permitía no registrarlos en aquellos casos en que la Sociedad podía controlar el momento de la reversión y era probable que no revirtieran en un futuro previsible. En consecuencia la Sociedad ha registrado 41 millones de euros de impuestos diferidos de activo contra el epígrafe «Otras reservas».

Las Cuentas Anuales presentan a efectos comparativos, con cada una de las partidas del Balance de Situación, de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto, del Estado de Flujos de Efectivo y de la Memoria, además de las cifras del ejercicio 2010, las correspondientes al ejercicio anterior.

3. Aplicación de resultados

La propuesta de aplicación de resultados del ejercicio 2010 que presentará el Consejo de Administración de la Sociedad a la Junta General de Accionistas consiste en pagar a las acciones con derecho a dividendo la cantidad bruta de 1,017 euros por acción, destinando el resto a remanente.

Bases de reparto ejercicio 2010	<i>Euros</i>
Pérdidas y ganancias (Beneficio)	949.599.151,58
Remanente	2.452.550.379,57
Total	3.402.149.531,15
Aplicación	
A Dividendo (1)	1.076.750.902,99
A Remanente	2.325.398.528,16
Total	3.402.149.431,15

(1) Importe máximo a distribuir correspondiente a 1,017 euros por acción por la totalidad de las acciones (1.058.752.117 acciones).

La propuesta de aplicación de resultados del ejercicio 2009 que presentó el Consejo de Administración de la Sociedad a la Junta General de Accionistas consistió en pagar a las acciones con derecho a dividendo la cantidad bruta de 1,028 euros por acción, destinando el resto a remanente.

Bases de reparto ejercicio 2009	<i>Euros</i>
Pérdidas y ganancias (Beneficio)	1.796.678.823,97
Remanente	1.744.268.731,88
Total	3.540.947.555,85
Aplicación	
A Dividendo (1)	1.088.397.176,28
A Remanente	2.452.550.379,57
Total	3.540.947.555,85

(1) Importe máximo a distribuir correspondiente a 1,028 euros por acción por la totalidad de las acciones (1.058.752.117 acciones).

Dividendos a cuenta del ejercicio 2010

El Consejo de Administración de ENDESA aprobó con fecha 20 de diciembre de 2010 un dividendo a cuenta del ejercicio 2010 de 0,50 euros por acción.

El estado contable previsional adjunto pone de manifiesto la existencia de liquidez suficiente para la distribución del mencionado dividendo a cuenta:

<i>Millones de Euros</i>	
Estado previsional de liquidez	De 01/11/2010 a 31/10/2011
Disponible inicial	
Caja y Bancos	212
Créditos disponibles	4.691
Aumentos de Tesorería	
Por operaciones corrientes	8.094
Por operaciones financieras	—
Disminuciones de Tesorería	
Por operaciones corrientes	(349)
Por operaciones financieras	(536)
Disponible final	12.112
Propuesta de dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2010	529
Fecha de aprobación del dividendo a cuenta por el Consejo de Administración de la Sociedad	20/12/2010

Dividendos a cuenta del ejercicio 2009

El Consejo de Administración de ENDESA aprobó con fecha 14 de diciembre de 2009 un dividendo a cuenta del ejercicio 2009 de 0,50 euros por acción.

El estado contable previsional adjunto pone de manifiesto la existencia de liquidez suficiente para la distribución del mencionado dividendo a cuenta:

<i>Millones de euros</i>	
Estado previsional de liquidez	De 01/12/2009 a 30/11/2010
Disponible inicial	
Caja y Bancos	44
Créditos disponibles	5.963
Aumentos de Tesorería	
Por operaciones corrientes	7.336
Por operaciones financieras	—
Disminuciones de Tesorería	
Por operaciones corrientes	(480)
Por operaciones financieras	(842)
Disponible final	12.021
Propuesta de dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2009	529
Fecha de aprobación del dividendo a cuenta por el Consejo de Administración de la Sociedad	14/12/09

4. Normas de registro y valoración

Las principales normas de registro y valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales de los ejercicios 2010 y 2009, de acuerdo con las establecidas en el Plan General de Contabilidad han sido las siguientes:

a) Inmovilizado intangible

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Los activos intangibles se amortizan en su vida útil, que, en la mayor parte de los casos, se estima en 5 años.

b) Inmovilizado material

Los activos materiales se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

El inmovilizado material, neto en su caso del valor residual del mismo, se amortiza distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada que constituyen el período en que la Sociedad espera utilizarlos. La vida útil se revisa periódicamente.

A continuación se presentan los períodos de vida útil utilizados para la amortización de los activos:

	Años vida útil estimada
Mobiliario	10
Otro inmovilizado	5-14

Con posterioridad al reconocimiento inicial del activo, sólo se capitalizan aquellos costes incurridos en la medida en que supongan un aumento de su capacidad, productividad o alargamiento de la vida útil, debiéndose dar de baja el valor contable de los elementos sustituidos. En este sentido, los costes derivados del mantenimiento diario del inmovilizado material se registran en resultados a medida que se incurren.

c) Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se clasifican en el momento de su reconocimiento inicial como un activo financiero, un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio, de conformidad con el fondo económico del acuerdo contractual que lo origina.

c.1. Activos financieros excepto derivados e inversiones en el patrimonio de empresas del grupo, multigrupo y asociadas.

La Sociedad clasifica sus activos financieros, ya sean a largo o corto plazo, en las siguientes categorías atendiendo a las características y a las intenciones de la Sociedad en el momento de su reconocimiento inicial:

- Préstamos y partidas a cobrar: son activos financieros que se originan en la prestación de servicios por operaciones de tráfico de la empresa, o los que no teniendo un origen comercial, no son instrumentos de patrimonio ni derivados y cuyos cobros son de cuantía fija o determinable y no se negocian en un mercado activo.

Estos activos financieros se registran inicialmente al valor razonable de la contraprestación entregada más los costes de la transacción que sean directamente atribuibles. Posteriormente se valorarán a su coste amortizado correspondiendo éste al valor inicial, menos las devoluciones de principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método del tipo de interés efectivo. Los intereses devengados se contabilizarán en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, aplicando el método del tipo de interés efectivo.

Cuando existe una evidencia objetiva de que el activo puede haber sufrido un deterioro se realiza el correspondiente análisis procediendo a contabilizar una pérdida por deterioro si el valor en libros del activo es superior al valor actual de los flujos de efectivo futuros que se estima va a generar, descontados al tipo de interés efectivo calculado en el momento de su reconocimiento inicial, por el importe de esta diferencia. Para los activos financieros a tipo de interés variable, se emplea el tipo de interés efectivo que corresponda a la fecha de cierre de las Cuentas Anuales de acuerdo con las condiciones contractuales.

Las correcciones valorativas por deterioro se reconocen como un gasto o un ingreso, respectivamente, en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias. La reversión del deterioro tendrá como límite el valor en libros del crédito que estaría reconocido en la fecha de reversión si no se hubiese registrado el deterioro.

- Inversiones mantenidas hasta el vencimiento: se incluyen en esta categoría los valores representativos de deuda, con una fecha de vencimiento fijada, cobros de cuantía determinada o determinable, que se negocian en un mercado activo y sobre los que la Sociedad manifiesta su intención y capacidad para conservarlos en su poder hasta la fecha de su vencimiento.
Los criterios de valoración que se aplican a este tipo de activos coinciden con los explicados para los «Préstamos y partidas a cobrar».
La Sociedad no tiene inversiones de esta naturaleza a 31 de diciembre de 2010 y 2009.
- Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias:
 - Activos financieros mantenidos para negociar: son aquellos adquiridos con el objetivo de enajenarlos en el corto plazo o aquellos que forman parte de una cartera de las que existen evidencias de actuaciones recientes con dicho objetivo. Se valoran inicialmente al valor razonable de la contraprestación entregada. Los costes de la transacción directamente atribuibles a la compra se reconocen como un gasto en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias. Posteriormente se registran por su valor razonable y los cambios en dicho valor razonable se imputan directamente en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.
 - Otros activos financieros registrados a valor razonable con cambios en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias: incluye aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. En cuanto a su valoración tanto al inicio como posteriormente se registran por su valor razonable y los cambios en dicho valor razonable se imputan directamente en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.
- Activos financieros disponibles para la venta: en esta categoría se incluyen los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las categorías anteriores.
Corresponden prácticamente en su totalidad a inversiones financieras en capital de empresas que no sean del grupo, multigrupo o asociadas.

Se valoran inicialmente al valor razonable de la contraprestación entregada más los costes de la transacción que sean directamente atribuibles. Posteriormente se valoran por su valor razonable cuando sea posible determinarlo de forma fiable.

En el caso de las inversiones en instrumentos de patrimonio cuyo valor razonable no se puede determinar con fiabilidad se valoran por su coste, menos, en su caso, el importe acumulado de las correcciones valorativas por deterioro de valor cuando exista evidencia de dicho deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono al epígrafe «Patrimonio Neto: Ajustes por cambio de valor», hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones o haya sufrido un deterioro de valor (de carácter estable o permanente), momento en el cual dichos resultados acumulados reconocidos previamente en el Patrimonio Neto pasan a registrarse en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias. En este sentido, se considera que existe deterioro de carácter estable o permanente si se ha producido una caída de más del 40% del valor de cotización del activo, durante un período de un año y medio, sin que se haya recuperado el valor.

Si en ejercicios posteriores se incrementase el valor razonable, la corrección valorativa reconocida en ejercicios anteriores en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias revertirá con abono a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro para los instrumentos de patrimonio que se valoren a su coste, por no poder determinarse con fiabilidad su valor razonable, se detallan en la Nota 4 c.3.

La Sociedad da de baja los activos financieros cuando expiran o se han cedido los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del correspondiente activo financiero y se han transferido sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad. Por el contrario, la Sociedad no da de baja los activos financieros en las cesiones de activos financieros en las que haya retenido sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad, reconociendo en este caso un pasivo financiero por un importe igual a la contraprestación recibida.

c.2. Pasivos financieros excepto derivados

La Sociedad clasifica los pasivos financieros en las siguientes categorías atendiendo a las características y a las intenciones de la Sociedad en el momento de su reconocimiento inicial:

- Débitos y partidas a pagar: Son aquellos débitos y partidas a pagar que tiene la Sociedad con origen tanto financiero como comercial que no son considerados como instrumentos financieros derivados.
Los pasivos financieros correspondientes a débitos y partidas a pagar se registran por su valor razonable que corresponde al efectivo recibido, neto de los costes incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su coste amortizado, utilizando el método del tipo de interés efectivo.
En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte de riesgo cubierto.
- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias:
 - Pasivos financieros mantenidos para negociar: la Sociedad incluye dentro de esta categoría aquellos pasivos financieros cuyo propósito es el de readquirirlos en el corto plazo o aquellos que forman parte de una cartera de la que existen evidencias de actuaciones recientes con dicho objetivo.

Se valoran inicialmente al valor razonable de la contraprestación recibida menos los costes de la transacción que sean directamente atribuibles.

Posteriormente se registran por su valor razonable y los cambios en dicho valor razonable se imputan directamente en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.

- Otros pasivos financieros a valor razonable con cambios en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias: incluye aquellos pasivos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable.

Se valoran inicialmente al valor razonable de la contraprestación recibida menos los costes de la transacción que sean directamente atribuibles.

Posteriormente se registran por su valor razonable y los cambios en dicho valor razonable se imputan directamente en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, ésta ha sido dividida en deuda a tipo de interés fijo (en adelante, «deuda fija») y deuda a tipo de interés variable (en adelante, «deuda variable»). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La valoración de esta deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés flotante, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función del tipo de referencia. Esta modalidad de deuda se ha valorado por el nominal de cada emisión, salvo en los casos en que existe diferencia entre el tipo de capitalización y de descuento. En tal caso, estos diferenciales han sido valorados mediante el descuento del diferencial, y agregados al nominal de la operación.

La Sociedad da de baja los pasivos financieros cuando se extinguen las obligaciones que los han generado.

c.3. Inversiones en el patrimonio de empresas del grupo, multigrupo y asociadas

Se consideran empresas del grupo aquellas vinculadas con la Sociedad por una relación de control, ya sea directa o indirecta. Asimismo, se consideran empresas asociadas aquellas sobre las que la Sociedad ejerce una influencia significativa (se presume que existe influencia significativa cuando se posea al menos el 20% de los derechos de voto de otra sociedad). Adicionalmente, dentro de la categoría de multigrupo se incluye a aquellas sociedades sobre las que, en virtud de un acuerdo, se ejerce un control conjunto con uno o más socios.

Las inversiones en empresas del grupo, multigrupo y asociadas se valoran inicialmente por su coste, que equivaldrá al valor razonable de la contraprestación entregada más los costes de transacción que les sean directamente atribuibles.

Posteriormente se valorarán por su coste, minorado, en su caso, por el importe acumulado de las correcciones valorativas por deterioro. Dichas correcciones se calculan como la diferencia entre su valor en libros y el importe recuperable, entendido éste como el mayor importe entre su valor razonable menos los costes de venta y el valor actual de los flujos de efectivo futuros derivados de la inversión y en caso de no disponerse de éstos se toma en consideración el Patrimonio Neto de la entidad participada, corregido por las plusvalías tácitas existentes en la fecha de la valoración (incluyendo el fondo de comercio, si lo hubiera).

Las correcciones valorativas por deterioro y, en su caso, su reversión, se registrarán como un gasto o un ingreso, respectivamente, en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.

c.4. Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por la Sociedad corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con la finalidad de realizar cobertura de tipo de interés y de tipo de cambio, y tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del Balance de Situación como inversiones financieras, a largo o corto plazo, si su valor es positivo, y como deudas, a largo o corto plazo, si su valor es negativo. Los cambios en el valor razonable se registran en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias como resultados financieros, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado como instrumento de cobertura a efectos contables y cumpla los requisitos necesarios para aplicar contabilidad de coberturas, entre ellas que ésta sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente en función del tipo de cobertura:

- Cobertura de valor razonable: la parte del elemento cubierto para la que se está cubriendo el riesgo al igual que el instrumento de cobertura se valoran por su valor razonable, registrándose las variaciones de valor de ambos en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias como resultados financieros.
- Cobertura de flujos de efectivo: los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas y netas de su efecto fiscal, en el epígrafe «Patrimonio Neto-Ajustes por cambios de valor-Operaciones de cobertura».

La pérdida o ganancia acumulada en dicho epígrafe se traspasa a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias a medida que el subyacente tiene impacto en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias por el riesgo cubierto. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias como resultados financieros.

- Cobertura de la inversión neta en negocios en el extranjero: las operaciones de cobertura de inversiones netas en negocios en el extranjero en sociedades dependientes, multigrupo y asociadas, se registran como coberturas de valor razonable por el componente de tipo de cambio. Los instrumentos de cobertura se valoran y registran de acuerdo con su naturaleza en la medida en que no sean, o dejen de ser, coberturas eficaces.

Las coberturas contables se designan como tales en el momento inicial cuando se prevean altamente eficaces, quedando documentadas.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura con una efectividad comprendida en el rango de 80%-125%.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros son contabilizados separadamente cuando sus características y riesgos no están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable, registrando las variaciones de valor en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

1. Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre de ejercicio.
2. En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, la Sociedad utiliza para su valoración el descuento de los flujos de caja esperados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de ejercicio.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, o es vendido, finalizado o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el Patrimonio Neto se mantiene dentro del Patrimonio Neto hasta que se produzca la operación prevista. Cuando no se espera que se produzca la operación que está siendo objeto de cobertura, los beneficios o pérdidas acumulados netos reconocidos en el Patrimonio Neto se transfieren a los resultados netos del período.

c.5. Contratos de garantía financiera

Los contratos de garantía financiera, entendiéndose como tales las fianzas y avales concedidos por la Sociedad a favor de terceros se valoran inicialmente por su valor razonable, que salvo evidencia en contrario es la prima recibida más, en su caso, el valor actual de los flujos de efectivo a recibir.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, los contratos de garantía financiera se valoran por la diferencia entre el importe del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 4 g. y el importe del activo inicialmente reconocido, menos, cuando proceda, la parte del mismo imputada a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias en función de un criterio de devengo.

d) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

El efectivo y otros activos líquidos equivalentes incluyen el efectivo en caja y los depósitos bancarios a la vista en entidades de crédito. También se incluyen bajo este concepto otras inversiones a corto plazo de gran liquidez siempre que sean fácilmente convertibles en importes determinados de efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios de valor. A estos efectos se incluyen las inversiones con vencimientos de menos de tres meses desde la fecha de adquisición.

e) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas

La Sociedad clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos grupos de activos para los cuales en la fecha de cierre del Balance de Situación se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que la misma se llevará a cabo dentro de los doce meses siguientes a dicha fecha. Estos activos se valoran por el menor del importe en libros o el valor razonable deducidos los costes necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a disposición clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el Balance de Situación adjunto de la siguiente forma: los activos en una única

línea denominada «Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas» y los pasivos también en una única línea denominada «Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas».

A su vez, se consideran operaciones en discontinuidad las líneas de negocio que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias denominada «Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas».

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 ENDESA no tenía actividades interrumpidas.

f) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan minorando el epígrafe «Patrimonio neto» del Balance de Situación y son valoradas a su coste de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran en el Patrimonio Neto del Balance de Situación.

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado ninguna transacción con acciones propias en dichos ejercicios.

g) Provisiones y contingencias

Las obligaciones existentes a la fecha del Balance de Situación surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Sociedad cuyo importe y momento de cancelación son inciertos, se registran en el Balance de Situación como provisiones por el valor actual del importe más probable que se estima que la Sociedad tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la formulación de las Cuentas Anuales sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas con ocasión de cada cierre contable.

Los pasivos contingentes no se reconocen en las Cuentas Anuales, sino que se informa sobre los mismos en las notas de la memoria, en la medida en que no sean considerados como remotos.

Las obligaciones recogidas en el Balance de Situación en concepto de provisiones por retribuciones a largo plazo al personal y para planes de reestructuración de plantilla surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual suscritos con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar un régimen complementario al otorgado por el sistema público para las contingencias de jubilación, incapacidad permanente, fallecimiento, o cese de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

g.1. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

ENDESA tiene contraídos compromisos por pensiones con sus trabajadores, variando en función de la sociedad de la que éstos provienen. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones o contratos de seguros excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, la Sociedad registra el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización a la fecha del Balance de Situación de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costes por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones se reconocen inmediatamente con cargo a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias en la medida en que los beneficios estén devengados.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes y los costes por servicios pasados no registrados. Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente en el epígrafe «Patrimonio neto: Otras reservas».

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en los epígrafes «Provisiones a largo y corto plazo» del pasivo del Balance de Situación y si es negativa en el epígrafe «Inversiones financieras a largo plazo: Créditos a terceros» del activo del Balance de Situación, en este último caso, siempre que dicha diferencia sea recuperable para la Sociedad normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras.

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias conforme los empleados prestan sus servicios.

Aquellos planes post-empleo que se encuentran íntegramente asegurados, y en los que por tanto la Sociedad ha transferido la totalidad del riesgo, se consideran como de aportación definida y en consecuencia, al igual que para estos últimos, no se registran saldos de activo ni de pasivo en el Balance de Situación.

g.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

La Sociedad sigue el criterio de registrar las prestaciones por terminación de empleo cuando existe un acuerdo con los trabajadores de forma individual o colectiva o una expectativa cierta de que se alcanzará dicho acuerdo que permite a los mismos, de forma unilateral o por mutuo acuerdo con la empresa, causar baja en la compañía recibiendo a cambio una indemnización o contraprestación.

En caso de que sea necesario el mutuo acuerdo, únicamente se registra la provisión en aquellas situaciones en las que la Sociedad ha decidido que dará su consentimiento a la baja de los trabajadores una vez solicitada por ellos. En todos los casos en que se registran estas provisiones existe una expectativa por parte de los trabajadores de que estas bajas anticipadas se realizarán.

La Sociedad tiene en marcha planes de reducción de plantilla los cuales se enmarcan dentro de los correspondientes expedientes de regulación de empleo aprobados por la Administración, que garantizan el mantenimiento de una percepción durante el periodo de la prejubilación.

