

**COMISION NACIONAL DEL MERCADO
DE VALORES**

Paseo de la Castellana, 19

28046 – MADRID

At.: Elena de Pedro

Madrid, 30 de junio de 2003

Muy Sres. nuestros:

Se adjuntan Diskettes con ficheros que recogen fielmente el contenido del Folleto Informativo Continuado de Endesa, S.A. registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores con fecha 30 de junio de 2003.

Atentamente,

D. José Luis Palomo Alvarez,
Director Corporativo Económico-Financiero

Endesa, S.A.

Folleto Informativo Continuado (RFV)

30 de junio de 2003

El presente Folleto Informativo Continuado ha sido inscrito en los Registros de la Comisión Nacional del Mercado de Valores con fecha 30 de junio de 2003

INDICE

CAPÍTULO I

PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD DE SU CONTENIDO Y ORGANISMOS SUPERVISORES DEL FOLLETO

- I.1. Personas que asumen la responsabilidad por el contenido del Folleto
- I.2. Organismos supervisores del Folleto
- I.3. Verificación y auditoría de las cuentas anuales

CAPÍTULO III

LA SOCIEDAD EMISORA Y SU CAPITAL

- III.1. Identificación y objeto social
- III.2. Informaciones legales
- III.3. Información sobre el capital
- III.4. Acciones propias
- III.5. Beneficios y dividendos
- III.6. Grupo en que está integrada la sociedad emisora
- III.7. Principales sociedades
- III.8. Adquisiciones y ventas relevantes

CAPÍTULO IV

ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

- IV.1. Antecedentes
- IV.2. Actividades principales del emisor
- IV.3. Circunstancias condicionantes
- IV.4. Información laboral
- IV.5. Política de inversiones

CAPÍTULO V

EL PATRIMONIO, LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DEL EMISOR

- V.1. Información contable consolidada
- V.2. Información contable individual

CAPÍTULO VI

LA ADMINISTRACIÓN, LA DIRECCIÓN Y EL CONTROL DE LA SOCIEDAD EMISORA

- VI.1. Identificación y función en la entidad de las personas que se mencionan
- VI.2. Conjunto de intereses en la Sociedad de las personas citadas en el apartado VI.1
- VI.3. Personas físicas o jurídicas que ejercen un control sobre la Sociedad Emisora
- VI.4. Régimen de autorización administrativa previa para determinados acuerdos
- VI.5. Representación y limitación de los derechos de voto
- VI.6. Participaciones significativas en el capital social de la Sociedad Emisora
- VI.7. Accionistas de la Sociedad Emisora
- VI.8. Prestamistas en más del 20% de la deuda de la Sociedad Emisora
- VI.9. Clientes o suministradores significativos de la Sociedad Emisora
- VI.10. Avaes
- VI.11. Intereses en la entidad del auditor de cuentas

CAPÍTULO VII

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DE LA SOCIEDAD EMISORA

- VII.1. Evolución reciente de los negocios de la Sociedad Emisora
- VII.2. Perspectivas

ANEXOS

- I. Informe Anual 2002
- II Cuentas Anuales e Informe de Gestión Consolidados Auditados de ENDESA y sociedades filiales (Grupo ENDESA) correspondientes al ejercicio 2002
- III. Cuentas Anuales e Informe de Gestión Individuales Auditados de ENDESA, S.A. correspondientes al ejercicio 2002
- IV. Estatutos Sociales
- V. Conciliación de los estados contables de ENDESA, correspondientes al ejercicio 2002, elaborados según criterios españoles con los resultantes de la aplicación de criterios de Estados Unidos

CAPÍTULO I

PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD DE SU CONTENIDO Y ORGANISMOS SUPERVISORES DEL FOLLETO

I.1. PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD POR EL CONTENIDO DEL FOLLETO

D. José Luis Palomo Alvarez, mayor de edad, con NIF nº 51.316.595 F, en su condición de Director Corporativo Económico-Financiero de ENDESA, S.A. (en adelante "ENDESA" o "Sociedad Emisora"), con domicilio en Madrid, calle Ribera del Loira, 60, CIF: A 28023430, asume, en nombre y representación de la misma la responsabilidad del presente Folleto Informativo Continuoado (en adelante "Folleto") en virtud de los poderes otorgados con fecha 5 de mayo de 2000 con el número 1.037 de protocolo e inscritos en el Registro Mercantil de Madrid con fecha 26 de mayo de 2000, Tomo 14779, Folio 47, Sección 8ª, Hoja M-6405, Inscripción 838.