La Sociedad sigue el criterio de registrar la totalidad del gasto correspondiente a estos planes en el momento en que surge la obligación mediante la realización de los oportunos estudios actuariales para el cálculo de la obligación actual al cierre del ejercicio. Las diferencias actuariales positivas o negativas puestas de manifiesto en cada ejercicio son reconocidas en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias de dicho ejercicio.

g.3. Retribuciones a empleados a corto plazo

La Sociedad reconoce el coste esperado de la participación en ganancias o de los planes de incentivos a trabajadores cuando existe una obligación presente, legal o implícita como consecuencia de sucesos pasados y se puede realizar una estimación fiable del valor de la obligación.

h) Transacciones en moneda extranjera

Las operaciones realizadas en moneda distinta al euro, moneda funcional de la Sociedad, se convierte a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra en vigor a la fecha de cobro o pago se registran como resultados financieros en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.

Asimismo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar a 31 de diciembre de cada año en moneda distinta al euro, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como resultados financieros en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.

i) Clasificación de saldos como corrientes y no corrientes

En el Balance de Situación adjunto los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como activos o pasivos corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho periodo.

j) Impuesto sobre sociedades

El gasto por impuesto sobre sociedades del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de la Sociedad que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones fiscalmente admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos fiscales, tanto por bases imponibles negativas como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente cuando se considera probable que la Sociedad vaya a disponer de ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de fondos de comercio o de otros activos y pasivos en una operación que no afecta ni al resultado fiscal ni al resultado contable y no es una combinación de negocios.

Hasta el 31 de diciembre de 2009 no se reconocían los impuestos diferidos que correspondían a diferencias temporarias imponibles y deducibles asociadas a inversiones en empresas dependientes, asociadas y negocios conjuntos en las que la Sociedad podía controlar el momento de la reversión y era probable que no revirtieran en un futuro previsible. A partir del ejercicio 2010 con la aprobación del Real Decreto 1159/ 2010 de 17 de septiembre por el que se han realizado determinadas modificaciones al Plan General de Contabilidad, esta excepción ha dejado de aplicarse, reconociéndose los impuestos diferidos que no se habían registrado previamente (véase nota 2.c)).

Las deducciones de la cuota originadas por hechos económicos acontecidos en el ejercicio minoran el gasto devengado por impuesto sobre sociedades, salvo que existan dudas sobre su realización, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva.

En cada cierre del ejercicio contable se revisan los impuestos diferidos, tanto activos como pasivos registrados, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

Hasta el 31 de diciembre de 2009 ENDESA tributaba en régimen de consolidación en un Grupo Fiscal, del cual la Sociedad era cabecera, formado por aquellas sociedades que cumplían los requisitos legales para ello. Sin embargo, como consecuencia de la participación del 92,06% alcanzada por ENEL Energy Europe, S.L., en el capital de ENDESA (Véase Nota 1), a partir del ejercicio 2010 la Sociedad se ha integrado en un nuevo Grupo de consolidación fiscal cuya cabecera es ENEL Energy Europe, S.L., disolviéndose el Grupo de consolidación fiscal del que ENDESA era la sociedad cabecera.

k) Ingresos y gastos

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo.

El ingreso ordinario se reconoce cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Sociedad durante el ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el Patrimonio Neto que no esté relacionado con las aportaciones de propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

Sólo se reconocen ingresos ordinarios de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación de servicio a la fecha del Balance.

Los ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectivo aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones en instrumentos de patrimonio se reconocen cuando han surgido los derechos para la Sociedad a su percepción. Si los dividendos distribuidos proceden inequívocamente de resultados generados con anterioridad a la fecha de adquisición porque se han distribuido importes superiores a los beneficios generados por la participada desde la adquisición, minoran el valor contable de la inversión.

l) Transacciones con vinculadas

La Sociedad realiza todas sus operaciones con vinculadas a valores de mercado. Adicionalmente, los precios de transferencia se encuentran adecuadamente soportados por lo que los Administradores de la Sociedad consideran que no existen riesgos significativos por este aspecto de los que puedan derivarse pasivos de consideración en el futuro.

m) Sistemas de retribución basados en acciones

En los casos en que los empleados de la Sociedad participan en planes de remuneración vinculada al precio de la acción de ENEL, siendo asumido por esta sociedad el coste del plan, ENDESA registra el valor razonable de la obligación de ENEL con el empleado como gasto en el epígrafe «Gastos de Personal» de la Cuenta de Resultados registrando un incremento patrimonial por el mismo importe como aportación de los socios.

n) Estado de flujos de efectivo

El Estado de Flujos de Efectivo recoge los movimientos de tesorería realizados durante el ejercicio, calculados por el método indirecto. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiéndose por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- Actividades de explotación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.
- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del Patrimonio Neto y de los pasivos de carácter financiero.

5. Inmovilizado intangible

La composición y movimiento de este epígrafe en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

<i>Millones de euros</i>			
Inmovilizado intangible	Saldo al 31/12/2009	Inversiones y Dotaciones	Saldo al 31/12/2010
Inmovilizado intangible			
Aplicaciones informáticas	143	25	168
Total	143	25	168
Amortización acumulada			
Aplicaciones informáticas	(52)	(21)	(73)
Total	(52)	(21)	(73)
Total neto	91	4	95

<i>Millones de euros</i>			
Inmovilizado intangible	Saldo al 31/12/2008	Inversiones y Dotaciones	Saldo al 31/12/2009
Inmovilizado intangible			
Aplicaciones informáticas	115	28	143
Total	115	28	143
Amortización acumulada			
Aplicaciones informáticas	(43)	(9)	(52)
Total	(43)	(9)	(52)
Total neto	72	19	91

El coste de los elementos del inmovilizado intangible totalmente amortizados asciende a 58 y 33 millones de euros al 31 de diciembre de 2010 y 2009 respectivamente.

6. Inmovilizado material

La composición y movimiento de este epígrafe en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

<i>Millones de euros</i>				
Inmovilizado material	Saldo al 31/12/2009	Inversiones y Dotaciones	Trasposos	Saldo al 31/12/2010
Inmovilizado material				
Terrenos y construcciones	—	—	2	2
Otro inmovilizado material	19	—	—	19
Inmovilizado en curso y anticipos	2	—	(2)	—
Total	21	—	—	21
Amortización acumulada				
Otras amortizaciones	(13)	(2)	—	(15)
Total	(13)	(2)	—	(15)
Total neto	8	(2)	—	6

Millones de euros				
Inmovilizado material	Saldo al 31/12/2008	Inversiones y Dotaciones	Trasposos	Saldo al 31/12/2009
Inmovilizado Material				
Otro inmovilizado material	18	1		19
Inmovilizado en curso y anticipos	1	1		2
Total	19	2	—	21
Amortización acumulada				
Otras amortizaciones	(12)	(1)		(13)
Total	(12)	(1)	—	(13)
Total neto	7	1	—	8

Existen compromisos de compra de inmovilizado por 1 y 3 millones de euros al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

La Sociedad tiene contratadas pólizas de seguros corporativas que cubren los daños propios que puedan sufrir los diversos elementos del inmovilizado material de la empresa con límites y coberturas adecuados a los tipos de riesgo. Asimismo, se cubren las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad.

El coste de los elementos del inmovilizado material, que están totalmente amortizados, asciende a 7 y 6 millones de euros al 31 de diciembre de 2010 y 2009 respectivamente.

7. Activos financieros a largo y corto plazo

La composición y movimiento de los activos financieros a largo plazo durante los ejercicios 2010 y 2009 es la siguiente:

Millones de euros					
Activos financieros a largo plazo	Saldo al 31/12/2009	Entradas o Dotaciones	Bajas o Reducciones	Trasposos y otros	Saldo al 31/12/2010
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	19.667	258	(444)	(6)	19.475
<i>Instrumentos de patrimonio</i>	19.071	(12)	(440)	(4)	18.615
Participaciones en empresas del grupo	19.119		(440)	(4)	18.675
Participaciones en empresas asociadas	4	—	(1)	—	3
Corrección de valor por deterioro	(52)	(12)	1	—	(63)
<i>Créditos a empresas</i>	590	270	—	—	860
<i>Derivados (Nota 13)</i>	6	—	(4)	(2)	—
Inversiones financieras a largo plazo	4.504	16	(20)	(4.366)	134
<i>Instrumentos de patrimonio</i>	43	5	—	—	48
Cartera de valores a largo plazo	43	5	—	—	48
Corrección de valor por deterioro	—	—	—	—	—
<i>Créditos a terceros</i>	4.365	—	(2)	(4.358)	5
Créditos a empresas	4.367	—	(2)	(4.349)	16
Corrección de valor por deterioro	(2)	—	—	(9)	(11)
<i>Derivados (Nota 13)</i>	12	6	(4)	(8)	6
<i>Otros activos financieros</i>	84	5	(14)	—	75
Total inmovilizado financiero a largo plazo	24.171	274	(464)	(4.372)	19.609

Millones de euros

Activos financieros a largo plazo	Saldo al 31/12/2008	Entradas o Dotaciones	Bajas o Reducciones	Trasposos y otros	Saldo al 31/12/2009
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	19.470	702	(539)	34	19.667
<i>Instrumentos de patrimonio</i>	19.148	427	(538)	34	19.071
Participaciones en empresas del grupo	19.221	446	(548)	—	19.119
Participaciones en empresas asociadas	—	4	—	—	4
Corrección de valor por deterioro	(73)	(23)	10	34	(52)
<i>Créditos a empresas</i>	320	270	—	—	590
<i>Derivados (Nota 13)</i>	2	5	(1)	—	6
Inversiones financieras a largo plazo	2.995	1.982	(400)	(73)	4.504
<i>Instrumentos de patrimonio</i>	51	42	(7)	(43)	43
Cartera de valores a largo plazo	51	42	(7)	(43)	43
Corrección de valor por deterioro	—	—	—	—	—
<i>Créditos a terceros</i>	2.835	1.912	(364)	(18)	4.365
Créditos a empresas	2.848	1.912	(375)	(18)	4.367
Corrección de valor por deterioro	(13)	—	11	—	(2)
<i>Derivados (Nota 13)</i>	19	28	(23)	(12)	12
<i>Otros activos financieros</i>	90	—	(6)	—	84
Total inmovilizado financiero a largo plazo	22.465	2.684	(939)	(39)	24.171

Los saldos de los activos financieros a corto plazo a 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

Millones de Euros

Activos financieros a corto plazo	Saldo al 31/12/2010	Saldo al 31/12/2009
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo	248	266
Créditos a empresas	138	243
Derivados (Nota 13)	28	23
Otros activos financieros	82	—
Inversiones financieras a corto plazo	6.387	325
Créditos a empresas	6.343	289
Derivados (Nota 13)	44	35
Otros activos financieros	—	1
Total	6.635	591

a) Inversiones financieras en empresas del grupo y asociadas

a.1. Instrumentos de patrimonio

El detalle de las inversiones en instrumentos de patrimonio en empresas del grupo y asociadas de la Sociedad a 31 de diciembre de 2010 y 2009, así como la información más significativa de cada una de ellas a dicha fecha, se detalla a continuación.

Los datos patrimoniales de las empresas en los ejercicios 2010 y 2009 corresponden a la información de las sociedades individuales.

Empresas del grupo: Ejercicio 2010

Sociedad-Domicilio	Actividad	% Particip. Directa	Millones de euros											
			Resultados ejercicio			Subvenciones donaciones y legados recibidos (1)			Valor en libros			Dividendos recibidos		
			Capital (1)	Reservas (1)	Dividendos a cuenta (1)	Explotación (1)	Neto (1)	Total fondos propios (1)	Ajustes por cambio de valor (1)	Total patrimonio neto (1)	Coste		Deterioro del ejercicio	Deterioro acumulado
Comercialización de todo tipo de productos energéticos	100%	15	15	(90)	655	491	431	—	—	431	34	—	—	265
Endesa Energía, S.A.-Madrid														
Generación de energía eléctrica	100%	1.945	1.792	(82)	—	918	4.573	59	17	4.649	3.891	—	—	567
Endesa Generación, S.A.-Sevilla														
Distribución de energía eléctrica	100%	715	729	(6)	18	792	2.230	—	—	2.230	1.440	—	—	6
Endesa Red, S.A.-Barcelona														
Gestión de financiación internacional	100%	16	4	—	—	3	23	—	—	23	18	—	—	3
Internacional Endesa, BV-Holanda														
Prestación de servicios	100%	90	39	—	19	12	141	—	—	141	143	—	—	33
Endesa Servicios, S.L.-Madrid														
Actividad internacional	100%	1.500	771	(100)	(19)	388	2.559	—	—	2.559	3.761	—	—	290
Endesa Latinoamérica, S.A.-Madrid														
Gestión de financiación filiales	100%	—	(81)	—	(5)	(5)	(86)	—	—	(86)	—	—	—	—
Sociedad de Cartera	100%	4.621	4.622	(28)	-1	142	9.357	—	—	9.357	9.242	—	—	130
Endesa Desarrollo, S.L.-Madrid														
Gestión de financiación filiales	100%	—	26	—	—	0	26	—	—	26	47	(1)	(21)	—
Bolonia Real Estate, S.L.-Madrid														
Operaciones de reaseguro	100%	12	—	—	—	—	12	—	—	12	12	—	—	—
Compostilla RE, S.A.-Luxemburgo														
Actividad Inmobiliaria	60%	—	69	—	(18)	(19)	50	—	—	50	72	(11)	(42)	—
Nueva Marina Real Estate, S.L.-Madrid														
Intermediación financiera	82.5%	—	14	—	1	(1)	13	—	—	13	14	—	—	—
Endesa Carbono, S.L.														
Resto del Grupo		—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	(5)	—	29
Total											18.675	(17)	(63)	1.323

(1) Datos auditados. Ninguna de estas sociedades cotiza en Bolsa. En el Ejercicio 2010 no existen resultados por operaciones interrumpidas.

Empresas del grupo: Ejercicio 2009

Sociedad-Domicilio	Actividad	% Particip. Directa	Resultados ejercicio					Valor en Libros			Dividendos recibidos				
			Capital (1)	Reservas (1)	Dividendos a cuenta (1)	Explotación (1)		Total fondos propios (1)	Subvenciones donaciones y legados recibidos (1)	Ajustes por cambio de valor (1)		Total patrimonio neto (1)	Coste del ejercicio	Deterioro acumulado	
						Neto (1)	Explotación (1)								Neto (1)
Comercialización de todo tipo de productos energéticos															
Endesa Energía, S.A.-Madrid	energéticos	100%	13	(1)	(230)	529	406	188	—	2	191	14	—	—	301
Endesa Generación, S.A.-Sevilla	Generación de energía eléctrica	100%	1.945	1.800	(1.040)	1.127	1.527	4.233	10	78	4.320	3.891	—	—	1.087
Endesa Red, S.A.-Barcelona	Distribución de energía eléctrica	100%	730	738	—	(3)	(24)	1.443	—	—	1.443	1.460	—	—	1
Internacional Endesa, BV-Holanda	Gestión de financiación internacional	100%	16	4	—	(1)	3	23	—	—	23	18	—	—	4
Endesa Servicios, S.L.-Madrid	Prestación de servicios	100%	90	38	—	56	38	166	—	—	166	143	7	—	3
Endesa Latinoamérica, S.A.-Madrid	Actividad internacional Grupo Endesa	100%	1.500	677	(179)	(25)	410	2.408	—	—	2.408	3.761	—	—	179
Endesa Desarrollo, S.L.-Madrid	Sociedad de Cartera	100%	—	(9)	—	(8)	(72)	(81)	—	—	(81)	—	—	—	—
Endesa Ireland, LTD-Madrid	Generación de energía eléctrica	100%	—	440	—	—	(29)	410	14	—	424	444	—	—	—
Endesa Financiación Filiales, S.A.-Madrid	Gestión de financiación filiales	100%	4.621	4.621	(226)	(1)	329	9.345	—	—	9.345	9.242	—	—	291
Bolonia Real Estate, S.L.-Madrid	Actividad Inmobiliaria	100%	—	44	—	(1)	(18)	26	—	—	26	47	(20)	(20)	—
Compostilla RE, S.A.-Luxemburgo	Operaciones de reaseguro	100%	12	—	—	—	—	12	—	—	12	12	—	—	—
Nueva Marina Real Estate, S.L. Madrid	Actividad Inmobiliaria	60%	—	69	—	—	1	70	—	—	70	72	(3)	(30)	—
Endesa Carbono, S.L.	Intermediación financiera	82.5%	—	14	—	(1)	—	14	—	—	14	14	—	—	—
Resto del Grupo			—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	3	—	3
Total											19.119	(13)	(50)	1.869	

(1) Datos auditados. Ninguna de estas sociedades cotiza en Bolsa. En el Ejercicio 2009 no existen resultados por operaciones interrumpidas.

Adicionalmente a 31 de diciembre de 2010 ENDESA posee el 100% de participación en ENDESA Capital, S.A., ENDESA Generación II, S.A., Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4, S.L., y Apamea 2000, S.L. A 31 de diciembre de 2009, además de las participaciones anteriores, poseía el 100% de Nubia 2000, S.L. El valor contable de estas sociedades es inferior a 1 millón de euros.

Empresas asociadas

A 31 de diciembre de 2010 ENDESA tiene las siguientes participaciones en empresas asociadas:

Empresa	%	Coste	Provisión
Ensafeca Holding Empresarial	32,43%	3	—
Proyecto Almería Mediterráneo	45,00%	—	—

A 31 de diciembre de 2009 también poseía el 51,02% de Decosol, con un coste de 2 millones de euros, que estaba provisionado.

Variaciones más significativas de los ejercicios 2010 y 2009

Ejercicio 2010

ENDESA Ireland, Limited

En octubre de 2010 ENDESA recibió de ENDESA Irlanda 440 millones de euros correspondientes a la devolución de la prima de emisión, minorando el coste de su participación por dicho importe. Por su parte ENDESA Generación suscribió una ampliación de capital de ENDESA Irlanda por 440 millones de euros. Tras estas operaciones ENDESA solo posee una acción de ENDESA Irlanda cuyo valor en libros es insignificante.

Escisión parcial de ENDESA Red S.A.U. (Ver anexo)

En diciembre de 2010 se produjo la escisión parcial de ENDESA Red, aportando a ENDESA Energía su participación en ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, valorada en 21 millones de euros. Como consecuencia de esta operación ENDESA Energía realizó un aumento de capital de 2 millones de euros con prima de emisión de 19 millones de euros y ENDESA Red redujo su capital en 15 millones de euros y sus reservas voluntarias en 6 millones de euros. Por su parte ENDESA disminuyó su participación en ENDESA Red en 21 millones de euros y aumentó su participación en ENDESA Energía en el mismo importe.

Esta operación está acogida al régimen especial del capítulo VIII del título VII del Real Decreto Legislativo 4/2004 (Véase Nota 14 y Anexo).

Desaladora de la Costa del Sol, S.A.

En julio de 2010, ENDESA se produjo la disolución de Decosol, por lo que se dio de baja la participación por 1 millones de euros. Esta operación no generó minusvalías, ya que la participación estaba provisionada.

Ejercicio 2009

Compostilla, Re. S.A.

En virtud del acuerdo de ampliación de capital de 22 de abril de 2009, ENDESA suscribió 1.000 nuevas acciones de 3.000 euros de valor nominal cada una, por 3 millones de euros, ascendiendo su participación del 100% en dicha compañía a 12 millones de euros.

ENDESA Ireland, Limited

El 8 de enero de 2009, ENDESA adquirió a ESB 1000 acciones de ENDESA Ireland, Limited por 443 millones de euros, alcanzando una participación del 100% en el capital de dicha sociedad. La sociedad poseía cuatro plantas generadoras, con una capacidad instalada de 1068 MW.

ENDESA Participadas, S.A.

El 22 de mayo de 2009, los Administradores Mancomunados de ENDESA Participadas, S.A.U., aprobaron la disolución sin liquidación de dicha sociedad, mediante la cesión global de activos y pasivos al Accionista Único, ENDESA. Dicho acuerdo fue inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 7 de octubre de 2009.

En consecuencia ENDESA dio de baja su valor neto contable en dicha empresa, valorada en 510 millones de euros, incorporando las participaciones de dicha empresa en Decosol (51,02%) que ascendía a 2 millones de euros y estaba totalmente provisionada, Ensafeca Holding Empresarial (32,43%) por 2 millones de euros y Euskaltel (10%) por 41 millones de euros. El resto de los activos incorporados correspondían fundamentalmente a la cuenta a cobrar a ENDESA Financiación Filiales, S.A., por 485 millones de euros.

Esta operación está acogida al régimen especial del capítulo VIII del título VII del Real Decreto Legislativo 4/2004.

a.2. Créditos a empresas del grupo y asociadas a largo y corto plazo

Ejercicio 2010

A 31 de diciembre de 2010 los créditos a largo plazo ascienden a 860 millones de euros, de los que 854 corresponden a una cuenta corriente en dólares con ENDESA Financiación Filiales, con vencimiento en el año 2013 y con un tipo medio de interés del 0,81%. Los créditos a corto plazo ascienden a 138 millones de euros, de los que 111 corresponden a cuotas a cobrar a ENEL Energy Europe, S.L., por el impuesto de Sociedades consolidado.

La cuota a cobrar por el Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2010 corresponde a una estimación y por lo tanto no devenga intereses ya que se liquidará en el ejercicio 2011 cuando se presente la declaración del impuesto sobre sociedades.

Ejercicio 2009

A 31 de diciembre de 2009 la Sociedad tenía una cuenta corriente en dólares a largo plazo con ENDESA Financiación Filiales, S.A., por 590 millones de euros, con vencimiento en el año 2013 y con un tipo medio de interés del 1,21%. Los créditos a

corto plazo ascienden a 243 millones de euros, de los que 231 corresponden a cuotas a cobrar a empresas del grupo por el impuesto de Sociedades consolidado.

Las cuotas a cobrar por el Impuesto sobre Sociedades no devengan intereses y se liquidan en el ejercicio siguiente.

b) Inversiones financieras a largo y corto plazo

b.1. Instrumentos de patrimonio en los ejercicios 2010 y 2009

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, el saldo de este epígrafe incluye fundamentalmente la participación en Euskatel, valorada en 46 y 41 millones de euros respectivamente.

La participación en Red Eléctrica de España, S.A a 31 de diciembre de 2008 era del 1%. En diciembre de 2009 se vendieron 148.844 acciones de dicha sociedad, generando una plusvalía bruta de 5 millones de euros, por lo que la participación de ENDESA a 31 de diciembre de 2009 se redujo al 0,89%, siendo traspasada al epígrafe «Activos no corrientes mantenidos para la venta» (véase nota 8).

b.2. Créditos a empresas a largo y corto plazo en los ejercicios 2010 y 2009

Del saldo de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009, 6.340 y 4.656 millones de euros respectivamente, corresponden a los importes aportados para financiar el déficit de ingresos de las actividades reguladas.

Déficit de las actividades reguladas

Los Reales Decretos Ley 6/2009, de 30 de abril, y 6/2010, de 9 de abril, establecieron que a partir del año 2013 las tarifas de acceso a la red que se fijen deberán ser suficientes para cubrir la totalidad de los costes del sistema eléctrico, de forma que no se generen nuevos déficit ex ante. Igualmente, para el período 2009-2012 el citado Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció un límite máximo de déficit para cada uno de los años, debiéndose fijar en estos años las tarifas de acceso en importe suficiente para que no se superen estos límites.

Se establece igualmente que, en el supuesto de que existían desajustes temporales en las liquidaciones de actividades reguladas, éstos deberán ser financiados en un determinado porcentaje por las sociedades que se señalan en la citada norma (correspondiendo a ENDESA el 44,16%), teniendo dichas sociedades el derecho de recuperar los importes financiados en las liquidaciones de actividades reguladas del ejercicio en el que se reconozcan.

A su vez los mencionados Reales Decretos Ley regularon el proceso de titulización de los derechos de cobro acumulados por las empresas eléctricas por la financiación de dicho déficit, incluyendo las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular del período 2001-2008 pendientes de recuperar.

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, ha desarrollado la regulación del proceso de titulización del déficit del Sistema Eléctrico. De acuerdo con ello, el 7 de julio de 2010 ENDESA comunicó al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico su compromiso irrevocable de cesión de sus derechos de cobro sobre la totalidad del déficit de ingresos de las actividades reguladas, debiendo producirse la titulización

de los mismos en el periodo máximo de un año desde la mencionada comunicación, siempre que no se produzcan supuestos excepcionales en los mercados. La concurrencia de dichos supuestos deberá ser declarada en su caso, en resolución motivada de la Comisión Interministerial. Transcurrido un año desde la comunicación, los titulares iniciales podrían resolver el compromiso de cesión de los derechos de cobro que no hubiesen sido titulizados por el Fondo (véase Nota 21).

El Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, contiene una serie de medidas destinadas a reducir los costes regulados del sistema eléctrico y eliminar el déficit de tarifa a partir del año 2013 tal y como ya preveía el Real Decreto Ley 6/2009. La nueva normativa adapta la senda de eliminación del déficit, modificando los límites máximos anuales de déficit estableciéndolos en 5.500, 3.000, y 1.500 millones de euros, para los ejercicios 2010, 2011 y 2012, respectivamente, incrementando a su vez las cantidades avaladas por el Estado para la titulización del déficit.

El importe pendiente de recuperar a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas de los años mencionados asciende a 6.340 y 4.656 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe «Inversiones financieras: Créditos a empresas» de los balances de situación adjuntos, los 6.340 millones de euros del año 2010 están clasificados a corto plazo en el Balance de Situación a 31 de diciembre de 2010, debido a que se prevé que se recuperen a lo largo del año 2011 de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente. A 31 de diciembre de 2009 4.355 millones de euros figuraban a largo plazo y 301 millones de euros a corto plazo.

El valor de mercado de estos activos no difiere sustancialmente del valor contabilizado. Estos activos devengan intereses a tipos de mercado.

b.3. Otros activos financieros a largo plazo

El saldo al 31 de diciembre de 2010 y 2009 de este epígrafe incluye 75 y 84 millones de euros respectivamente correspondientes al depósito constituido para asegurar el pago de los servicios futuros de los trabajadores acogidos al plan de prestación definida del plan de pensiones de empleo de ENDESA.

c) Clasificación de los activos financieros por naturaleza y categorías

El desglose de estos epígrafes del Balance de Situación por naturaleza y categoría, excluyendo las inversiones en el patrimonio de empresas del Grupo y asociadas, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Millones de euros

31/12/10

Activos Financieros: Naturaleza/Categoría	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a VR con cambios en P y G	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de patrimonio	—	—	48	—	—	—	48
Créditos a empresas	—	—	—	865	—	—	865
Derivados (Nota 13)	5	—	—	—	—	1	6
Otros activos financieros	—	—	—	75	—	—	75
Largo plazo/ no corrientes	5	—	48	940	—	1	994
Créditos a empresas	—	—	—	6.481	—	—	6.481
Derivados (Nota 13)	72	—	—	—	—	—	72
Otros activos financieros	—	—	—	82	—	—	82
Corto plazo/no corrientes	72	—	—	6.563	—	—	6.635
Total	77	—	48	7.503	—	1	7.629

Millones de euros

31/12/09

Activos financieros: Naturaleza/Categoría	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a VR con cambios en P y G	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de patrimonio	—	—	43	—	—	—	43
Créditos a empresas	—	—	—	4.955	—	—	4.955
Derivados (Nota 13)	17	—	—	—	—	1	18
Otros activos financieros	—	—	—	84	—	—	84
Largo plazo/ no corrientes	17	—	43	5.039	—	1	5.100
Créditos a empresas	—	—	—	532	—	—	532
Derivados (Nota 13)	57	—	—	—	—	1	58
Otros activos financieros	—	—	—	1	—	—	1
Corto plazo/no corrientes	57	—	—	533	—	1	591
Total	74	—	43	5.572	—	2	5.691

Los activos financieros mantenidos para negociar, activos financieros disponibles para la venta y los derivados de coberturas, están valorados a valor razonable.

d) Activos financieros a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias

La variación del valor razonable incorporado en este tipo de activos financieros durante los ejercicios 2010 y 2009 y la acumulada hasta la fecha ha sido la siguiente:

Ejercicio 2010	Millones de Euros		
	Valor razonable 31/12/2009	Variación del valor razonable en el ejercicio 2010	Valor razonable 31/12/2010
Activos financieros a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias			
<i>A largo plazo</i>			
Activos financieros mantenidos para negociar	17	(12)	5
<i>A corto plazo</i>			
Activos financieros mantenidos para negociar	57	15	72

Ejercicio 2009	Millones de Euros		
	Valor razonable 31/12/2008	Variación del valor razonable en el ejercicio 2009	Valor razonable 31/12/2009
Activos financieros a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias			
<i>A largo plazo:</i>			
Activos financieros mantenidos para negociar	20	(3)	17
<i>A corto plazo:</i>			
Activos financieros mantenidos para negociar	53	4	57

Los activos financieros mantenidos para negociar son derivados financieros no designados contablemente de cobertura.

e) Imputaciones a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias y a Patrimonio Neto

A continuación se muestran los movimientos en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, así como los imputados directamente en el Patrimonio Neto originados por los activos financieros agrupados por las distintas categorías existentes:

Categorías	Millones de euros			
	Ejercicio 2010		Ejercicio 2009	
	P y G	Patrimonio	P y G	Patrimonio
Activos financieros mantenidos para negociar	79	—	86	—
Activos financieros disponibles para la venta	42	(42)	8	(3)
Préstamos y partidas a cobrar	56	—	232	—
Derivados de cobertura	2	4	1	(59)
Inversiones en el patrimonio de empresas del grupo, multigrupo y asociadas	1.323	—	1.869	—
Total	1.502	(38)	2.196	(62)

f) Compromisos de inversiones financieras

A 31 de diciembre de 2010 y de 2009 ENDESA no tenía compromisos significativos sobre nuevas inversiones financieras.

8. Activos no corrientes mantenidos para la venta

Red Eléctrica de España, S.A.

Al 31 de diciembre de 2009 ENDESA traspasó la participación del 0,89% que poseía en Red Eléctrica de España, S.A., valorada en 46 millones de euros al epígrafe de «Activos no corrientes mantenidos para la venta», al haber iniciado gestiones activas para la venta de estas acciones.

El saldo positivo por la valoración a precio de mercado de esta participación registrado en el epígrafe «Ajustes por cambio de valor» del Patrimonio Neto del Balance de Situación ascendía a 34 millones de euros al 31 de diciembre de 2009.

En Enero y Febrero de 2010 se vendió esta participación registrando en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias un beneficio de 42 millones de euros.

9. Fondos propios

La composición y el movimiento del Patrimonio Neto se presentan en el Estado de Cambios en el Patrimonio Neto.

a) Capital Social

El capital social de ENDESA a 31 de diciembre de 2010 asciende a 1.270.502.540,40 euros y está representado por 1.058.752.117 acciones al portador de 1,20 euros de valor nominal, totalmente suscritas y desembolsadas.

Todas las acciones gozan de los mismos derechos económicos y políticos.

b) Prima de emisión

El artículo 303 de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para la ampliación de capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

c) Reservas

El detalle de las reservas de ENDESA a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	31/12/10	31/12/09
Reservas		
Reserva legal	285	285
Reservas de revalorización	1.714	1.714
Factor agotamiento minero	40	40
Reserva por capital amortizado	102	102
Reserva por redenominación del capital en euros	2	2
Reserva por pérdidas y ganancias actuariales y otros ajustes	(19)	(8)
Reserva para inversiones en Canarias	24	24
Previsión libertad amortización R.D.L. 2/85	1	1
Reserva de fusión	2.050	2.049
Otras reservas de libre disposición	1.058	1.017
Total	5.257	5.226

c.1. Reserva legal

De acuerdo con el artículo 274 de la Ley de Sociedades de Capital se destinará una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance, al menos, el 20% del capital social.

La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda del 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para ese fin.

Al 31 de diciembre de 2010, ENDESA tiene cubierto un porcentaje superior al 20% exigido por la Ley.

c.2. Reservas de revalorización

El inmovilizado material a 31 de diciembre de 1996 fue actualizado acogiéndose al Real Decreto Ley 7/1996, poniéndose de manifiesto unas plusvalías de 1.776 millones de euros. Una vez deducido el gravamen del 3%, el saldo neto de 1.722 millones de euros se abonó a la cuenta «Reserva de revalorización Real Decreto Ley 7/1996 de 7 de junio».

Este saldo podrá destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar resultados contables negativos, tanto los acumulados de ejercicios anteriores como los del propio ejercicio, o los que puedan producirse en el futuro, a ampliar el capital social o a reservas de libre disposición, en este último caso siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto Ley 7/1996, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

Hasta el 31 de diciembre de 2010, de acuerdo con el Real Decreto Ley 7/1996, se han aplicado 5 millones de euros, correspondientes a pérdidas por venta de elementos de inmovilizado actualizados producidas antes de la inspección fiscal de la actualización de balances. Asimismo, como consecuencia de dicha inspección fiscal, en 1999 la reserva de actualización se minoró en 3 millones de euros.

Los activos objeto de estas actualizaciones fueron aportados el 1 de enero de 2000 a las empresas correspondientes como consecuencia del proceso de reordenación societaria llevada a cabo por el Grupo ENDESA.

c.3. Factor de agotamiento minero

Esta reserva está sujeta al Real Decreto Legislativo 4/2004 por el que se aprueba el Texto Refundido del Impuesto sobre Sociedades. Su utilización en forma distinta a la prevista por las normas que la regulan, implicaría su tributación por dicho impuesto.

El saldo al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es de 40 millones de euros, de los que 27 millones son de libre disposición en ambas fechas.

c.4. Reserva por capital amortizado

La reserva por capital amortizado ha sido dotada de conformidad con el artículo 335 de la Ley de Sociedades de Capital, que establece que, cuando la reducción se realice con cargo a beneficios o a reservas libres o por vía de amortización de acciones adquiridas por la Sociedad a título gratuito, el importe del valor nominal de las acciones amortizadas o el de la disminución del valor nominal de las acciones deberá destinarse a una reserva de la que sólo será posible disponer con los mismos requisitos que los exigidos para la reducción del capital social.

c.5. Reserva por redenominación del capital en euros

Esta reserva es indisponible.

c.6. Reserva por pérdidas y ganancias actuariales y otros ajustes

Los importes reconocidos en esta reserva se derivan de las pérdidas y ganancias actuariales reconocidas en patrimonio.

c.7. Reserva para inversiones en Canarias

La Reserva para inversiones en Canarias está sujeta al régimen establecido en el artículo 27 de la Ley 19/1994, de 6 de julio, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias modificada por el Real Decreto Ley 12/2006, de 29 de diciembre. El saldo de esta reserva, que asciende a 24 millones de euros al 31 de diciembre de 2010 y 2009, procede en su totalidad de la fusión realizada por ENDESA con Unión Eléctrica de Canarias, S.A., en 1998, y es de libre disposición desde el 1 de enero de 2009.

c.8. Reservas voluntarias

Las reservas voluntarias son de libre disposición. En el ejercicio 2010 se han aplicado contra este epígrafe 41 millones de euros por impuestos diferidos de la cartera de participaciones en empresas del grupo. (Véase Notas 2 c y 4 j).

d) Otra información

Determinados miembros de la Alta Dirección de ENDESA que proceden de ENEL son beneficiarios de algunos de los planes de remuneración de ENEL basados en el precio de la acción de ENEL. El coste de estos planes es asumido por ENEL sin realizar ninguna repercusión a ENDESA. Las principales características de estos planes en lo que afecta a miembros de la Alta Dirección de ENDESA son las siguientes:

Plan de opciones sobre acciones de 2008

El número básico de opciones otorgadas a cada beneficiario se determinó en función de su retribución bruta anual, de la importancia estratégica de su cargo, y de la cotización de las acciones de ENEL al inicio del período cubierto por el Plan (2 de enero de 2008).

El Plan establece dos objetivos operativos, beneficio por acción y rendimiento del capital invertido, ambos calculados sobre una base consolidada y para el período 2008-2010 determinado en función de los importes señalados en los presupuestos de dichos ejercicios.

En función del grado de cumplimiento de ambos objetivos, el número de opciones ejercitable por cada beneficiario se determina en función de una escala de resultados establecida por el Consejo de Administración de ENEL, que podrá variar, en sentido ascendente o descendente, en un porcentaje del 0% al 120%.

Una vez verificado el cumplimiento de los objetivos corporativos, las opciones pueden ejercitarse a partir del tercer ejercicio siguiente al de otorgamiento, y hasta el sexto ejercicio a partir del otorgamiento.

El cuadro que figura a continuación resume la evolución del Plan:

Número de Opciones	Plan 2008
Opciones otorgadas a 31 de Diciembre de 2008	567.182
Opciones ejercitadas a 31 de Diciembre de 2008	
Opciones vencidas a 31 de Diciembre de 2008	
Opciones pendientes al 31 de Diciembre de 2008	
Opciones vencidas en 2009	
Opciones pendientes a 31 de Diciembre de 2009	567.182
Opciones vencidas en 2010	
Opciones pendientes a 31 de Diciembre de 2010	567.182
Valor razonable a la fecha de otorgamiento (Euro)	0,165
Volatilidad	21%
Vencimiento de las opciones	Diciembre de 2014

Plan de participaciones restringidas de 2008

Este Plan está dirigido a la Dirección del Grupo ENEL y sus beneficiarios se dividen en tramos, de manera que el número básico de participaciones otorgadas a cada beneficiario se determinó en función de la retribución bruta anual del tramo, y de la cotización de las acciones de ENEL al inicio del período cubierto por el Plan (2 de enero de 2008). El derecho al ejercicio de las participaciones está sujeto a la condición de que los Directivos afectados mantengan su condición de empleados del Grupo, con algunas excepciones.

El Plan establece un objetivo operativo, de condición suspensiva, representado por:

- i) Para el primer 50% de participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2009, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.
- ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2010, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.

Si se alcanza el objetivo mínimo descrito anteriormente, el número de participaciones efectivamente ejercitable por cada beneficiario se determina como sigue:

- iii) Para el primer 50% del número básico de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2009 entre los resultados de las acciones ordinarias de ENEL en la bolsa de valores italiana y los de un determinado índice de referencia.
- iv) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010 entre los resultados de las acciones ordinarias de ENEL en la bolsa de valores italiana y los del índice de referencia.

El número de participaciones ejercitables podrá variar con respecto al número de participaciones otorgadas en un porcentaje comprendido entre el 0% y el 120%, sobre la base de una escala específica de resultados.

En el caso de no alcanzar el objetivo mínimo en el primer bienio, podrá recuperarse el primer tramo del 50% si dicho objetivo se alcanzase a lo largo del trienio. Igualmente, existe la posibilidad de ampliar la validez del nivel de resultados registrado en el período 2008-2010 al período 2008-2009.

En función del grado de cumplimiento de ambos objetivos, del número de participaciones otorgadas, el 50% podrá ejercitarse a partir del segundo ejercicio siguiente al de otorgamiento, y el 50% restante a partir del tercero, con el límite del sexto.

El cuadro que figura a continuación resume la evolución del Plan:

Número de Participaciones Restringidas	Participaciones Restringidas 2008
RSU pendientes a 31 de Diciembre de 2008	60.659
RSU vencidas en 2009	—
RSU pendientes a 31 de Diciembre de 2009, de las cuales, ejercitables a 31 de diciembre de 2009	60.659
RSU vencidas en 2010	—
RSU ejercitadas en 2010	16.880
RSU pendientes a 31 de Diciembre de 2010, de las cuales, ejercitables a 31 de diciembre de 2010	43.779
Valor Razonable a la Fecha de Otorgamiento (Euro)	3,16
Valor Razonable a 31 de Diciembre de 2010 (Euro)	4,47
Vencimiento de las Participaciones Restringidas	Diciembre de 2014

RSU: Participaciones Restringidas.