D. José Luis Palomo Alvarez confirma la veracidad de los datos e informaciones contenidos en el presente Folleto, no omitiéndose ningún hecho o dato relevante susceptible de alterar su alcance o inducir a error.

I.2. ORGANISMOS SUPERVISORES DEL FOLLETO

I.2.1. INSCRIPCION EN REGISTROS OFICIALES

El presente Folleto Informativo Continuoado de ENDESA (Modelo RFV) ha sido verificado e inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante "CNMV") con fecha __ de junio de 2003.

"El registro del Folleto por la Comisión Nacional de Mercado de Valores no implica recomendación de la suscripción o compra de los valores a que se refiere el mismo, ni pronunciamiento en sentido alguno sobre la solvencia de la entidad emisora o la rentabilidad de los valores emitidos u ofertados" (según lo dispuesto en el Real Decreto 291/1992, de 27 de marzo, sobre emisiones y ofertas públicas de venta de valores, modificado por el Real Decreto 2590/1998, de 7 de diciembre, sobre modificaciones del régimen jurídico de los Mercados de Valores, y en la Circular 2/1999, de 22 de abril, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, por la que se aprueban determinados modelos de folletos de utilización en emisiones u ofertas públicas de valores).

I.2.2. AUTORIZACIONES ADMINISTRATIVAS

ENDESA está sujeta al régimen de autorización administrativa previa de acuerdo con el Real Decreto 929/1998, de 14 de mayo, modificado por el Real Decreto 1113/1999, de 25 de junio, de Aplicación del Régimen de Autorización Administrativa Previa a "ENDESA, Sociedad Anónima" y a determinadas sociedades de su Grupo, como consecuencia de la aplicación de la Ley 5/95, de 23 de marzo, de Régimen Jurídico de Enajenación de Participaciones Públicas en determinadas Empresas.

En virtud de este régimen, están sometidas a autorización previa los actos y acuerdos sociales de adquisición directa o indirecta de acciones o valores de ENDESA y de determinadas filiales que puedan dar derecho directa o indirectamente a la suscripción o adquisición de capital de al menos un 5% en el capital de ENDESA o un 10% en el resto de las citadas filiales. Este régimen también es extensible a la enajenación o gravamen de acciones de que sea titular ENDESA en cualquiera de las restantes sociedades, así como los acuerdos de disolución voluntaria, escisión o fusión de ENDESA y las restantes sociedades del Grupo.

El 21 de diciembre de 2000 la Comisión Europea interpuso un recurso ante el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas contra el Reino de España con objeto de que se declarara que la Ley 5/95 de Régimen jurídico de enajenación de participaciones públicas en determinadas empresas, en la medida que establece la necesidad de autorización administrativa previa para determinados actos en relación con empresas privatizadas era contrario al Derecho Comunitario. Igualmente, se solicitaba la misma declaración para los Reales Decretos de aplicación de dicha Ley, relativos a Repsol, Telefónica de España, Telefónica Servicios Móviles, Corporación Bancaria de España (Argentaria), Tabacalera y Endesa, S.A.

El Tribunal por sentencia de fecha 13 de mayo de 2003 declara que tanto los artículos 2 y 3, apartados 1 y 2, de la mencionada Ley 5/1995, como, entre otros, el Real Decreto 929/1998 de 14 de mayo modificado por el Real Decreto 1113/1999, de 25 de junio, de Aplicación del Régimen de Autorización Administrativa Previa a "ENDESA, Sociedad Anónima" son contrarios al Derecho Comunitario por el carácter discrecional especialmente amplio de esta facultad administrativa y por su naturaleza previa al acto societario.

No obstante el Tribunal afirma la posibilidad de que existan determinados regímenes de autorización administrativa si bien deben ser proporcionados respecto al fin perseguido, de forma que no pueda alcanzarse el mismo objetivo con medidas menos restrictivas, en particular, mediante un sistema de declaraciones *a posteriori* y deben basarse en criterios objetivos, no discriminatorios y conocidos de antemano por las empresas interesadas y cualquier persona afectada por una medida restrictiva de este tipo debe poder disponer de un medio de impugnación jurisdiccional.