10. PROVISIONES Y CONTINGENCIAS

El detalle de las provisiones a largo y corto plazo del pasivo del balance para los ejercicios 2010 y 2009, así como los principales movimientos registrados en las mismas, son los siguientes:

Millones de euros

	Saldo a 31/12/2009	Dotaciones en resultados	Efecto financiero	Aplicaciones	Pagos	Trasposos	Otros ajustes	Saldo a 31/12/2010
Provisiones a largo plazo								
Obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal	26	2	4	(2)	(2)	—	16	44
Pensiones	1	1	2	(2)	(1)	—	14	15
Otras prestaciones a los empleados	25	1	2	—	(1)	—	2	29
Provisiones para reestructuraciones	115	59	3	—	—	(16)	—	161
Expedientes de regulación de empleo	37	(10)	1	—	—	(1)	—	27
Plan voluntario de salidas	78	69	2	—	—	(15)	—	134
Provisiones para otras responsabilidades	67	86	—	(19)	—	5	—	139
Total a largo plazo	208	147	7	(21)	(2)	(11)	16	344
Provisiones a corto plazo								
Provisiones para reestructuraciones	29	—	—	—	(16)	16	—	29
Expedientes de regulación de empleo	12	—	—	—	(3)	1	—	10
Plan voluntario de salidas	17	—	—	—	(13)	15	—	19
Provisiones para otras responsabilidades	—	—	—	—	—	—	—	—
Total a corto plazo	29	—	—	—	(16)	16	—	29

Millones de euros

	Saldo a 31/12/2008	Dotaciones en resultados	Efecto financiero	Aplicaciones	Pagos	Trasposos	Otros ajustes	Saldo a 31/12/2009
Provisiones a largo plazo								
Obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal	14	3	1	(1)	2	—	7	26
Pensiones	—	1	1	(1)	(1)	—	1	1
Otras prestaciones a los empleados	14	2	—	—	3	—	6	25
Provisiones para reestructuraciones	91	20	18	—	—	(16)	2	115
Expedientes de regulación de empleo	37	(17)	6	—	—	10	1	37
Plan voluntario de salidas	54	37	12	—	—	(26)	1	78
Provisiones para otras responsabilidades	199	16	—	(48)	—	(117)	17	67
Total a largo plazo	304	39	19	(49)	2	(133)	26	208
Provisiones a corto plazo								
Provisiones para reestructuraciones	40	—	—	—	(28)	16	1	29
Expedientes de regulación de empleo	26	—	—	—	(4)	(10)	—	12
Plan voluntario de salidas	14	—	—	—	(24)	26	1	17
Provisiones para otras responsabilidades	—	—	—	(17)	(100)	117	—	—
Total a corto plazo	40	—	—	(17)	(128)	133	1	29

a) Provisiones para pensiones

Los trabajadores de la Sociedad son partícipes del Plan de Pensiones de los Empleados del Grupo ENDESA, existiendo básicamente tres colectivos con distintos tipos de prestaciones:

- El personal incorporado a la Sociedad a partir del año 1997 pertenece a un plan en régimen de aportación definida para la contingencia de jubilación, y de prestación definida para las contingencias de invalidez y fallecimiento en activo, para cuya cobertura el Plan tiene contratadas las oportunas pólizas de seguros.
- Trabajadores de Ordenanza Eléctrica de la antigua ENDESA, cuyo plan de pensiones es de prestación definida de jubilación, invalidez y fallecimiento tanto en el período activo como pasivo. El carácter predeterminado de la prestación de jubilación y su aseguramiento íntegro eliminan cualquier riesgo respecto de la misma. Las restantes prestaciones están también garantizadas mediante contratos de seguros. Así, salvo en lo concerniente a la prestación de fallecimiento de jubilados, el seguimiento de este sistema no es muy diferente del que precisan los planes mixtos descritos en el párrafo anterior.
- Trabajadores del ámbito Fecsa/Enher/HidroEmpordá: Plan de pensiones de prestación definida con crecimiento salarial acotado con el IPC. En este caso su tratamiento corresponde estrictamente al de un sistema de prestación definida. Los compromisos con este colectivo no son significativos.

Los trabajadores pertenecientes al régimen de prestación definida corresponden a un colectivo de número acotado ya que no puede haber nuevas incorporaciones.

Debido a la reorganización societaria llevada a cabo en las empresas del Grupo ENDESA, las nuevas sociedades han asumido todos los compromisos con el personal que tenían las empresas origen. Como consecuencia de la constitución del Plan de Pensiones de los empleados del Grupo ENDESA, con efectos desde 1 de enero de 2005, se ha traspasado el compromiso por pensiones a las empresas en las que está empleado el trabajador.

Las contribuciones al plan de pensiones se reconocen en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias del ejercicio.

Los importes reconocidos en el Balance de Situación en relación con los planes de prestación definida son como sigue:

	<i>Millones de euros</i>	
	31/12/10	31/12/09
Valor actual de obligaciones por prestaciones definidas	(59)	(47)
Activos	(39)	(28)
Pasivos	(6)	(10)
Prejubilados	(14)	(9)
Valor razonable de los activos afectos al plan	44	46
Total neto	(15)	(1)

El movimiento de las obligaciones por planes de prestación definida es el siguiente:

Obligaciones por planes de prestación definida

	<i>Millones de euros</i>	
	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Pasivo Actuarial Inicial 01/01/2010	(47)	(27)
Coste Financiero	(2)	(1)
Coste corriente del periodo	(1)	(1)
Beneficios pagados en el periodo	3	1
Cesión global de activos y pasivos	—	(7)
Pérdidas y ganancias actuariales	(12)	(12)
Pasivo Actuarial Final 31/12/2010	(59)	(47)

El movimiento de valor razonable de los activos afectos a planes de prestación definida es el siguiente:

Activos afectos a planes de prestación definida

	<i>Millones de euros</i>	
	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Valor de Mercado Inicial 01/01/2010	46	28
Beneficio Estimado	2	1
Aportación de la empresa	1	2
Pagos	(3)	(1)
Pérdidas y ganancias actuariales	(2)	10
Otros Movimientos	—	6
Valor de Mercado Final 31/12/2010	44	46
Saldo provisión/activo inicial	(1)	1
Saldo provisión/activo final	(15)	-1

Los activos afectos a los planes de prestación definida incluyen los siguientes activos:

Activos afectos a planes de prestación definida

	Porcentaje	
	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Acciones	28	29
Activos de renta fija	67	67
Otros (Tesorería)	5	4
Total	100	100

Las hipótesis actuariales más significativas que han considerado en sus cálculos han sido las siguientes:

	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Tipo de interés técnico	3,37%	3,53%
Tablas de mortalidad	PERMF2000	GRM/F 95
Tasa anual de revisión de pensiones	2,3%	2,3%
Tasa anual de crecimiento de los salarios	2,3%	2,3%
Edad de jubilación	65	65

El método de cálculo es el de unidad de crédito.

Con los importes registrados en los Balances de Situación a 31 de Diciembre de 2010 y 2009, la Sociedad tiene cubiertas las obligaciones derivadas de los compromisos anteriormente expuestos.

b) Planes de reestructuración de plantilla

La Sociedad tiene dotadas provisiones para los diversos planes de reducción de la plantilla que afectan a sus empleados en activo o prejubilados. Dichos planes garantizan el mantenimiento de una percepción durante el período de la prejubilación, y en algunos casos una pensión vitalicia una vez alcanzada la jubilación anticipada, por las mermas de la pensión pública.

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 existen dos tipos de planes vigentes:

1. Expedientes de regulación de empleo aprobados en las antiguas empresas con anterioridad al proceso de reordenación societaria de 1999. Para estos expedientes de regulación de empleo ha finalizado el plazo para que los empleados puedan acogerse, por lo que la obligación corresponde básicamente a empleados que ya han causado baja en la compañía.
2. Plan voluntario de salidas aprobado en 2000. El plan afecta a trabajadores con 10 o más años de antigüedad en el conjunto de las empresas afectadas a 31 de diciembre de 2005. Los trabajadores mayores de 50 años, a 31 de diciembre de 2005, tienen

derecho a acogerse a un plan de prejubilación a los 60 años, pudiendo acogerse al mismo desde la fecha en la que cumplen los 50 años hasta los 60 años con el mutuo acuerdo del trabajador y la empresa. La aplicación del Plan para los trabajadores menores de 50 años a 31 de diciembre de 2005, requiere solicitud escrita del trabajador y aceptación de la empresa.

El colectivo total considerado en la valoración de los dos planes mencionados anteriormente para los ejercicios 2010 y 2009 es de 245 personas, de las cuales 155 en 2010 y 168 en 2009 aún no habían causado baja en la empresa.

Las condiciones económicas aplicables a los trabajadores que se acojan a dichos planes son básicamente, las siguientes:

- Para el personal acogido a la prejubilación la empresa garantiza al empleado, desde el momento de la extinción de su contrato y hasta la primera fecha de jubilación posible posterior a la finalización de las prestaciones contributivas por desempleo y, como máximo, hasta el momento en el que el afectado que cumpliendo la edad de jubilación cause el derecho, una indemnización en función de su última retribución anual, revisable en función del IPC. De las cuantías resultantes se deducirán las prestaciones y subsidios derivados de la situación de desempleo, así como cualesquiera otras ayudas oficiales a la prejubilación que se perciban con anterioridad a la situación de jubilado.
- A los trabajadores menores de 50 años afectados por el Plan voluntario del año 2000 les corresponde una indemnización de 45 días de salario por año de servicio, más una cantidad adicional de 1 ó 2 anualidades en función de su edad a 31 de diciembre de 2005.

La Sociedad registra la totalidad del gasto correspondiente a estos planes en el momento en que surge la obligación, bien porque el trabajador tiene derecho unilateral a acogerse al mismo o porque exista un acuerdo con los trabajadores de forma individual o colectiva o una expectativa cierta de que se alcanzará dicho acuerdo para causar baja en la Sociedad. La obligación se determina mediante el correspondiente estudio actuarial que se revisa anualmente. Las pérdidas o ganancias surgidas por cambios en las hipótesis, principalmente el tipo de descuento, se reconocen en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias del ejercicio.

La dotación realizada contra la Cuenta de Pérdidas y Ganancias del ejercicio 2010 corresponde fundamentalmente a aumento de la provisión necesaria para cubrir el coste del plan que ha puesto en marcha la Sociedad en este ejercicio para adelantar la fecha de salida del personal afectado por este expediente de regulación de empleo.

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las obligaciones por estos expedientes de regulación de empleo son las siguientes:

Hipótesis Actuariales	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Tablas de mortalidad	PERM/F 2000	GRM/F 95
Tipo de interés técnico	2,49%	3,53%
IPC futuro	2,30%	2,3%

c) Otras provisiones

El epígrafe de otras provisiones cubre responsabilidades diversas, derivadas de reclamaciones de terceros, litigios y otras contingencias.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales los principales litigios o arbitrajes en los que se halla incurso la Sociedad son los siguientes:

1. El 8 de mayo de 2008 se dictó sentencia en el recurso de casación interpuesto por ENDESA ante el Tribunal Supremo contra sentencia de la Audiencia Nacional por la que se anuló la Orden de 29 de octubre de 2002, reguladora de los Costes de Transición a la Competencia (en adelante, «CTC») correspondientes al año 2001, dictada en recurso contencioso-administrativo 825/2002 interpuesto por Iberdrola. El Tribunal Supremo desestimó la pretensión de ENDESA de que se casase la sentencia de la Audiencia Nacional. Se estima que su ejecución no tendrá un efecto económico significativo para la Sociedad.
2. El 30 de julio de 2007 Iberdrola reclamó de ENDESA ante el Juzgado de lo Mercantil nº 3 supuestos daños sufridos como consecuencia de la suspensión de la OPA de Gas Natural sobre ENDESA y del acuerdo entre Gas Natural e Iberdrola para repartirse los activos de ENDESA acordada por dicho juzgado. El importe de los daños cuya indemnización se reclama es de 144 millones de euros, correspondientes prácticamente en su totalidad a supuestos daños morales por haberse perjudicado la reputación, buen nombre y prestigio de Iberdrola como consecuencia de la adopción de las medidas cautelares.
3. El 24 de junio de 2009, la Dirección de Investigación (integrada dentro del Ministerio de Economía) denunció ante la Comisión Nacional de Competencia (en adelante, «CNC») a varias empresas de distribución eléctrica (ENDESA, Iberdrola, Hidrocantábrico, Unión Fenosa y E.On) por una supuesta violación del artículo 1, de la Ley 15 / 2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia y 81 del Tratado CE, consistente en la existencia de acuerdos colusorios que, siempre según la autoridad de competencia, habrían sido suscritos para impedir, restringir o falsear la competencia en el mercado nacional de suministro de electricidad. El expediente sancionador incoado por la CNC tiene como objeto analizar la existencia de posibles acuerdos ilegales entre las empresas de distribución consistentes en haber retrasado el proceso de cambio de comercializador. La Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (en adelante, «ACIE») presentó escrito de alegaciones, contra las cuales presentó ENDESA las suyas el 26 de noviembre de 2009. Hasta la fecha, no hay propuesta concreta en el procedimiento de lo que podría ser la sanción definitiva, si bien el expediente ha sido recientemente ampliado tanto en los sujetos (incluyéndose también a la patronal eléctrica Asociación Española de Industria Eléctrica Unesa) como en las imputaciones (incluyéndose posibles pactos colusorios para captar grandes clientes). La Dirección de Investigación ha presentado propuesta de resolución y ENDESA ha presentado sus alegaciones en fecha el pasado 13 de agosto de 2010. Tras el traslado preceptivo efectuado a la Comisión Europea, en la actualidad está pendiente de resolución por el Consejo de la CNC.

Los Administradores de la Sociedad no esperan que como consecuencia del desenlace de los mencionados litigios y arbitrajes puedan surgir pasivos significativos adicionales a los ya registrados en los Balances de Situación adjuntos.

11. Pasivos financieros a largo y corto plazo

El movimiento de los pasivos financieros a largo plazo durante los ejercicios 2010 y 2009 es el siguiente:

Pasivos financieros a largo plazo

	<i>Millones de euros</i>					
	Saldo al 31/12/2009	Disposiciones	Amortizaciones	Trasposos a corto plazo	Otros	Saldo al 31/12/2010
Deudas a largo plazo	6.054	656	(737)	(2.238)	17	3.752
Deudas con entidades de crédito	5.889	650	(700)	(2.225)	17	3.631
Derivados (Nota 13)	160	6	(37)	(13)	—	116
Otros pasivos financieros	5	—	—	—	—	5
Deudas con empresas del Grupo y asociadas a largo plazo	4.560	3.666	(1)	(7)	—	8.218
Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo	4.552	3.664	—	—	—	8.216
Derivados (Nota 13)	8	2	(1)	(7)	—	2
Total deudas a largo plazo	10.614	4.322	(738)	(2.245)	17	11.970

Pasivos financieros a largo plazo

	<i>Millones de euros</i>					
	Saldo al 31/12/2008	Disposiciones	Amortizaciones	Trasposos a corto plazo	Otros	Saldo al 31/12/2009
Deudas a largo plazo	3.424	2.937	(40)	(256)	(11)	6.054
Deudas con entidades de crédito	3.359	2.798	(8)	(249)	(11)	5.889
Derivados (Nota 13)	59	139	(31)	(7)	—	160
Otros pasivos financieros	6	—	(1)	—	—	5
Deudas con empresas del Grupo y asociadas a largo plazo	2.496	2.057	—	—	7	4.560
Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo	2.496	2.049	—	—	7	4.552
Derivados (Nota 13)	—	8	—	—	—	8
Total deudas a largo plazo	5.920	4.994	(40)	(256)	(4)	10.614

Los saldos de los pasivos financieros a corto plazo a 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

	<i>Millones de Euros</i>	
	Saldo al 31/12/2010	Saldo al 31/12/2009
Deudas a corto plazo	326	379
Obligaciones y otros valores negociables	—	—
Deudas con entidades de crédito	242	273
Derivados (Nota 13)	34	34
Otros pasivos financieros	50	72
Deudas con empresas del Grupo y asociadas a corto plazo	2.647	2.483
Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo	2.605	2.460
Derivados (Nota 13)	42	23
Total deudas a corto plazo	2.973	2.862

En febrero de 2009 venció la emisión de obligaciones emitida en febrero de 1999 por importe de 500 millones de euros.

a) Clasificación de los pasivos financieros por categorías

La clasificación de los pasivos financieros por categorías y clases, así como la comparación del valor razonable y el valor contable es como sigue:

Pasivos Financieros: Naturaleza/Categoría	Millones de euros				
	31/12/10				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Otros pasivos financieros a VR con cambios en P y G (1)	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	—	22	3.609	—	3.631
Derivados (Nota 13)	16	—	—	102	118
Otros pasivos financieros	—	—	8.221	—	8.221
Deudas a largo plazo/ Pasivos financieros no corrientes	16	22	11.830	102	11.970
Deudas con entidades de crédito	—	—	242	—	242
Derivados (Nota 13)	73	—	—	3	76
Otros pasivos financieros	—	—	2.655	—	2.655
Deudas a corto plazo/ Pasivos financieros corrientes	73	—	2.897	3	2.973
Total	89	22	14.727	105	14.943
Valor razonable	89	22	14.741	105	14.957

(1) Corresponde en su totalidad a pasivos financieros que, desde el inicio de la operación, son subyacente de una cobertura de valor razonable.

Pasivos Financieros: Naturaleza/Categoría	Millones de euros				
	31/12/10				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Otros pasivos financieros a VR con cambios en P y G (1)	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	—	21	5.868	—	5.889
Derivados (Nota 13)	30	—	—	138	168
Otros pasivos financieros	—	—	4.557	—	4.557
Deudas a largo plazo/ Pasivos financieros no corrientes	30	21	10.425	138	10.614
Deudas con entidades de crédito	—	41	232	—	273
Derivados (Nota 13)	56	—	—	1	57
Otros pasivos financieros	—	—	2.532	—	2.532
Deudas a corto plazo/ Pasivos financieros corrientes	56	41	2.764	1	2.862
Total	86	62	13.189	139	13.476
Valor razonable	86	62	13.265	139	13.552

(1) Corresponde en su totalidad a pasivos financieros que, desde el inicio de la operación, son subyacente de una cobertura de valor razonable.

Los pasivos financieros mantenidos para negociar, pasivos financieros a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias, y los derivados de cobertura, están valorados a valor razonable.

b) Clasificación por vencimientos

El desglose por vencimientos de los pasivos financieros es el siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>						
	Saldo a 31/12/2010	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes ejercicios
Deudas con entidades de crédito	3.873	242	1.996	332	182	182	939
Derivados	150	34	58	56	—	—	2
Otros pasivos financieros	55	50	—	—	—	—	5
Deudas con empresas del grupo y asociadas	10.821	2.605	—	—	—	22	8.194
Derivados con empresas del grupo y asociadas	44	42	1	1	—	—	—

	<i>Millones de Euros</i>						
	Saldo a 31/12/2009	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes ejercicios
Deudas con entidades de crédito	6.162	273	2.299	2.441	332	182	635
Derivados (Nota 13)	194	34	14	75	69	—	2
Otros pasivos financieros	77	72	1	1	1	1	1
Deudas con empresas del grupo y asociadas	7.012	2.460	4.494	—	—	58	—
Derivados con empresas del grupo y asociadas	31	23	8	—	—	—	—

El tipo medio de interés en 2010 de la deuda con entidades de crédito fue del 3,00%, y el correspondiente a la deuda con empresas del grupo del 0,80%.

El tipo medio de interés de 2009 de la deuda con entidades de crédito ha sido del 3,13%, el de las obligaciones del 4,26%, y el correspondiente a la deuda con empresas del grupo del 1,25%.

ENDESA tiene préstamos y otros acuerdos financieros con entidades financieras por un importe equivalente a 1.410 millones de euros, que podrían ser susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control en ENDESA.

c) Pasivos financieros a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias

La variación del valor razonable incorporado en los pasivos financieros durante los ejercicios 2010 y 2009 y acumulada hasta la fecha, ha sido la siguiente:

<i>Millones de Euros</i>			
Ejercicio 2010	Valor razonable a 31/12/2009	Variación del valor razonable en el ejercicio 2010	Valor razonable a 31/12/2010
Pasivos financieros a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias			
<i>A largo plazo</i>			
Pasivos financieros mantenidos para negociar	30	(14)	16
Otros pasivos financieros a VR con cambios en P y G	21	1	22
<i>A corto plazo</i>			
Pasivos financieros mantenidos para negociar	56	17	73
Otros pasivos financieros a VR con cambios en P y G	41	(41)	—

<i>Millones de Euros</i>			
Ejercicio 2009	Valor razonable 31/12/2008	Variación del valor razonable en el ejercicio 2009	Valor razonable a 31/12/2009
Pasivos financieros a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias:			
<i>A largo plazo</i>			
Pasivos financieros mantenidos para negociar	14	16	30
Otros pasivos financieros a VR con cambios en P y G	57	(36)	21
<i>A corto plazo</i>			
Pasivos financieros mantenidos para negociar	68	(12)	56
Otros pasivos financieros a VR con cambios en P y G	—	41	41

Los pasivos financieros mantenidos para negociar son derivados financieros no designados contablemente de cobertura.

De acuerdo con las normas de valoración, en la categoría de «otros pasivos financieros a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias» se han incluido las partidas cubiertas por derivados de cobertura de valor razonable.

d) Imputaciones a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias y al Patrimonio Neto

A continuación se muestran los movimientos en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, así como los imputados directamente en el Patrimonio Neto originados por los pasivos financieros agrupados por las distintas categorías existentes:

Categorías	<i>Millones de euros</i>			
	Ejercicio 2010		Ejercicio 2009	
	P y G	Patrimonio	P y G	Patrimonio
Pasivos financieros mantenidos para negociar	(90)	—	(100)	—
Otros pasivos financieros a VR con cambios en P y G	(1)	—	(5)	—
Débitos y partidas a pagar	(366)	—	(371)	—
Derivados de cobertura	(76)	30	(56)	(5)
Total	(533)	30	(532)	(5)

e) Pasivos financieros afectos a relaciones de cobertura

La información sobre los pasivos financieros afectos a relaciones de cobertura es como sigue:

Clase	Tipo de cobertura	Millones de euros	
		Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
	Valor razonable	21	62
Con terceros	Flujos de efectivo	3.163	3.296

f) Otros aspectos

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 ENDESA tenía concedidas líneas de crédito a largo plazo no dispuestas por importe de 6.153 y 6.826 millones de euros respectivamente. El importe de estas líneas, junto con el activo circulante, cubre suficientemente las obligaciones de pago de la Sociedad a corto plazo.

La deuda financiera de ENDESA contiene determinadas estipulaciones financieras («covenant») habituales en contratos de esta naturaleza, sin que en ningún caso este tipo de estipulaciones incluyan la obligación de mantener ratios financieros cuyo incumplimiento pudiese provocar un vencimiento anticipado de la deuda.

Con respecto a las cláusulas relacionadas con la calificación crediticia, a 31 de diciembre de 2010 ENDESA tiene contratadas operaciones financieras por importe de 450 millones de euros que podrían requerir de garantías adicionales o de su renegociación en supuestos de bajada de rating. A 31 de diciembre de 2009 dicho importe ascendía a 531 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 ENDESA no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Los Administradores de la Sociedad consideran que la existencia de estas cláusulas no modificará la clasificación de la deuda entre largo y corto plazo que recoge el Balance de Situación adjunto.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el valor razonable de la deuda financiera bruta de ENDESA asciende a 14.992 y 13.522 millones de euros, respectivamente.

12. Política de gestión de riesgos

ENDESA está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión, todo ello considerado en su conjunto el Grupo del que es sociedad dominante.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo ENDESA en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de ENDESA.

- El Comité de Auditoría y Cumplimiento es un órgano perteneciente al Consejo de Administración de ENDESA, que, en el ámbito de Cumplimiento y Auditoría Interna, tiene encomendada la función de impulsar y supervisar el Gobierno de los Riesgos.
- El Comité de Riesgos de ENDESA es el órgano encargado de definir, aprobar y actualizar los principios básicos en los que se han de inspirar las actuaciones relacionadas con el riesgo.
- El Gobierno de Riesgos, se organiza operativamente a través de la existencia de las funciones de Control y Riesgos y de Gestión de Riesgos, siendo ambas funciones independientes.
- Cada negocio y área corporativa define:
 1. Los mercados y productos en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 2. Criterios sobre contrapartes.
 3. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Los límites de los negocios se ratifican por el Comité de Riesgos de ENDESA.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de ENDESA.

a) Riesgo de tipo de interés

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

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita minimizar el coste de la deuda en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.

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

La estructura de riesgo financiero de ENDESA, diferenciando entre riesgo referenciado a tipo de interés fijo y protegido, y riesgo referenciado a tipo de interés variable, una vez considerados los derivados contratados, es la siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
Posición neta	31/12/10	31/12/09
Tipo de interés fijo	2.791	3.164
Tipo de interés protegido (*)	100	100
Tipo de interés variable	11.291	9.353
Total	14.182	12.617

(*) Operaciones con tipo de interés variable con un límite al alza de tipo de interés.

El tipo de interés de la deuda contratada por ENDESA es, fundamentalmente, el Euribor.

Las notas 7 y 11 detallan los activos y pasivos financieros sujetos a relaciones de cobertura y los instrumentos financieros derivados contratados para cubrirlos.

b) Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio de ENDESA corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades del Grupo.
- Pagos o cobros a realizar en mercados internacionales por la adquisición o venta de materias energéticas, o por inversiones en inmovilizado material, a realizar por empresas del Grupo.
- Inversiones en capital en sociedades del Grupo que tengan inversiones en sociedades extranjeras, cuya moneda funcional es distinta del euro, así como a los flujos de dividendos o reducciones de capital.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, ENDESA ha contratado permutas financieras de divisa y seguros de cambio.

La parte de deuda de ENDESA en moneda extranjera o no cubierta con instrumentos derivados y seguros de cambio no es significativa a 31 de diciembre de 2010 ni a 31 de diciembre de 2009.

Adicionalmente, la Sociedad también trata de que se produzca un equilibrio entre los cobros y pagos de efectivo de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera.

c) Riesgo de liquidez

ENDESA mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un período que esté en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

A 31 de diciembre de 2010 ENDESA tenía una liquidez de 6.166 millones de euros, 13 millones de euros en efectivo y otros medios equivalentes y 6.153 millones de euros en líneas de crédito disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2009 estos importes ascendían a 33 y 6.826 millones de euros respectivamente, por lo que la liquidez de ENDESA a esa fecha era de 6.859 millones de euros.

La clasificación de los pasivos financieros por plazos de vencimiento contractuales se muestra en la nota 11 b).

d) Riesgo de crédito

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

A pesar ello, ENDESA no tiene riesgo de crédito significativo ya que las inversiones financieras corresponden fundamentalmente a la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas, cuya recuperación se realizará a través del sistema eléctrico español.

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

- ENDESA coloca sus excedentes de tesorería de conformidad con la política de gestión de riesgos del Grupo que requiere contrapartidas de primer nivel en los mercados en que se opera.
- La contratación de derivados de tipos de interés o de tipo de cambio, se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que el 100% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A-.
- Ninguna contraparte acumula más del 21% del riesgo total de crédito de los instrumentos financieros.

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

- Análisis del riesgo asociado a cada contraparte cuando no exista rating externo de agencias.
- Solicitud de garantías en los casos que así lo requieran.
- Petición de avales en contrataciones de nuevos clientes.
- Seguimiento exhaustivo de los saldos a cobrar de clientes.
- El importe de los activos financieros sujetos a riesgo de crédito se muestra en la nota 7.

e) Medición del riesgo

ENDESA elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados con el objetivo de garantizar que el riesgo asumido por la compañía permanezca consistente con la exposición al riesgo definida por la Dirección, acotando así la volatilidad de la Cuenta de Resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de deuda y derivados financieros.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible pérdida de valor de la cartera descrita anteriormente en el plazo de un día con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de riesgo que afecta al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tipo de interés Euribor.
- Tipo de interés Libor del dólar estadounidense.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de Monte-Carlo. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con un 95% de confianza se calcula como percentil del 5% de los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día. Dicho formato coincide con el que se reporta el Valor en Riesgo de las carteras de trading energéticas.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas en ENDESA se muestra en la siguiente tabla:

	<i>Millones de euros</i>	
	31/12/10	31/12/09
Posiciones financieras		
Por Tipos de Interés	2	8
Por Tipos de Cambio	—	2
Por Cartera de Inversiones	—	1
Total	2	7

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado a lo largo de los años 2010 y 2009 en función del vencimiento/inicio de operaciones a lo largo del ejercicio.

13. Instrumentos financieros derivados

La Sociedad, siguiendo la política de gestión de riesgos descrita, realiza contrataciones de derivados principalmente de tipo de interés y de tipo de cambio.

La Sociedad clasifica sus coberturas en las siguientes categorías:

- Coberturas de flujos de efectivo: aquéllas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- Coberturas de valor razonable: aquéllas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.

El detalle de la composición de los saldos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 que recogen la valoración de los instrumentos financieros derivados a dichas fechas, es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>			
	31/12/10		31/12/09	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Cobertura de tipo de interés de flujo de efectivo	—	105	—	139
Cobertura de tipo de interés de valor razonable	1	—	2	—
Cobertura de tipo de cambio de flujo de efectivo	—	—	—	—
Derivados no designados contablemente de cobertura	77	89	74	86

A continuación se presenta un desglose de los derivados contratados por la Sociedad a 31 de diciembre de 2010 y 2009, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales o contractuales:

31/12/2010

Derivados	Valor razonable	Valor nominal (Millones de Euros)						Total
		2011	2012	2013	2014	2015	Posteriores	
Cobertura de tipo de interés								
<i>Cobertura de flujos de caja</i>	(106)	592	1.615	910	—	—	45	3.162
Permutas financieras	(104)	492	1.615	910	—	—	45	3.062
Opciones	(2)	100	—	—	—	—	—	100
<i>Cobertura de valor razonable</i>	1	—	—	—	—	—	21	21
Permutas financieras	1	—	—	—	—	—	21	21
Derivados de no cobertura								
<i>De tipo de interés</i>	(13)	75	195	1.500	—	—	—	1.770
Permutas financieras	(13)	75	195	—	—	—	—	270
Opciones	—	—	—	1.500	—	—	—	1.500
<i>De tipo de cambio</i>	2	3.811	214	52	—	—	—	4.077
Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—
Futuros	2	3.811	214	52	—	—	—	4.077
Total	(116)	4.478	2.024	2.462	—	—	66	9.030

31/12/2009

Derivados	Valor razonable	Valor nominal (Millones de Euros)						Total
		2010	2011	2012	2013	2014	Posteriores	
Cobertura de tipo de interés								
<i>Cobertura de flujos de caja</i>	(139)	538	138	1.660	910	—	50	3.296
Permutas financieras	(136)	538	38	1.660	910	—	50	3.196
Opciones	(3)	—	100	—	—	—	—	100
<i>Cobertura de valor razonable</i>	2	40	—	—	—	—	21	61
Permutas financieras	2	40	—	—	—	—	21	61
Derivados de no cobertura								
<i>De tipo de interés</i>	(15)	90	75	150	1.500	—	—	1.815
Permutas financieras	(16)	90	75	150	—	—	—	315
Opciones	1	—	—	—	1.500	—	—	1.500
<i>De tipo de cambio</i>	3	2.688	518	101	50	—	—	3.357
Opciones	(3)	102	—	—	—	—	—	102
Futuros	6	2.586	518	101	50	—	—	3.255
Total	(149)	3.356	731	1.911	2.460	—	71	8.529

El importe nominal contractual de los contratos formalizados no supone el riesgo asumido por la Sociedad, ya que este importe únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

Cobertura de flujos de efectivo

Al cierre del ejercicio 2010 en relación a las coberturas de flujo de efectivo, el importe bruto registrado en el Patrimonio Neto durante el ejercicio asciende a 41 millones de euros de menor patrimonio y el importe imputado a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias desde el Patrimonio Neto es de 75 millones de euros de gasto.

Al cierre del ejercicio 2009 en relación a las coberturas de flujo de efectivo, el importe bruto registrado en el Patrimonio Neto durante el ejercicio asciende a 117 millones de euros de menor patrimonio y el importe imputado a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias desde el Patrimonio Neto es de 53 millones de euros de gasto.

El importe imputado como gasto a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias por ineficiencia de los derivados de cobertura en el ejercicio 2010 es de 1 millón, siendo de 3 millones de euros en el ejercicio 2009.

Cobertura de valor razonable

Al cierre del ejercicio 2010 el importe registrado en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias correspondiente al instrumento de cobertura ascendió a 1 millón de euros de ingreso.

Al cierre del ejercicio 2009 el importe registrado en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias correspondiente al instrumento de cobertura asciende a 1 millón de euros de ingreso.

Dichos valores razonables han sido calculados tomando como referencia los precios cotizados en mercados activos.

Derivados no designados de cobertura contablemente

Al cierre del ejercicio 2010 el importe registrado en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias correspondiente a los derivados no designados de cobertura contable ascendió a 11 millones de euros de gasto.

Al cierre del ejercicio 2009 el importe registrado en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias correspondiente a los derivados no designados de cobertura contable ascendió a 14 millones de euros de gasto.

14. Situación fiscal

Hasta el ejercicio 2009, ENDESA, S.A. tributaba como sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 42/98.

En el ejercicio 2010, ENDESA, S.A. tributa en el régimen de consolidación fiscal previsto en el Real Decreto Legislativo 4/2004, por el que se aprueba el Texto Refundido del Impuesto sobre Sociedades, integrada en el Grupo con el número 572/10 del que ENEL Energy Europe, S.L. es la sociedad dominante.

El Impuesto sobre Sociedades se calcula en función del resultado económico o contable obtenido por la aplicación de principios de contabilidad generalmente aceptados, que no necesariamente ha de coincidir con el resultado fiscal, entendiéndose éste como la base imponible del impuesto.

En las Cuentas Anuales de la Sociedad el importe relativo al impuesto sobre beneficios se ha registrado en 2010 como un ingreso de 121 millones de euros en la Cuenta Pérdidas y Ganancias y un ingreso de 3 millones de euros en la cuenta de Patrimonio Neto.

La conciliación entre el resultado contable y la base imponible de Impuesto sobre Sociedades es la siguiente:

Millones de Euros

Ejercicio 2010	Cuenta de Pérdidas y Ganancias			Ingresos y gastos directamente imputados al patrimonio neto		
	Aumentos	Disminuciones	Total	Aumentos	Disminuciones	Total
Resultado contable después de impuestos	950			(21)		
<i>Impuesto de sociedades</i>	—	(121)	(121)	—	(3)	(3)
Resultado contable antes de impuestos	829			(24)		
<i>Diferencias permanentes</i>	79	(1.326)	(1.247)	—	—	—
<i>Diferencias temporarias</i>	—	—	—	—	—	—
Con origen en el ejercicio	91	—	91	58	—	58
Con origen en ejercicios anteriores	—	(24)	(24)	3	(37)	(34)
Base imponible (resultado fiscal)	(351)			—		

Millones de Euros

Ejercicio 2009	Cuenta de Pérdidas y Ganancias			Ingresos y gastos directamente imputados al patrimonio neto		
	Aumentos	Disminuciones	Total	Aumentos	Disminuciones	Total
Resultado contable después de impuestos	1.797			(52)		
<i>Impuesto de sociedades</i>	—	(199)	(199)	—	(22)	(22)
Resultado contable antes de impuestos	1.598			(74)		
<i>Diferencias permanentes</i>	15	(1.918)	(1.903)	—	—	—
<i>Diferencias temporarias</i>	—	—	—	—	—	—
Con origen en el ejercicio	74	(1)	73	71	—	71
Con origen en ejercicios anteriores	28	(47)	(19)	3	—	3
Base imponible (resultado fiscal)	(251)			—		

Ejercicio 2010

Los aumentos por diferencias permanentes, en el ejercicio 2010, se deben fundamentalmente a dotaciones a provisión por responsabilidades y a aportaciones a entidades acogidas a la Ley 49/2002, de Régimen Fiscal de las Entidades sin Fines Lucrativos y de los Incentivos Fiscales al Mecenazgo. Las disminuciones se han originado, fundamentalmente, por los dividendos del grupo consolidado y por la aplicación de la exención para evitar la doble imposición sobre dividendos de fuente extranjera.

Los aumentos por diferencias temporarias corresponden a dotaciones a provisiones por regulaciones de empleo y al deterioro de inversiones financieras. Las disminuciones corresponden a la aplicación de provisiones por regulaciones de empleo y a la exteriorización de pensiones y de expedientes de regulación de empleo.

Ejercicio 2009

Los aumentos por diferencias permanentes se debieron, fundamentalmente, a aportaciones a entidades acogidas a la Ley 49/2002, de Régimen Fiscal de las Entidades sin Fines Lucrativos y de los Incentivos Fiscales al Mecenazgo. Las disminuciones se originaron, fundamentalmente, por los dividendos del grupo consolidado y por la aplicación de la exención para evitar la doble imposición sobre rentas de fuente extranjera derivadas de la transmisión de participaciones.

Los aumentos por diferencias temporarias se correspondieron a dotaciones a provisiones por regulaciones de empleo, provisión para responsabilidades, al deterioro de inversiones financieras y a la recuperación de ajustes de consolidación de ejercicios anteriores. Las disminuciones correspondieron a la aplicación de provisiones por regulaciones de empleo, al deterioro de inversiones financieras, a la exteriorización de pensiones y de expedientes de regulación de empleo y a la recuperación de ajustes de consolidación de ejercicios anteriores.

En relación con la corrección de valor de las participaciones tenidas en empresas del grupo, multigrupo y asociadas, la diferencia de fondos propios así como las cantidades deducidas o integradas en el ejercicio y las pendientes de integrar, son las siguientes:

Sociedad	Ejercicio	FFPP Inicio	FFPP Final	Deterioro ejercicio	Integración del ejercicio	Importe pendiente de integrar
	2009	68.813.125,16	69.345.049,86		319.154,82	30.363.884,37
Nueva Marina Real Estate, S.L.	2010	69.345.049,86	50.465.188,35	(232.377,89)		30.596.262,26

Los importes que figuran en el ejercicio 2009 se corresponden a los definitivos incluidos en la declaración del Impuesto sobre Sociedades de dicho ejercicio.

La conciliación entre la cuota a pagar y el gasto por Impuesto sobre Sociedades es la siguiente:

	<i>Millones de Euros</i>	
	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Base imponible (resultado fiscal)		
Cuenta de pérdidas y ganancias	(351)	(251)
Ingresos y gastos directamente imputados al patrimonio neto	—	—
Total Base imponible	(351)	(251)
Cuota íntegra	(105)	(75)
Aplicación de deducciones	(5)	(11)
Cuota efectiva	(110)	(86)
Efecto impositivo neto, por diferencias temporarias	(23)	(38)
Regularizaciones de años anteriores	9	(97)
Efecto de la reducción del tipo impositivo	—	—
Impuesto sobre beneficios del ejercicio	(124)	(221)
Impuesto sobre beneficios en cuenta de resultados	(121)	(199)
Impuesto sobre beneficios en patrimonio	(3)	(22)

La regularización de años anteriores del ejercicio 2010 corresponde a la regularización del impuesto sobre sociedades del 2009. La regularización de años anteriores del ejercicio 2009 correspondía fundamentalmente a la Resolución del TEAC sobre las Actas de las deducciones SEPI y a la regularización del ejercicio 2008.

En el año 2010 la Sociedad ha acreditado deducciones por importe total de 5 millones de euros, correspondiendo 2 millones de euros a deducción por doble imposición y 3 a deducciones para incentivar la realización de determinadas actividades y por aportaciones a entidades reguladas por la Ley 49/ 2002.

En el año 2009 la Sociedad acreditó deducciones por importe total de 11 millones de euros, correspondiendo 8 millones de euros a deducción por doble imposición y 3 millones de euros a deducciones para incentivar la realización de determinadas actividades y por aportaciones a entidades reguladas por la Ley 49/2002.

Las rentas acogidas a la deducción prevista en el artículo 42 del Real Decreto Legislativo 4/2004 y los ejercicios en que se efectuaron las inversiones en las que se ha materializado la reinversión necesaria para la aplicación de esta deducción, la cual ha sido efectuada tanto por la propia Sociedad como por el resto de empresas del grupo fiscal en virtud de lo dispuesto en el artículo 75 del Real Decreto Legislativo 4/2004, han sido las siguientes:

Ejercicio de aplicación de la deducción	Rentas acogidas a la deducción (Millones de euros)	Ejercicio en que se efectuó la reinversión
2004	119	2003
2005	627	2004/ 2005
2006	83	2005/ 2006

Desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades

El desglose del gasto por impuesto sobre sociedades del ejercicio 2010 y 2009 es el siguiente:

Desglose del gasto/ingreso por impuestos sobre beneficios en el ejercicio 2010	2. Variación del impuesto diferido					Total (1+2)
	1. Impuesto corriente	a) Variación del Impuesto diferido de activo			b) Variación del impuesto diferido del pasivo	
		Diferencias temporarias	Crédito impositivo por tasas impositivas negativas	Otros créditos	Diferencias temporarias	
Imputación a pérdidas y ganancias, de la cual	(110)	(20)	—	—	—	(130)
A operaciones continuadas	(110)	(20)			—	(130)
A operaciones interrumpidas						—
Imputación a patrimonio neto, de la cual	—	(13)	—	—	10	(3)
Por valoración de instrumentos financieros		(8)				(8)
Por coberturas de flujos de efectivo		—			10	10
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		(5)				(5)
Total	(110)	(33)	—	—	10	(133)
Ajustes en la imposición						9
Total						(124)

Desglose del gasto/ingreso por impuestos sobre beneficios en el ejercicio 2009	2. Variación del impuesto diferido					Total (1+2)
	1. Impuesto corriente	a) Variación del Impuesto diferido de activo			b) Variación del impuesto diferido del pasivo	
		Diferencias temporarias	Crédito impositivo por tasas impositivas negativas	Otros créditos	Diferencias temporarias	
Imputación a pérdidas y ganancias, de la cual	(86)	(8)	—	—	(8)	(102)
A operaciones continuadas	(86)	(8)			(8)	(102)
A operaciones interrumpidas						—
Imputación a patrimonio neto, de la cual:	—	(1)	—	—	(21)	(22)
Por valoración de instrumentos financieros		(1)				(1)
Por coberturas de flujos de efectivo		2			(21)	(19)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		(2)				(2)
Total	(86)	(9)	—	—	(29)	(124)
Ajustes en la imposición						(97)
Total						(221)

La diferencia entre la carga fiscal imputada al ejercicio y a los ejercicios precedentes, y la carga fiscal ya pagada o que habrá que pagarse por esos ejercicios, está registrada en las cuentas de «Activos y pasivos por impuesto diferido» de los balances de situación a 31 de diciembre de 2010 y 2009 adjuntos.