El Gobierno español ha anunciado su intención de promover una reforma de dicho régimen para adecuarlo al derecho comunitario

I.3. VERIFICACION Y AUDITORIA DE LAS CUENTAS ANUALES

Como Anexo II del presente Folleto se incorporan las cuentas anuales e informes de gestión consolidados del Grupo ENDESA correspondientes al ejercicio 2002. Dichos estados financieros han sido auditados con informe favorable sin salvedades por la firma Deloitte & Touche España, S.L., S.Com., con domicilio en la calle Raimundo Fernández Villaverde, número 65, 28003 Madrid, firma que figura inscrita en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (en adelante "ROAC") con el número de inscripción S0692.

Como Anexo III se incorporan las cuentas anuales e informe de gestión individuales de ENDESA correspondientes al ejercicio 2002, que también fueron auditados con informes favorables sin salvedades por la firma Deloitte & Touche España, S.L., con domicilio en la calle Raimundo Fernández Villaverde, número 65, 28003 Madrid, e inscrita en el ROAC con el número de inscripción S0962.

Igualmente, las cuentas anuales, consolidadas e individuales de ENDESA, correspondientes a los ejercicios 2000 y 2001 fueron auditadas, con informes favorables sin salvedades, por la firma Arthur Andersen y Cía, S.Com., con domicilio en la calle Raimundo Fernández Villaverde, número 65, 28003 Madrid e inscrita en el ROAC con el número de inscripción S0962, y están a disposición del público en la CNMV.

CAPÍTULO III

LA SOCIEDAD EMISORA Y SU CAPITAL

III.1. IDENTIFICACIÓN Y OBJETO SOCIAL

III.1.1. DENOMINACION DE LA ENTIDAD EMISORA

La denominación social de la Entidad Emisora es ENDESA, S.A. (en adelante "ENDESA"), tiene su domicilio social y oficinas principales en Madrid, calle Ribera del Loira, 60, y su Código de Identificación Fiscal (CIF) es A-28/023430.

El objeto social de la Sociedad, de acuerdo con el artículo 2 de sus Estatutos consiste en:

"1. La sociedad tiene por objeto:

- a) El negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales.*
- b) La explotación de toda clase de recursos energéticos primarios.*
- c) La prestación de servicios de carácter industrial, y, en especial, los de telecomunicaciones, agua, gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social.*
- d) La gestión del Grupo Empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades.*

2. La Sociedad desarrollará, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades".

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

III.2. INFORMACIONES LEGALES

III.2.1. CONSTITUCIÓN, INSCRIPCIÓN Y DURACIÓN DE LA SOCIEDAD EMISORA

La Compañía, que fue constituida el 18 de noviembre de 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A., mediante escritura pública otorgada ante el Notario de Madrid D. Rafael López de Haro y Moya, cambió su denominación por la de ENDESA, S.A. por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de junio de 1997, y está inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, Tomo 323, Folio 1, Hoja 6405.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 de los Estatutos Sociales, ENDESA tiene duración indefinida y dio comienzo a sus operaciones el día del otorgamiento de la escritura de constitución.

Las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia de los Estatutos Sociales en la página de internet de la sociedad www.endesa.es o en la sede social, calle Ribera del Loira, número 60 de Madrid.

III.2.2 FORMA JURÍDICA Y LEGISLACIÓN APLICABLE

ENDESA está sujeta al régimen jurídico de las Sociedades Anónimas, rigiéndose por la Ley de Sociedades Anónimas, cuyo Texto Refundido fue aprobado por el Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre. Asimismo, la actividad de ENDESA está regulada por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo. También es de aplicación la Ley 6/1977, de 4 de enero, de Fomento de la Minería (véase mayor detalle en *Capítulo IV, apartado IV.1.3.*)

En lo referente a su régimen contable, ENDESA está sujeta a lo establecido en el Real Decreto 4371/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del sector eléctrico y su normativa de desarrollo.