Activos por impuesto diferido

El movimiento de estas cuentas en los ejercicios 2010 y 2009 es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>			
	Ejercicio 2010		Ejercicio 2009	
	Diferencias temporarias	Deducciones pendientes	Diferencias temporarias	Deducciones pendientes
Saldo a 31 de diciembre 2010/2009	161	—	135	15
Diferencias temporarias con origen en 2010	27	—	23	—
Aplicación de diferencias temporarias con origen en ejercicios anteriores	(7)	—	(15)	—
Diferencias temporarias por ajustes por cambios de valor del ejercicio	8	—	(1)	—
Diferencias temporarias por ajustes actuariales	5	—	2	—
Regularizaciones de años anteriores	(12)	—	2	—
Impuestos diferidos de cartera grupo	41	—	—	—
Traspasos	—	—	9	—
Otros	—	—	6	(15)
Saldo a 31 de diciembre de 2010/2009	223	—	161	—

En el ejercicio 2010 se han registrado activos por impuestos diferidos correspondientes a las participaciones financieras en empresas de grupo por 41 millones de euros. (Véase notas 2 c y 4 j).

Los Administradores de la Sociedad estiman que los activos por impuesto diferido registrados serán recuperados.

Pasivo por impuesto diferido

El movimiento de estas cuentas en los ejercicios 2010 y 2009 es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Saldo a 1 de enero de 2010/2009	(59)	(76)
Aumentos resultados del ejercicio	—	8
Diferencias temporarias por ajustes por cambios del valor del ejercicio	(10)	21
Regularizaciones de años anteriores	—	(3)
Traspasos	—	(9)
Saldo a 31 de diciembre de 2010/2009	(69)	(59)

Operaciones de reordenación societaria realizadas en el ejercicio 2010 y acogidas al Régimen Especial del Título VII del Capítulo VIII del RDL 4/2004 del Impuesto sobre sociedades

En el ejercicio 2010 se ha producido una escisión parcial en ENDESA Red S.A.U. de las participaciones en ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U. (Véase Nota 7).

Activos entregados por ENDESA Red S.A.U. a ENDESA Energía S.A.U.: Participación financiera en ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U. valorada en 21 millones de euros.

	<i>Millones de Euros</i>			
	Aumento		Disminución	
	Capital	Prima Emisión	Capital	Reservas Voluntarias
Endesa Red S.A.U.			15	6
Endesa Energía S.A.U.	2	19		

ENDESA S.A. ha contabilizado 21 millones de euros como menor importe de la participación financiera en ENDESA Red S.A.U., y también como mayor importe de la participación financiera en ENDESA Energía S.A.U.

En la memoria de la Sociedad de los ejercicios 1999 a 2009, se incluyen las menciones exigidas por el artículo 93 del R.D.L. 4/2004, relativas a las operaciones de reordenación societaria realizadas en ejercicios anteriores.

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción de cuatro años.

La Sociedad tiene abiertos a inspección los ejercicios 2002 y siguientes del Impuesto sobre Sociedades y los ejercicios 2007 y siguientes para los demás impuestos que le son de aplicación. Los Administradores de la Sociedad consideran que se han practicado adecuadamente las liquidaciones de los mencionados impuestos, por lo que, aún en caso de que surgieran discrepancias en la interpretación normativa vigente por el tratamiento fiscal otorgado a las operaciones, los eventuales pasivos resultantes, en caso de materializarse, no afectarían de manera significativa a las cuentas anuales adjuntas.

A 31 de diciembre de 2010 está siendo objeto de comprobación el Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2002 a 2005 del Grupo Fiscal 42/98 cuya sociedad dominante era ENDESA S.A del que la Sociedad formó parte.

Los Administradores de la Sociedad estiman que los pasivos que en su caso puedan derivarse de estos conceptos no tendrán un impacto significativo sobre los resultados futuros de la Sociedad.

A 31 de diciembre de 2010 las cuentas anuales de la Sociedad incluyen una provisión que los Administradores consideran razonable para cubrir todos los pasivos derivados de los litigios tributarios existentes a la fecha.

Impuesto sobre el Valor Añadido

La Sociedad forma parte del grupo IVA 45/10 en el cual ENEL Energy Europe S.L es la sociedad dominante.

IGIC

ENDESA, SA forma parte del Grupo de entidades en el Impuesto General Indirecto Canario, en su modalidad básica, donde ella es la sociedad dominante, de conformidad con el art.58 y concordantes de la Ley 20/1991 de Modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal en Canarias, en su redacción dada por la Ley 36/2006, de 29 de noviembre de 2006, de medidas para la prevención del Fraude Fiscal.

15. Moneda Extranjera

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el importe global de los elementos de activo y pasivo denominados en moneda extranjera en dólares, asciende a 854 y 0 millones de euros en el año 2010 y a 713 y 26 millones de euros en el año 2009. El detalle a dicha fecha de los saldos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Activo	854	713
Créditos a largo plazo a empresas del grupo	854	590
Tesorería: Bancos	—	123
Pasivo	—	26
Otros pasivos financieros a corto plazo	—	26

El importe de las diferencias de cambio reconocidas en el resultado de los ejercicios 2010 y 2009, por clases de instrumentos financieros excluyendo los valorados a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias, es el siguiente:

	Ejercicio 2010			Ejercicio 2009		
	Por transacciones liquidadas en el ejercicio	Por saldos pendientes de vencimiento	Total	Por transacciones liquidadas en el ejercicio	Por saldos pendientes de vencimiento	Total
Activos financieros						
Créditos a largo plazo a empresas del grupo	—	—	—	—	—	—
Derivados	—	—	—	—	—	—
Tesorería	(1)	48	47	—	(49)	(49)
Total activos financieros	(1)	48	47	—	(49)	(49)
Pasivos financieros						
Deudas con entidades de crédito a largo plazo	—	—	—	—	1	1
Otros pasivos financieros a corto plazo	(1)	—	(1)	—	—	—
Derivados	1	—	1	(28)	29	1
Total pasivos financieros	—	—	—	(28)	30	2
Total	(1)	48	47	(28)	(19)	(47)

16. Ingresos y gastos

Los importes correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009 de los principales epígrafes de ingresos y gastos de la Sociedad, se detallan a continuación:

a) Importe neto de la cifra de negocios

El importe neto de la cifra de negocios en los años 2010 y 2009 asciende a 1.609 y 2.147 millones de euros respectivamente, que corresponden en su totalidad a prestaciones de servicios a empresas del grupo y a dividendos recibidos. Los dividendos ascienden a 1.246 y 1.871 millones de euros respectivamente, y se han clasificado en este epígrafe de acuerdo con lo estipulado por la consulta del ICAC publicada en el BOICAC nº 79/2009, consulta 2, al ser ENDESA una empresa Holding cuya actividad ordinaria es la tenencia de participaciones financieras.

Asimismo se han clasificado dentro del margen de explotación las correcciones por deterioro de las participaciones financieras en empresas del grupo y asociadas, que ascienden a 17 y 13 millones de euros para los ejercicios 2010 y 2009 respectivamente.

b) Gastos del personal

El detalle de los gastos personal de la Sociedad correspondiente a los ejercicios 2010 y 2009, es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Sueldos y salarios	205	151
Cargas sociales	45	46
Seguridad social	16	13
Aportaciones a planes de pensiones	11	15
Otras cargas sociales	18	18
Gastos de personal	250	197

17. Garantías con terceros

Avales prestados a terceros

Las garantías y avales prestados por ENDESA al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

- Garantía a International ENDESA, B.V. de la financiación obtenida por dicha empresa y de sus derivados financieros. Dicha financiación a su vez ha sido prestada a ENDESA y a otra filial del grupo y asciende a 4.293 y 4.421 millones de euros, a 31 diciembre 2010 y a 31 de diciembre de 2009, respectivamente.
- Garantía con carácter subordinado de una emisión de participaciones preferentes perpetuas por importe de 1.500 millones de euros de su filial ENDESA Capital Finance, LLC tanto a 31 de diciembre de 2010 como de 2009.
- Garantía a ENDESA Capital, S.A. de la financiación obtenida por dicha empresa y de sus derivados financieros. La financiación obtenida asciende a 693 y 1.508 millones de euros, a 31 de diciembre 2010 y a 31 de diciembre de 2009, respectivamente. Dicha financiación a su vez ha sido prestada a ENDESA y a otra filial del grupo.
- Garantía parcial de la financiación concedida por un grupo de entidades financieras a ELCOGAS. El importe garantizado asciende a 111 millones de euros, al 31 de diciembre de 2010 y 2009. En ambos casos se corresponde con el 42% del total de la deuda financiera de la compañía.
- ENDESA garantiza el 100% del contrato de adquisición por ENDESA Generación de la totalidad de la producción de energía eléctrica de Elecgas (Tolling) sociedad en la que ENDESA participa a través de ENDESA Generación Portugal con un 50%. El importe garantizado por ENDESA asciende a 271 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.
- Garantía de los riesgos comerciales del préstamo de 44,5 millones de dólares americanos, que el Banco Centroamericano de Integración Económica tiene concedido a la sociedad de proyecto, Empresa Propietaria de la Red, S.A., Sucursal en Costa Rica. A 31 de diciembre de 2009 este préstamo estaba dispuesto por 12,4 millones de dólares. A 31 de diciembre de 2010, el importe dispuesto asciende a 19,3 millones de dólares.

- ENEL Green Power España (en adelante EGPE, sociedad participada en un 40% por ENDESA Generación y en un 60% por ENEL Green Power, sociedad controlada por el Grupo ENEL) participa en la sociedad Sociedad Eólica El Puntal, en la que posee el 50% del capital. La sociedad formalizó en diciembre de 2009 una financiación de proyecto por importe de 37 millones de euros, de la que no se había realizado ninguna disposición a 31 de diciembre de 2009, el saldo dispuesto a 31 de diciembre de 2010 asciende a 23 millones de euros. Dicha financiación cuenta con la garantía mancomunada de puesta en marcha de los accionistas en proporción a sus respectivas participaciones. El garante por la parte correspondiente a EGPE es ENDESA.
- EGPE participa en la sociedad ENEOP2 con un 20% a través de Finerge de la que posee el 100% del capital y con un 10% a través de Sociedade Térmica Portuguesa en la que posee el 50% del capital. La sociedad formalizó en enero de 2010 una financiación de proyecto por importe de 498 millones de euros en la que los accionistas garantizan de forma mancomunada la aportación de los fondos propios necesarios para mantener el ratio de apalancamiento durante la construcción. Por la parte correspondiente a Finerge y al 50% de Sociedade Térmica Portuguesa el garante es ENDESA. Los importes garantizados ascienden a 14 millones de euros en el caso de Finerge y a 7 millones de euros en el caso de Sociedade Térmica Portuguesa.
- En el mes de septiembre de 2001, el Banco Europeo de Inversiones concedió un préstamo por 70 millones de dólares a Central Dock Sud, S.A. para la financiación de su central de ciclo combinado, operación que requiere una garantía bancaria. En el mes de julio ENDESA sustituyó a ENDESA Latinoamérica como contragarante de los riesgos comerciales de la operación en un 57,14 por ciento, siendo el otro contragarante del 42,86 por ciento restante YPF. El saldo de dicho préstamo al cierre del ejercicio 2010 es de 30 millones de dólares.
- Medgaz es una sociedad española encargada de construir y explotar un gasoducto submarino desde Argelia a España. ENDESA participa con un 12% a través de su filial ENDESA Generación. El 23 de noviembre de 2010 el Banco Europeo de Inversiones concedió un préstamo por importe de 500 millones de euros a la sociedad, que ha sido garantizado por los socios europeos. A ENDESA le corresponde un 18,75% de esta garantía.
- Garantías prestadas a ENDESA Trading (sociedad participada indirectamente al 100% por ENDESA) frente a terceros para cubrir el riesgo de operaciones de compras y trading de energía eléctrica a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por 185 y 180 millones, respectivamente.
- Por otra parte, ENDESA tiene prestadas garantías a diversas empresas de su grupo para garantizar compromisos diversos por valor de 1.374 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 1.479 millones de euros a 31 de diciembre de 2009.

Empresa	Millones de Euros	
	Ejercicio 2010	Ejercicio 2009
Endesa Generación, S.A	344	394
Endesa Energía, S.A.	432	355
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	106	156
Endesa Generación y Renovables, S.A	—	88
ENEL Green Power	78	—
Endesa Trading, S.A.	52	52
Endesa Ingeniería, S.L.	59	71
Endesa Ireland, LTD.	2	124
Endesa Energía XXI	178	107
Resto	123	132
Total	1.374	1.479

La Dirección de ENDESA estima que no se derivarán pasivos significativos para la Sociedad por las garantías prestadas.

18. Operaciones con partes vinculadas

Las operaciones realizadas con partes vinculadas durante los ejercicios 2010 y 2009 son propias del tráfico ordinario y han sido realizadas en condiciones normales de mercado.

A efectos de la información incluida en esta Nota se han considerado accionistas significativos de la Sociedad en el ejercicio 2010 al Grupo ENEL y en el ejercicio 2009 al Grupo ENEL y al Grupo ACCIONA (hasta el 25 de junio de 2009).

a) Operaciones con partes vinculadas

El detalle de las operaciones realizadas con partes vinculadas durante los ejercicios 2010 y 2009 es el siguiente:

Ejercicio 2010	Millones de Euros				
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Otras empresas del grupo	Empresas asociadas	Otras partes vinculadas
Compras de inmovilizado inmaterial	—	—	(23)	—	—
Prestación de servicios	—	—	301	1	—
Recepción de servicios	—	(1)	(40)	—	—
Gastos financieros	—	—	(188)	—	—
Dividendos y otros beneficios distribuidos	(1.002)	—	—	—	—
Dividendos recibidos	—	—	1.323	—	—
Ingresos financieros de créditos	—	—	11	—	—

Ejercicio 2009	Millones de Euros				
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Otras empresas del grupo	Empresas asociadas	Otras partes vinculadas
Compras de inmovilizado inmaterial	—	—	(27)	—	—
Prestación de servicios	—	—	302	—	—
Recepción de servicios	—	—	(41)	—	—
Gastos financieros	—	—	(195)	—	—
Dividendos y otros beneficios distribuidos (1)	(5.748)	—	—	—	—
Dividendos recibidos	—	—	1.869	—	—
Dotación provisiones instrumentos patrimonio	—	—	(13)	—	—
Ingresos financieros de créditos	—	—	7	—	—

(1) Incluye 4.186 millones de euros con Enel Energy Europe, S.L.

b) Saldos mantenidos con partes vinculadas

El importe de los saldos en balance con vinculadas existentes al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Ejercicio 2010	<i>Millones de Euros</i>				
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Empresas del grupo	Empresas asociadas	Otras partes vinculadas
Inmovilizado material	—	—	—	—	—
Inversiones a largo plazo					
Instrumentos de patrimonio	—	—	18.612	3	—
Créditos a empresas	—	—	854	6	—
Derivados	—	—	—	—	—
Deudores comerciales	—	—	48	2	—
Inversiones a corto plazo					
Créditos a empresas	114	—	12	12	—
Derivados	—	—	28	—	—
Otros activos financieros	—	—	82	—	—
Deudas a largo plazo	—	—	(8.218)	—	—
Deudas a corto plazo	(487)	—	(2.160)	—	—
Acreeedores comerciales	—	—	(37)	—	—
Garantías y avales prestados	—	7	—	—	—
Acuerdos de financiación	—	1	—	—	—

Ejercicio 2009	<i>Millones de Euros</i>				
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Empresas del grupo	Empresas asociadas	Otras partes vinculadas
Inmovilizado material	—	—	—	—	—
Inversiones a largo plazo:		—			
Instrumentos de patrimonio	—	—	19.069	2	—
Créditos a empresas	—	—	590	—	—
Derivados	—	—	6	—	—
Deudores comerciales	—	—	4	—	—
Inversiones a corto plazo:					
Créditos a empresas	—	—	243	—	—
Derivados	—	—	23	—	—
Otros activos financieros	—	—	—	—	—
Deudas a largo plazo	—	—	(4.560)	—	—
Deudas a corto plazo	(487)	—	(1.996)	—	—
Acreeedores comerciales	—	—	(5)	—	—
Garantías y avales prestados	—	12	—	—	—
Acuerdos de financiación	—	1	—	—	—

La Sociedad tiene formalizadas con ENDESA Financiación Filiales, S.A., contratos de financiación por cuenta corriente, aplicándose a los saldos deudores o acreedores un tipo de interés igual al resultado de adicionar al EURIBOR a 6 meses un diferencial igual al que haya conseguido ENDESA sobre dicho índice en las pólizas de crédito en vigor.

c) Información referente al Consejo de Administración y altos Directivos

c1. Retribución. Consejo de Administración

El artículo 40º de los Estatutos Sociales establece que *«la remuneración de los administradores se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual y participación en beneficios. La remuneración, global y anual, para todo el Consejo y por los conceptos anteriores, será el uno por mil de los beneficios del grupo consolidado, aprobados por la Junta General, si bien el Consejo de Administración podrá reducir este porcentaje en los ejercicios en que lo estime conveniente. Todo ello sin perjuicio de lo establecido en el párrafo tercero de este artículo con relación a las dietas.*

Corresponderá al propio Consejo la distribución del importe citado entre los conceptos anteriores y entre los administradores en la forma, momento y proporción que libremente determine.

Los miembros del Consejo de Administración percibirán también dietas por asistencia a cada sesión de los órganos de administración de la sociedad y sus comités. La cuantía de dicha dieta será, como máximo, el importe que, de conformidad con los párrafos anteriores, se determine como asignación fija mensual. El Consejo de Administración podrá, dentro de este límite, establecer la cuantía de las dietas.

Las retribuciones previstas en los apartados precedentes, derivadas de la pertenencia al Consejo de Administración, serán compatibles con las demás percepciones profesionales o laborales que correspondan a los Consejeros por cualesquiera otras funciones ejecutivas o de asesoramiento que, en su caso, desempeñen para la sociedad distintas de las de supervisión y decisión colegiada propias de su condición de Consejeros, las cuales se someterán al régimen legal que les fuere aplicable.

De conformidad con lo dispuesto en el art. 218 de la Ley de Sociedades de Capital, la remuneración por el concepto participación en beneficios, sólo podrán percibirla los administradores después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y de la estatutaria y de haberse reconocido a los accionistas un dividendo mínimo del 4 %».

Así, los miembros del Consejo de Administración de ENDESA, S.A. han percibido retribuciones en su condición de Consejeros de la Sociedad, y por su pertenencia, en algunos casos, a Consejos de Administración de empresas dependientes, y los miembros del Consejo de administración que ejercen además funciones ejecutivas han percibido sus retribuciones por este concepto.

Durante el ejercicio 2010, la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 4.006,74 euros brutos y la dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comité de Nombramientos y Retribuciones y Comité de Auditoría y Cumplimiento, Comité Económico Financiero y de Inversiones, y Comité de Plan Industrial, Estrategia y Sinergias, ascendió a 2.003,37 euros brutos cada una.

El detalle de las retribuciones percibidas por los miembros del Consejo de Administración es el siguiente:

Retribución fija

	Retribución fija (Euros)			
	2010		2009	
	A. Fija	Retribución	A. Fija	Retribución
Borja Prado Eulate	48.081	812.000	48.081	617.722
Fulvio Conti (1) (3)	48.081	—	24.040	—
Andrea Brentán (9)	—	714.952	24.040	350.000
Luigi Ferraris (1)	48.081	—	48.081	—
Claudio Machetti (1)	48.081	—	48.081	—
Gianluca Comin (1) (2)	48.081	—	16.027	—
Luis de Guindos Jurado (3)	48.081	—	24.040	—
Miquel Roca Junyent (3)	48.081	—	24.040	—
Alejandro Echevarría Busquet (3)	48.081	—	24.040	—
José Manuel Entrecanales Domecq (4)	—	—	12.020	340.767
Rafael Miranda Robredo (5)	—	—	24.040	613.871
Carmen Becerril Martínez (6)	—	—	24.040	—
Valentín Montoya Moya (6)	—	—	24.040	—
Esteban Morrás Andrés (6)	—	—	24.040	118.261
Fernando d'Ornellas Silva (7)	—	—	28.047	—
Jorge Vega-Penichet López (8)	—	—	12.020	—
Suma	384.648	1.526.952	428.717	2.040.621
Total		1.911.600		2.469.338

(1) Las retribuciones devengadas por este consejero, se abonan directamente a ENEL, S.P.A., de conformidad con su normativa interna.