Por último, está sometida al régimen de autorización administrativa previa de acuerdo con el Real Decreto 929/1998, de 14 de mayo, modificado por el Real Decreto 1113/1999, de 25 de junio (véase el *Capítulo I, apartado I.3*).

III.3. INFORMACIÓN SOBRE EL CAPITAL

III.3.1. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2002 el capital social de ENDESA asciende a 1.270.502.540,40 euros y se encuentra totalmente suscrito y desembolsado, no habiendo sufrido variaciones hasta la fecha de la firma del presente Folleto.

III.3.2. DESEMBOLSOS PENDIENTES

No existe ningún importe pendiente de liberar, al estar la totalidad del capital suscrito y desembolsado.

III.3.3. ACCIONES

El capital social, en la actualidad, está integrado por 1.058.752.117 acciones ordinarias, de 1,2 euros de valor nominal unitario, pertenecientes todas a una misma clase y serie, con los mismos derechos políticos y económicos.

Los derechos de los accionistas de la Sociedad, de acuerdo con el artículo 7 de los Estatutos Sociales, son los siguientes:

“La acción confiere a su titular legítimo la condición de socio y le atribuye los derechos reconocidos en la Ley y en estos Estatutos.

En los términos establecidos en la Ley y salvo en los casos en ella previstos, el accionista tiene, como mínimo, los siguientes derechos:

- a) *El de participar en el reparto de las ganancias sociales y en el patrimonio resultante de la liquidación.*
- b) *El de suscripción preferente en la emisión de nuevas acciones o de obligaciones convertibles en acciones.*
- c) *El de asistir y votar en las Juntas Generales y el de impugnar los acuerdos sociales.*
- d) *El de información.”*

Las acciones están representadas por anotaciones en cuenta y se hallan inscritas en el Registro Central de la sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A. (Iberclear), entidad encargada del registro contable de las acciones, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 7 de septiembre de 2000, en el Tomo 15.611 General del Libro de sociedades, folio 5, Sección 8, Hoja 262818, Inscripción 1.

Las acciones de ENDESA cotizan en las cuatro Bolsas españolas, en la de Bolsa de Nueva York, bajo la forma de ADR con una equivalencia de una por una, y en la Bolsa “Off Shore” de Santiago de Chile.

A 31 de diciembre de 2002 el número de ADR ascendía a 45.565.352 títulos.

III.3.4. EVOLUCIÓN DEL CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2002 el capital social de ENDESA asciende a 1.270.502.540,40 euros y está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal, no habiendo sufrido variaciones en los últimos tres años.

III.3.5. EMISIONES DE VALORES CONVERTIBLES, CANJEABLES O CON WARRANTS

La Junta General de Accionistas, celebrada el día 10 de mayo de 2002, adoptó el siguiente acuerdo:

“Delegar en el Consejo de Administración, al amparo de lo dispuesto en el artículo 319 del Reglamento del Registro Mercantil y en el régimen general sobre emisión de obligaciones, y aplicando por analogía lo previsto en los artículos 153.1 b) y 159.2 de la Ley de Sociedades Anónimas, y con expresas facultades de sustitución en la Comisión Ejecutiva, la facultad de emitir valores de renta fija de conformidad con las siguientes condiciones:

1. *La emisión de los valores de renta fija podrá efectuarse en una o varias veces dentro del plazo máximo de cinco (5) años a contar desde la fecha de adopción del presente Acuerdo.*
2. *El importe total de la emisión o emisiones de valores de renta fija que se acuerden al amparo de la presente delegación, unido al de las demás emisiones de la Sociedad en circulación en el momento en que se haga uso de ella, no podrá exceder del límite máximo en ese mismo momento de la cifra de capital social desembolsado más las reservas que figuren en el último balance aprobado y las cuentas de regularización y actualización de balances aceptadas por el Ministerio de Economía y Hacienda previsto en el apartado 1 del artículo 282 de la Ley de Sociedades Anónimas.*
3. *Los valores de renta fija emitidos podrán ser obligaciones, bonos, pagarés y demás valores de renta fija tanto simples como, en el caso de obligaciones, canjeables y/o convertibles en acciones de la Sociedad.*
4. *La delegación para emitir valores de renta fija se extenderá a la fijación de los distintos aspectos y condiciones de cada emisión (valor nominal, tipo de emisión, precio de reembolso, tipo de interés, relación de canje, amortización, cláusulas antidilución, garantías de la emisión, admisión a cotización, etc.).*