(2) Forma parte del Consejo de Administración desde el 14 de septiembre de 2009.

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.

(4) No forma parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009.

(5) No forma parte del Consejo de Administración desde el 30 de junio de 2009.

(6) No forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.

(7) No forma parte del Consejo de Administración desde el 20 de julio de 2009.

(8) Formó parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009 al 25 de junio de 2009.

(9) Las retribuciones devengadas en su condición de Consejero en concepto de «A. Fija» (Asignación fija) hasta 30 de junio de 2009 se abonaron directamente a ENEL, S.P.A., de conformidad con su normativa interna.

Retribución variable

	Retribución variable (Euros)			
	2010		2009	
	Beneficios	Retribución	Beneficios	Retribución
Borja Prado Eulate	195.698	477.691	174.497	—
Fulvio Conti (1) (3)	97.849	—	—	—
Andrea Brentán (1)	97.849	368.200	174.497	—
Luigi Ferraris (1)	195.698	—	174.497	—
Claudio Machetti (1)	195.698	—	174.497	—
Gianluca Comin (1) (2)	65.233	—	—	—
Luis de Guindos Jurado (3)	97.849	—	—	—
Miquel Roca Junyent (3)	97.849	—	—	—
Alejandro Echevarría Busquet (3)	97.849	—	—	—
José Manuel Entrecanales Domecq (4)	48.924	—	174.497	1.492.525
Rafael Miranda Robredo (5)	97.849	—	174.497	1.959.777
Carmen Becerril Martínez (6)	97.849	—	174.497	—
Valentín Montoya Moya (6)	97.849	—	174.497	—
Esteban Morrás Andrés (6)	97.849	—	174.497	491.126
Fernando d'Ornellas Silva (7)	114.157	—	174.497	—
Jorge Vega-Penichet López (8)	48.924	—	—	—
Suma	1.744.973	845.891	1.744.970	3.943.428
Total		2.590.864		5.688.398

(1) Las retribuciones devengadas por este consejero, se abonan directamente a ENEL, S.P.A., de conformidad con su normativa interna. En el caso del Sr. Brentan, esta circunstancia se produce sólo hasta 30 de junio de 2009.

(2) Forma parte del Consejo de Administración desde el 14 de septiembre de 2009.

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.

(4) No forma parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009.

(5) No forma parte del Consejo de Administración desde el 30 de junio de 2009.

(6) No forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.

(7) No forma parte del Consejo de Administración desde el 20 de julio de 2009.

(8) Formó parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009 al 25 de junio de 2009.

Dietas

	Dietas (Euros)	
	2010	2009
Borja Prado Eulate	38.064	50.084
Fulvio Conti (1) (3)	22.037	12.020
Andrea Brentán (1)	—	28.047
Luigi Ferraris (1)	42.071	52.088
Claudio Machetti (1)	40.067	30.051
Gianluca Comin (1) (2)	22.037	8.013
Luis de Guindos Jurado (3)	42.071	24.040
Miquel Roca Junyent (3)	58.098	30.051
Alejandro Echevarría Busquet (3)	32.054	20.034
José Manuel Entrecanales Domecq (4)	—	6.010
Rafael Miranda Robredo (5)	—	18.030
Carmen Becerril Martínez (6)	—	16.027
Valentín Montoya Moya (6)	—	28.047
Esteban Morrás Andrés (6)	—	12.020
Fernando d'Ornellas Silva (7)	—	40.067
Jorge Vega-Penichet López (8)	—	10.017
Total	296.499	384.646

(1) Las retribuciones devengadas por este consejero, se abonan directamente a ENEL, S.P.A, de conformidad con su normativa interna. En el caso del Sr. Brentan, esta circunstancia se produce sólo hasta 30 de junio de 2009.

(2) Forma parte del Consejo de Administración desde el 14 de septiembre de 2009.

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.

(4) No forma parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009.

(5) No forma parte del Consejo de Administración desde el 30 de junio de 2009.

(6) No forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de junio de 2009.

(7) No forma parte del Consejo de Administración desde el 20 de julio de 2009.

(8) Formó parte del Consejo de Administración desde el 24 de marzo de 2009 al 25 de junio de 2009.

Otras retribuciones

Miembros	En euros	
	2010	2009
Borja Prado Eulate	7.375	4.200
Andrea Brentan	8.872	3.003
José Manuel Entrecanales Domecq (1)	—	9.666.744
Rafael Miranda Robredo (2)	—	18.349.241
Esteban Morrás Andrés (1)	—	1.734.831
Total	16.247	29.758.019

(1) «Otras retribuciones» del ejercicio 2009 incluye, las cantidades correspondientes a las indemnizaciones contractuales de los Srs. Entrecanales y Morrás, al haber cesado el 24 de marzo de 2009 y 25 de junio de 2009, respectivamente.

(2) «Otras retribuciones» del ejercicio 2009 incluye la cantidad total correspondiente a los derechos económicos reconocidos por la prejubilación del Sr. Miranda con fecha 30 de junio de 2009 y hasta el momento de su jubilación.

Anticipos y préstamos

La compañía no ha concedido, durante los ejercicios 2009 y 2010, anticipos y/o préstamos a favor de los Consejeros, y tampoco existen saldos pendientes.

Miembros	En euros	
	2010	2009
—	—	—

Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones

Miembros	En euros	
	2010	2009
Borja Prado Eulate	163.815	94.156
Andrea Brentan	140.883	70.844
José Manuel Entrecanales Domecq	—	66.358
Rafael Miranda Robredo (1)	—	105.456
Esteban Morrás Andrés	—	24.834

(1) La Compañía tiene establecido con carácter general, para el personal que cumple determinados supuestos de edad y antigüedad, derecho a la prejubilación con una garantía de derechos futuros en materia de retribuciones y pensiones. Por lo que a pensiones futuras se refiere y dado que en ejercicios anteriores se pagaron las primas globales por este concepto, el presente ejercicio recoge las diferencias por ajuste de valores.

Primas de Seguros de Vida

Miembros	En euros	
	2010	2009
Borja Prado Eulate	62.100	66.604
Andrea Brentán	88.362	84.662
José Manuel Entrecanales Domecq	—	34.262
Rafael Miranda Robredo	—	5.905
Esteban Morrás Andrés	—	1.717
Consejeros	—	10.422

c.2. Retribución Alta Dirección**Remuneración de los Altos Directivos durante el ejercicio 2009 y 2010**

Identificación de los miembros de la Alta Dirección que no son a su vez consejeros ejecutivos, y remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Miembros de la Alta Dirección 2010

Nombre	Cargo
D. Francisco Borja Acha Besga	Director General de Asesoría Jurídica
D. Alfonso Arias Cañete	Director General Energía Nuclear
D. José Damián Bogas Gálvez	Director General de España y Portugal
D. Paolo Bondi	Director General Económico Financiero
D. Francesco Buresti	Director General de Compras
D. Enrique Durand Baquerizo	Director General de Auditoría
D. Rafael López Rueda (2)	Director General de Sistemas y Telecomunicaciones
D. Alfonso López Sánchez	Director General de Comunicación
D. Héctor López Vilaseco	Director General de Estrategia y Desarrollo
D. Salvador Montejo Velilla	Secretario General y del Consejo de Administración
D. José Luis Puche Castillejo	Director General de Organización y Recursos Humanos
D. Álvaro Quiralte Abelló	Director General de Gestión Energía
D. Massimo Tambosco (1)	Director General Adjunto a la D.G. Económico Financiera
D. Antonio Torvá Jordán (1)	Director General Adjunto a la D.G. Comunicación

(1) Causa baja en el ejercicio 2010.

(2) Causa alta en el ejercicio 2010.

A continuación se detalla la retribución correspondiente a los miembros de la Alta Dirección:

Remuneración	En Euros	
	2010	2009
Retribución Fija	5.505.400	5.778.914
Retribución Variable	3.985.874	6.474.453
Dietas		
Atenciones Estatutarias		
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros		
Otros (1)	639.277	8.751.495
Total	10.130.551	21.004.862

(1) En el ejercicio 2009 esta cantidad incluye las indemnizaciones contractuales que han recibido los Altos Directivos que han cesado, con motivo del cambio de control.

Otros Beneficios	En Euros	
	2010	2009
Anticipos	635.226	692.226
Créditos concedidos	301.030	331.030
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones (1)	966.363	1.347.200
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas		
Primas de Seguros de Vida	335.110	593.569

(1) La Compañía tiene establecido con carácter general, para el personal que cumple determinados supuestos de edad y antigüedad, derecho a la prejubilación con una garantía de derechos futuros en materia de retribuciones y pensiones. Para quienes están en este supuesto, por lo que a pensiones futuras se refiere y dado que en ejercicios anteriores se pagaron las primas globales por este concepto, el presente ejercicio recoge las diferencias por ajuste de valores.

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Dirección

Por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los Altos Directivos que tienen derecho a ello por importe de 7.286.626 euros en 2010 para atender los devengos futuros, en materia retributiva, al igual que para el resto del personal en el mismo supuesto de edad y antigüedad, es decir, derecho a la prejubilación.

c.3. Cláusulas de garantía: Consejo de Administración y Alta Dirección

Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control

Este tipo de cláusulas es el mismo en los contratos de los Consejeros Ejecutivos y de los Altos Directivos de la Sociedad y de su Grupo, se ajustan a la práctica habitual del mercado, como se deriva de los informes solicitados por la Compañía, han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones y recogen supuestos de indemnización para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia postcontractual.

El régimen de estas cláusulas es el siguiente:

Extinción

- Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente, según los casos, de una a tres veces la retribución anual.
- Por decisión unilateral del directivo: sin derecho de indemnización, salvo que el desistimiento se base en un incumplimiento grave y culpable de la Sociedad de sus obligaciones o vaciamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1382/1985.

- Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero.
- Por decisión de la Sociedad basada en una conducta gravemente dolosa y culpable del directivo en el ejercicio de sus funciones: sin derecho a indemnización.

Estas condiciones son alternativas a las derivadas de la modificación de la relación laboral preexistente o de la extinción de ésta por prejubilación para Altos Directivos.

Pacto de no competencia postcontractual

En la gran mayoría de los contratos se exige al Alto Directivo cesante que no ejerza una actividad en competencia con ENDESA, durante el periodo de dos años; en contraprestación, el directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad equivalente a una retribución fija anual.

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 el número de Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, con cláusulas de garantía, ascendía a 12.

c.4. Otra información referente al Consejo de Administración

Con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas cotizadas, los consejeros comunican, hasta donde alcanza su conocimiento, las participaciones directas o indirectas que, tanto ellos como las personas vinculadas a que se refiere el artículo 231 de la Ley de Sociedades de Capital, tienen en el capital de sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de ENDESA, S.A., y comunican igualmente los cargos o las funciones que en ella ejerzan:

A 31 de Diciembre de 2010

Nombre del Consejero	NIF o CIF de la sociedad objeto	Denominación de la sociedad objeto	% Participación	Cargos
D. Borja Prado Eulate	B85721025	ENEL Energy Europe, S.r.l	—	Consejero
D. Borja Prado Eulate	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A	0,00064	—
D. Fulvio Conti	00811720580	ENEL, SpA	0,00563	Consejero Delegado y D. General
D. Fulvio Conti	B85721025	ENEL Energy Europe, S.r.l	—	Presidente
D. Fulvio Conti	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A	0,00248	—
D. Andrea Brentan	94.271.000-3	Energis, S.A.	—	Vicepresidente
D. Andrea Brentan	B85721025	ENEL Energy Europe, S.R.L.	—	Consejero Delegado
D. Andrea Brentan	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A	—	Consejero
D. Andrea Brentan	8096.41.513	ENEL Investment Holding	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	00811720580	ENEL, SpA	0,00031	CFO
D. Luigi Ferraris	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A	0,00080	Presidente
D. Luigi Ferraris	6671156423	ENEL OGK-5 OJSC	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	06152631005	ENEL Factor SpA	—	Presidente
D. Luigi Ferraris	06377691008	ENEL Servizi Srl	—	Presidente
D. Luigi Ferraris	05779711000	ENEL Distribuzione SpA	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	05617841001	ENEL Produzione SpA	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	8096.41.513	ENEL Investment Holding	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	10426731005	ENEL Ingegneria e Innovazione SpA	—	Consejero
D. Luis de Guindos Jurado	91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	—	Consejero
D. Luis de Guindos Jurado	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A	0,00008	—
D. Claudio Machetti	00811720580	ENEL, SpA	—	D. de la función Group Risk Management
D. Claudio Machetti	6347168E	ENEL.re Ltd	—	Presidente

A 31 de Diciembre de 2010

Nombre del Consejero	NIF o CIF de la sociedad objeto	Denominación de la sociedad objeto	% Participación	Cargos
D. Claudio Machetti	08036221003	ENEL New.Hydro Srl	—	Presidente
D. Claudio Machetti	05779711000	ENEL Distribuzione SpA	—	Consejero
D. Claudio Machetti	8096.41.513	ENEL Investment Holding	—	Consejero
D. Claudio Machetti	05617841001	ENEL Produzione SpA	—	Consejero
D. Claudio Machetti	05918271007	ENEL Trade SpA	—	Consejero
D. Claudio Machetti	05779661007	Terna SpA	—	Consejero
D. Gianluca Comin	00811720580	ENEL, SpA	0,00015	D. de Relaciones Externas
D. Gianluca Comin	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A	0,00040	—

A 31 de Diciembre de 2009

Nombre del Consejero	NIF o CIF de la sociedad objeto	Denominación de la sociedad objeto	% Participación	Cargos
D. Borja Prado Eulate	91.081.000-6	ENDESA Chile, S.A.	—	Consejero
D. Fulvio Conti	00811720580	ENEL, SpA	0,00563	Consejero Delegado y D. General
D. Andrea Brentan	94.271.000-3	Enerdis, S.A.	—	Vicepresidente
D. Andrea Brentan	B85721025	ENEL Energy Europe, S.R.L.	—	Presidente
D. Andrea Brentan	8096.41.513	ENEL Investment Holding	—	Consejero
D. Luigi Ferraris	00811720580	ENEL, SpA	0,00016	CFO
D. Luis de Guindos Jurado	91.081.000-6	ENDESA Chile, S.A.	—	Consejero
D. Claudio Machetti	00811720580	ENEL, SpA	—	D. de la función Group Risk Management
D. Gianluca Comin	00811720580	ENEL, SpA	0,00015	D. de Relaciones Externas

Durante el ejercicio 2010 se han dado en los Administradores situaciones de conflicto de interés. Los Consejeros afectados por esta situación de conflicto, se han ausentado de las correspondientes sesiones, evitando la posible adopción de decisiones, por parte del Consejo de Administración, contrarias al interés social de ENDESA.

Diversidad de género: El Consejo de Administración de ENDESA, S.A., a 31 de diciembre de 2010 y 2009, está integrado por 9 consejeros, no teniendo presencia en el mismo ninguna mujer.

c.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción de ENDESA

ENDESA no ha establecido, hasta la fecha, plan alguno de retribuciones vinculadas a la cotización de la acción o «stock option» de ENDESA, de forma que ni los miembros del Consejo de Administración, ni los Altos Directivos han percibido retribuciones por tal concepto.

c.6. Planes de retribución a largo plazo

En el año 2010 se ha establecido en ENDESA un sistema de retribución a largo plazo denominado Plan de Fidelización, que tiene como finalidad fortalecer el compromiso de los empleados que ocupan posiciones de mayor responsabilidad en la consecución de los objetivos estratégicos del Grupo. Con un ámbito temporal de tres años (desde enero-2010 a diciembre-2012), afecta a un total de 375 empleados (Altos Directivos, Directivos y Personal Singular en España). El Programa consiste en el derecho a la percepción de un incentivo a largo plazo, en función del grado de cumplimiento de objetivos de carácter económico de la compañía (Resultado Bruto de Explotación (en adelante, «EBTIDA») de ENDESA y Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante (en adelante, «Beneficio Neto») de ENDESA y ENEL).

19. Otra información

a) Personal

El número medio de empleados de la Sociedad durante los ejercicios 2010 y 2009, expresado por categorías ha sido el siguiente:

Categorías	Ejercicio 2010			Ejercicio 2009		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos y titulados superiores	616	334	950	498	284	782
Titulados medios	109	115	224	103	89	192
Mandos intermedios	36	118	154	19	105	124
Administrativos y operarios	11	41	52	6	37	43
Total	772	608	1.380	626	515	1.141

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, la distribución de la plantilla por categorías y sexos, es la siguiente:

Categorías	Ejercicio 2010			Ejercicio 2009		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos y titulados superiores	620	339	959	590	323	913
Titulados medios	109	116	225	110	107	217
Mandos intermedios	36	118	154	34	113	147
Administrativos y operarios	11	39	50	8	41	49
Total	776	612	1.388	742	584	1.326

b) Retribución a los auditores

A continuación se detallan los honorarios relativos a los servicios prestados durante los ejercicios 2010 y 2009 por los auditores de las cuentas anuales de la Sociedad y del consolidado del Grupo ENDESA:

	<i>Miles de euros</i>			
	Ejercicio 2010		Ejercicio 2009	
	KPMG Auditores, S.L.	Otras entidades afiliadas a KPMG International	KPMG Auditores, S.L.	Otras entidades afiliadas a KPMG International
Auditoria de los estados financieros	3.792	—	3.378	—
Otras auditorías distintas de los estados financieros y otros servicios relacionados con las auditorías	282	—	—	—
Otros servicios no relacionados con las auditorías	—	—	—	—
Total	4.074	—	3.378	—

El importe indicado en el cuadro anterior incluye la totalidad de los honorarios relativos a los servicios realizados durante los ejercicios 2010 y 2009, con independencia del momento de su facturación.

c) Seguros

La Sociedad tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos de la empresa matriz y filiales en las que tiene una participación igual o superior al 50%, cubriendo los daños propios que pueden sufrir los diversos elementos del inmovilizado material de estas empresas, con límites y coberturas adecuadas a los tipos de riesgo y países en los que opera. Asimismo se cubren las posibles reclamaciones de terceros que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad.

d) Información sobre los aplazamientos de pago efectuados a proveedores y acreedores

De acuerdo con lo dispuesto por la disposición adicional tercera de la ley 5/2010 de 5 de julio, de modificación de la ley 3/2004 de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra morosidad en las operaciones comerciales, los importes pendientes de pago a proveedores a 31 de diciembre de 2010 que exceden del plazo legal de pago ascienden a 3 millones de euros.

20. Información sobre actividades medioambientales

Durante los ejercicios 2010 y 2009 la Sociedad no ha incurrido en ningún gasto cuya finalidad principal sea la minimización del impacto medioambiental ni ha adquirido ningún activo destinado a dicho fin ni ha recibido subvención alguna para ello. Asimismo, los Administradores de la misma entienden que a la fecha de cierre del ejercicio no existe ningún gasto probable o cierto en relación a estos riesgos que debiera estar provisionado a la citada fecha por este concepto.

21. Hechos posteriores al cierre

Con fecha 13 de enero de 2011 han sido registradas en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, «CNMV») las condiciones finales de la primera emisión del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, cuya cuantía ha ascendido a un total de 1.996 millones de euros, de los que han correspondido a ENDESA 1.041 millones de euros. El desembolso de dicha emisión se ha producido con fecha 25 de enero de 2011.

El pasado 15 de febrero de 2011 se ha realizado la segunda emisión del Fondo por un importe total de 1.994 millones de euros netos, de los que a ENDESA han correspondido 1.039 millones de euros. El desembolso de esta segunda emisión se producirá con fecha 24 de febrero de 2011.

Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2010

Evolución de los negocios

Endesa, S.A. (en adelante ENDESA) es una sociedad holding, por lo que sus ingresos vienen determinados fundamentalmente por los dividendos de sus filiales y sus gastos por el coste de las deudas que mantiene. Adicionalmente en función de las variaciones de valor de sus filiales pueden producirse dotaciones y reversiones de provisiones por la cartera de participaciones.

El importe neto de la cifra de negocios en el ejercicio 2010 ha ascendido a 1.609 millones de euros como consecuencia de unos ingresos por dividendos por importe de 1.328 millones de euros y por los ingresos por la prestación de servicios a las empresas del Grupo por importe de 281 millones de euros.

El total de ingresos de explotación ha ascendido a 1.649 millones de euros, frente a unos gastos de explotación de 528 millones de euros ha dado lugar a un resultado de explotación de 1.121 millones de euros.

El resultado financiero ha sido negativo en 292 millones de euros. Este resultado incluye fundamentalmente ingresos financieros por 56 millones de euros, por los préstamos concedidos entre los que destaca la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas del sistema eléctrico español y gastos financieros por 367 millones de euros generados por la deuda financiera.

El resultado antes de impuestos ha ascendido a 829 millones de euros y el impuesto sobre sociedades devengado ha supuesto un ingreso de 121 millones de euros. El Impuesto sobre Sociedades supone un ingreso ya que los dividendos recibidos de empresas del grupo que constituyen la fuente principal de ingresos de la Sociedad no tributan, al haber tributado ya los resultados generados de estas sociedades, que se encuentran integradas en la declaración consolidada del Impuesto sobre Sociedades del Grupo, cuya sociedad cabecera es Enel Energy Europe, S.L.

Con todo ello el resultado neto obtenido en el ejercicio 2010 ha ascendido a 950 millones de euros.

Operaciones de inversión y desinversión

Las principales operaciones de inversión y desinversión realizadas en el ejercicio 2010 están detalladas en la Nota 7 de la Memoria.

Operaciones financieras

Las principales operaciones financieras realizadas por la Sociedad en el año 2010 han sido las siguientes:

- En abril del 2010 se precedió a la amortización anticipada de un préstamo sindicado de 2.000 millones de euros originalmente firmado el 4 de mayo del 2009, a un plazo de dos años.
- En diciembre se ha procedido a firmar operaciones de crédito bilaterales a largo plazo con cinco entidades financieras de primer nivel por un importe total de 1.075 millones de euros y con vencimiento final en el año 2016.

Acontecimientos posteriores al cierre

Los acontecimientos posteriores al cierre se describen en la Nota 21 de la memoria.

Evolución previsible

Los resultados de ENDESA de los ejercicios futuros, vendrán determinados fundamentalmente por los dividendos que perciba de las filiales, los cuales dependerán fundamentalmente de la evolución de los resultados de las mismas.

Los Administradores de la Sociedad consideran que la política de dividendos que se establezca para las sociedades filiales, será suficiente para que ENDESA pueda obtener resultados que permitan una adecuada política de retribución a sus accionistas.

Principales riesgos asociados a la actividad de endesa

La actividad de ENDESA se lleva a cabo en un entorno en el que existen factores exógenos que pueden influir en la evolución de sus operaciones y de sus resultados económicos. Los principales riesgos que pueden afectar las operaciones de ENDESA, son los siguientes:

1. Riesgos relacionados con las actividades y sector

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

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

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

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

El sistema eléctrico español ha venido funcionando en los últimos años con una insuficiencia de ingresos que ha dado lugar a la existencia de un déficit. El Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, y normativa posterior equivalente, establece la obligación de que ciertas sociedades, entre las que se encuentra ENDESA, financien dicho déficit. Asimismo, el Grupo ENDESA también tiene pendientes de recuperar una parte significativa de los sobrecostes de la generación extrapeninsular generados a partir de 2001.

El Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, (con las modificaciones realizadas por el Real Decreto Ley 6/2010, de 9 de abril) establece la posibilidad de recuperar los déficit del

sistema acumulados, incluidos los sobrecostes de la generación extrapeninsular generados hasta 2008, a través de la aportación de dichos derechos por parte de las empresas que lo han financiado a un fondo de titulización constituido a tal efecto. Por otra parte este mismo Real Decreto Ley establece los importes máximos del déficit del sistema que podrán existir en el periodo 2009-2012 (modificados por el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre), estableciendo que a partir de 2013 no podrá existir déficit. Igualmente, el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, contempla la cobertura de los extracostes de la generación extrapeninsular a partir de 2013 a través de los Presupuestos Generales del Estado, con una asunción gradual por estos del extracoste en el período 2009-2012, en el que serán cubiertos de forma conjunta con el sistema eléctrico.

El 7 de julio de 2010 ENDESA ha comunicado al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico su compromiso irrevocable de cesión de derechos de cobro de la totalidad de la financiación del Déficit de Ingresos de la Actividades reguladas y de los sobrecostes de la generación extrapeninsular del periodo 2001-2008. Con fecha 13 de enero de 2011 han sido registradas en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, «CNMV») las condiciones finales de la primera emisión del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, por un importe de 1.996 millones de euros, de los que han correspondido a ENDESA 1.041 millones de euros que han sido cobrados el 25 de enero de 2011. Asimismo, con fecha 15 de febrero de 2011 se ha producido la segunda emisión del Fondo, por un importe de 1.994 millones de euros, de los que han correspondido a ENDESA 1.039 millones de euros que serán cobrados el 24 de febrero de 2011.

Teniendo en cuenta el elevado volumen de derechos de cobro que tiene acumulado ENDESA por los conceptos anteriores, el proceso de titulización de los mismos que deberá producirse en los próximos meses debería suponer, en caso de culminarse con éxito, una entrada de efectivo significativa, incidiendo positivamente por tanto en la situación financiera del Grupo ENDESA.

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

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

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

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

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

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

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

La actividad del Grupo puede resultar afectada por las condiciones hidrológicas y climáticas.

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

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

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

Riesgo de tipo de interés

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

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

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

Riesgo de tipo de cambio

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

Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades del Grupo y asociadas.

Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materias energéticas.

Ingresos y gastos de las filiales latinoamericanas en la moneda funcional de cada sociedad, y, en determinados casos, referenciados a la evolución del dólar.

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

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, el Grupo ENDESA ha contratado derivados y deuda en dólares destinada a cubrir ingresos referenciados al dólar. Adicionalmente, el Grupo también trata de que se produzca un equilibrio entre los cobros y pagos de efectivo de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera.

Sin embargo, las estrategias de gestión del riesgo pueden no ser plenamente eficaces a la hora de limitar la exposición a cambios en los tipos de interés y los tipos de cambio de divisas extranjeras, lo que podría afectar adversamente a la situación financiera y a los resultados.

Riesgo de precio de «commodities»

El Grupo ENDESA se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de «commodities» energéticas, incluidos los derechos de emisión de CO₂ y CERs, fundamentalmente a través de:

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

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

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

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

Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias comprometidas e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un período que esté en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

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

Riesgo de crédito

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

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

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

- Las colocaciones de tesorería se realizan con entidades de primer nivel en los mercados en que se opera.
- La contratación de derivados, así como el riesgo de crédito asociado a las «commodities» incluidas dentro del alcance de la NIC 39 se realiza con entidades de elevada solvencia.

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

- Análisis del riesgo asociado a cada contraparte cuando no exista rating externo de agencias.
- Solicitud de garantías en los casos que así lo requieran.
- Petición de avales en contrataciones de nuevos clientes.
- Seguimiento exhaustivo de los saldos a cobrar de clientes.

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

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

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

Ello supone que dichas inversiones tienen que planificarse con mucha antelación respecto de la fecha prevista de puesta en funcionamiento, por lo que posibles cambios en las condiciones de mercado pueden suponer la necesidad de adaptar estas decisiones a las nuevas condiciones de mercado lo que puede implicar costes adicionales no planificados.

Por otra parte, en relación con el desarrollo de dichas instalaciones, generalmente el Grupo debe obtener permisos y autorizaciones del Gobierno, adquirir terrenos o firmar contratos de arrendamiento, suscribir contratos de abastecimiento de equipos y construcción, de explotación y mantenimiento, de suministro de combustible y de transporte, acuerdos de consumo y financiación suficiente de patrimonio y deuda. Entre los factores que pueden influir en la capacidad para construir nuevas instalaciones cabe citar, entre otros:

- Demoras en la obtención de aprobaciones normativas, incluidos los permisos medioambientales.
- Reducciones o variaciones en el precio de los equipos, materiales o mano de obra.
- Oposición de grupos políticos o étnicos.
- Cambios adversos en el entorno político y normativo en los países donde opera.
- Condiciones meteorológicas adversas que pueden retrasar la finalización de plantas o subestaciones de energía, o catástrofes naturales, accidentes y demás sucesos imprevistos.
- La incapacidad para obtener financiación a los tipos que son satisfactorios para ENDESA.

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

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

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

Asimismo, ENDESA está sujeta a riesgos derivados de la explotación de centrales nucleares y del almacenamiento y manipulación de materiales de escaso nivel de radioactividad. La legislación y los reglamentos españoles limitan la responsabilidad de los operadores de centrales nucleares en caso de accidente. Dichos límites son coherentes con los tratados internacionales ratificados por España. La legislación española dispone que el operador de las instalaciones nucleares sea responsable por un máximo de 700 millones de euros

como resultado de las reclamaciones relativas a un único accidente nuclear. La posible responsabilidad de ENDESA en relación con su participación en centrales nucleares queda totalmente cubierta por el seguro de responsabilidad de hasta 700 millones de euros.

La posible responsabilidad de ENDESA en relación con la contaminación u otros daños a terceros o sus bienes se ha asegurado similarmente en hasta 150 millones de euros. Si ENDESA fuera demandada por daños al medio ambiente o de otro tipo en relación con sus operaciones (salvo las centrales nucleares) por sumas superiores a la cobertura de su seguro, su actividad, situación financiera o el resultado de las operaciones podrían resultar adversamente afectados.

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

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

2. Riesgos relacionados con los países en que el Grupo opera

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

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

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

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

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

3. Riesgos operacionales

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

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

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

4. Otros riesgos

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

El Grupo es parte de diversos procedimientos legales relacionados con su negocio, incluyendo contenciosos de naturaleza tributaria y regulatoria. También está siendo o puede ser objeto de inspecciones y comprobaciones de carácter tributario. En general, el Grupo ENDESA está expuesto a reclamaciones de terceros en todos los orígenes jurisdiccionales (penal, civil, mercantil, social y contencioso-administrativo) y en arbitrajes nacionales e internacionales. Si bien ENDESA estima que se han dotado las provisiones adecuadas a la vista de las contingencias legales a 31 de diciembre de 2010, no se puede asegurar que el Grupo tendrá éxito en todos los procedimientos ni que una decisión adversa no pueda afectar significativa y adversamente a su actividad, situación financiera o al resultado de sus operaciones. Tampoco puede asegurarse que no puedan plantearse .

Política de gestión de riesgos

La información relativa a la política de gestión de riesgos se incluye en la Nota 12 de la Memoria.

Acciones propias

A 31 de diciembre de 2010 la Sociedad no posee acciones propias, no habiéndose realizado operaciones durante el ejercicio 2010.

Actividades en materia de investigación y desarrollo

La Sociedad no ha desarrollado directamente actividades en materia de Investigación y Desarrollo ya que son sus sociedades filiales las que las realizan directamente.

Información exigida por el artículo 116 bis de la Ley del Mercado de Valores

a) La estructura del capital, incluidos los valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera y el porcentaje del capital social que represente.

El capital social de la sociedad es de 1.270.502.540,40 euros y está íntegramente suscrito y desembolsado.

El capital social está integrado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal cada una, que están representadas por anotaciones en cuenta y pertenecen a una misma clase (acciones ordinarias).

Las 1.058.752.117 acciones que componen el capital social, representadas por medio de anotaciones en cuenta, tienen la consideración de valores mobiliarios y se rigen por lo dispuesto en la normativa reguladora del mercado de valores.

Las acciones de Endesa, representadas por anotaciones en cuenta, se hallan inscritas en el Registro Central de Iberclear, entidad encargada del registro contable de las acciones.

Las acciones de Endesa, S.A. cotizan en las Bolsas españolas y en la Bolsa «Off Shore» de Santiago de Chile, y forman parte del índice bursátil Ibex-35.

b) Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores.

No existen restricciones legales ni estatutarias a la libre adquisición o transmisión de los valores representativos del capital social.

c) Las participaciones significativas en el capital, directas o indirectas.

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos	% sobre el total de derechos de voto
Enel Energy Europe, S.R.LU. (1)	974.717.763	—	92,063
Enel, S.P.A.	—	974.717.763	92,063
Total	974.717.763	974.717.763	92,063

(1) Enel Energy Europe S.R.L.U. está participada al 100% por Enel, S.P.A.

d) Cualquier restricción al derecho de voto;

No existen restricciones legales ni estatutarias al derecho de voto.

e) Los pactos parasociales;

No existen pactos parasociales vigentes.

f) Las normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de Administración y a la modificación de los Estatutos de la sociedad;

Normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de Administración:

De conformidad con lo establecido en los artículos 37 y 38 de los Estatutos Sociales, «Corresponde a la Junta General tanto el nombramiento, como la separación de los Consejeros. El cargo de Consejero es renunciable, revocable y reelegible», «La duración de los cargos de Consejeros será de cuatro años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración».

El nombramiento y la reelección de Consejeros se regulan en el Reglamento del Consejo de Administración:

Artículo 5º: Estructura y composición del Consejo.

«Las propuestas de nombramiento o reelección de Consejeros que formule el Consejo recaerá en personas de reconocido prestigio que posean la experiencia y los conocimientos profesionales adecuados para el ejercicio de sus funciones y que asuman un compromiso de dedicación suficiente para el desempeño de las tareas de aquél».

Artículo 21º: Nombramiento de Consejeros.

«La Junta General o, en su caso, el Consejo serán competentes para designar a los miembros del mismo de conformidad con lo establecido en la Ley de Sociedades Anónimas y en los Estatutos Sociales.

La propuesta de nombramiento o reelección de los Consejeros que se eleven por el Consejo de Administración a la Junta General de Accionistas, se aprobará por el Consejo de Administración a propuesta del Comité de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de que se tratara de Consejeros Independientes, y previo informe de dicho Comité en el caso de los restantes consejeros».

Artículo 24º: Reelección de Consejeros.

«El Comité de Nombramientos y Retribuciones informará con carácter preceptivo sobre la propuesta de reelección de los Consejeros que el Consejo decida presentar a la Junta General».

Artículo 25º: Cese y dimisión de los Consejeros.

«25.1. Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados, así como en todos los demás supuestos en que así proceda, de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el presente Reglamento.

25.2. Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo, y formalizar la correspondiente dimisión cuando:

- su permanencia en el Consejo de Administración pueda perjudicar al crédito y reputación de la sociedad o
- se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos legalmente y cuando el Consejo, previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones resuelva que el Consejero ha infringido gravemente sus obligaciones.

25.3. Cuando por cualquier causa se produzca el cese de un Consejero, éste no podrá prestar servicios en otra entidad competidora durante el plazo de dos años, salvo que el Consejo le dispense de esta obligación o acorte la duración de la referida prohibición».

25.4. En el caso de que un Consejero cese en su cargo, ya sea por dimisión o por otro motivo, antes del término de su mandato, deberá explicar las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, se deberá dar cuenta del motivo del cese en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Normas aplicables a la modificación de los Estatutos de la Sociedad;

Conforme al artículo 26 de los Estatutos Sociales, para que la Junta General Ordinaria o Extraordinaria pueda acordar válidamente la modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el 50% del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria, será suficiente la concurrencia del 25% de dicho capital.

Cuando concurren accionistas que representen menos del 50% del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos a que se refiere el apartado anterior sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital, presente o representado, en la Junta.

g) Los poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones;

El Consejero Delegado tiene delegadas, todas las facultades del Consejo de Administración legal y estatutariamente delegables.

El Consejo de Administración de Endesa no está facultado para emitir nuevas acciones de Endesa, S.A., es necesaria la previa autorización de la Junta General.

Asimismo, la Junta General de Endesa de 21 de junio de 2010, de conformidad con el artículo 75 de la Ley de Sociedades Anónimas, autorizó la adquisición derivativa de acciones propias, así como los derechos de suscripción preferente de las mismas, por cualquiera de las modalidades legalmente admitidas, directamente por la propia Endesa, S.A., por las Sociedades de su Grupo o por persona interpuesta, hasta la cifra máxima permitida por la Ley. Las adquisiciones se realizarán a un precio por acción mínima de su valor nominal y máximo equivalente a su valor de cotización más un 5% adicional. La duración de la presente autorización será de 5 años.

La autorización incluye también la adquisición de acciones que, en su caso, hayan de ser entregadas directamente a los trabajadores y administradores de la Sociedad o sus filiales, o como consecuencia del ejercicio de derechos de opción de que aquellos sean titulares.

h) Los acuerdos significativos que haya celebrado la Sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la Sociedad a raíz de una Oferta Pública de Adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información;

ENDESA tiene préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras por un importe equivalente a 1.410 millones de euros que podrían ser susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control en ENDESA, S.A.

i) Los acuerdos entre la Sociedad y sus cargos de Administración y Dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una Oferta Pública de Adquisición;

A 31 de diciembre de 2010 el número de Consejeros Ejecutivos, Altos Directivos y Directivos, con cláusulas de garantía, ascendía a 31.

Consejeros Ejecutivos	2
Altos Directivos	10
Directivos	19
Total	31

Este tipo de cláusulas es el mismo en los contratos de los Consejeros Ejecutivos y de los Altos Directivos de la Sociedad y de su Grupo, se ajustan a la práctica habitual del mercado, como se deriva de los informes solicitados por la Compañía, han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones y recogen supuestos de indemnización para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia postcontractual.

El régimen de estas cláusulas, para los Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, es el siguiente:

Extinción

- Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente, según los casos, de una a tres veces la retribución anual.
- Por decisión unilateral del Directivo: sin derecho de indemnización, salvo que el desistimiento se base en un incumplimiento grave y culpable de la Sociedad de sus obligaciones o vaciamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1382/1985.
- Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero.
- Por decisión de la Sociedad basada en una conducta gravemente dolosa y culpable del directivo en el ejercicio de sus funciones: sin derecho a indemnización.

No obstante, lo anterior y por adecuación a mercado, en el caso de dos de los Altos Directivos citados, la garantía es de una mensualidad y media de retribución por año de servicio, para determinados supuestos de desvinculación de la Empresa.

Estas condiciones son alternativas a las derivadas de la modificación de la relación laboral preexistente o de la extinción de ésta por prejubilación para Altos Directivos.

Pacto de no competencia postcontractual

En la gran mayoría de los contratos se exige al Alto Directivo cesante que no ejerza una actividad en competencia con Endesa, durante el periodo de dos años. En contraprestación, el Directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad equivalente a una retribución fija anual.

El régimen de las cláusulas para los diecinueve Directivos, es similar al descrito para los Consejeros Ejecutivos y Alta Dirección, con la excepción de algunos de los supuestos específicos de indemnización de los Altos Directivos.

Informe de Gobierno Corporativo requerido por el artículo 526 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital

Se incluye como Anexo a este Informe de Gestión, y formando parte integrante del mismo, el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2010, tal y como requiere el artículo 526 de la Ley de Sociedades de Capital.

Propuesta de aplicación de resultados

El beneficio del ejercicio 2010 de ENDESA, S.A. ha sido de 949.599.151,58 euros que conjuntamente con el remanente, que asciende a 2.452.550.379,57 euros, hacen un total de 3.402.149.531,15 euros.

La propuesta de aplicación de esta cantidad formulada por el Consejo de Administración de la Sociedad a la Junta General de Accionistas, consiste en pagar a las acciones con derecho a dividendo la cantidad bruta de 1,017 euros por acción, destinando el resto a remanente.

	Euros
A dividendo (importe máximo a distribuir correspondiente a 1,017 euros/acción por la totalidad de las acciones (1.058.752.117 acciones))	1.076.750.902,99
A Remanente	2.325.398.628,16
Total	3.402.149.531,15

Edita:
Dirección General de Comunicación

Diseño:
Dirección General de Comunicación / Cromotex

Maquetación y Preimpresión:
Cromotex

Impresión
Tf Artes Gráficas
Comprometidos con el Medio Ambiente

Depósito legal:
M-17805-2011

Este libro ha sido producido bajo las normas ISO 9001:2008 Sistema de Gestión de la Calidad, e ISO 14001:2004 Sistema de Gestión Medioambiental y verificado según el EMAS. Dichos sistemas verifican que en todo momento el proceso se realiza optimizando tanto la parte productiva como la gestión de residuos de acuerdo a la normativa vigente. Todos los papeles empleados proceden de bosques gestionados de manera responsable y han sido fabricados libre de cloro elemental (ECF) con pH neutro y están libres de metales pesados. Papel adecuado para archivo según la norma ISO 9076



Impreso en papel certificado FSC®





Ribera del Loira 60
28042 Madrid
Tel 912131000
www.endesa.es

endesa [P] PUBLICACIONES