En el caso de la emisión de obligaciones convertibles, la delegación comprenderá también las siguientes facultades:

- i) *La facultad de aumentar el capital en la cuantía necesaria para atender las solicitudes de conversión. Dicha facultad sólo podrá ser ejercitada en la medida en que el Consejo, sumando el capital que aumente para atender la emisión de obligaciones convertibles y los restantes aumentos de capital que hubiera acordado al amparo de autorizaciones concedidas por la Junta, no exceda el límite de la mitad de la cifra de capital social previsto en el artículo 153.1 b) de la Ley de Sociedades Anónimas.*
- ii) *La facultad para excluir el derecho de suscripción preferente de accionistas o titulares de obligaciones convertibles y/o canjeables cuando ello sea necesario para la captación de los recursos financieros en los mercados nacionales o internacionales o de otra manera lo exija el interés social. En el supuesto de dirigirse la emisión al mercado nacional los accionistas y titulares de obligaciones convertibles y/o canjeables tendrán la posibilidad de suscribir las obligaciones o bonos con carácter previo a los inversores institucionales mediante una oferta pública en los términos y condiciones que determine el Consejo de Administración y que sean autorizados por los organismos públicos correspondientes.*
- iii) *La facultad para determinar la relación de conversión, que podrá ser fija o variable, el momento de la conversión, que podrá limitarse a un período predeterminado, la titularidad del derecho de conversión, que podrá atribuirse a la sociedad o a los obligacionistas y, en general, cuantos extremos y condiciones resulten necesarios o convenientes para la emisión.*

Queda sin efecto la delegación para la emisión de valores de renta fija simple otorgada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el día 13 de abril de 2000, en la parte no dispuesta.

Solicitar la admisión en mercados secundarios oficiales o no oficiales, organizados o no, nacional o extranjeros, de las obligaciones u otros valores que se emitan por ENDESA, S.A. en virtud de esta delegación, facultando al Consejo, con expresa autorización de sustitución a favor de la Comisión Ejecutiva, para la realización de los trámites y actuaciones necesarios para la admisión a cotización ante los organismos competentes de los distintos mercados de valores nacionales o extranjeros.

A los efectos de lo dispuesto en el artículo 27 del Reglamento de Bolsas de Comercio, se ha ce constar expresamente que, en caso de que solicitase posteriormente la exclusión de la cotización de los títulos emitidos en virtud de esta delegación, ésta se adoptará con las mismas formalidades a que se refiere dicho artículo y, en tal supuesto, se garantizará el interés de los accionistas u obligacionistas que se opongan o no voten el acuerdo, cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley de Sociedades Anónimas y disposiciones concordantes, todo ello de acuerdo con lo dispuesto en el citado Reglamento de Bolsas de Comercio, la Ley del Mercado de Valores y disposiciones que la desarrollen”.

ENDESA no tiene emitidos empréstitos convertibles, canjeables o con warrants..

III.3.6. TÍTULOS CON VENTAJAS A FUNDADORES Y PROMOTORES

ENDESA no tiene emitidos valores que representen ventajas atribuibles a fundadores y promotores, ni bonos de disfrute.

III.3.7. AUTORIZACIONES DE LA JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

III.3.7.1. CAPITAL AUTORIZADO

La Junta General de Accionistas de la Sociedad, celebrada el día 13 de abril de 2000, adoptó el siguiente acuerdo:

“Facultar al Consejo de Administración, tan ampliamente como en derecho sea necesario para que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 153 apartado 1.b de la Ley de Sociedades Anónimas, pueda aumentar el capital social, en una o varias veces y en cualquier momento antes de que transcurran cinco años desde la fecha de celebración de la presente Junta General, en la cuantía máxima de 635.251.270,20 euros, equivalente al 50% de la cifra de capital social a fecha de hoy, mediante la emisión de nuevas acciones -con o sin voto, o rescatables o no-, consistiendo el contravalor de las nuevas acciones a emitir en aportaciones dinerarias, pudiendo fijar los términos y condiciones del aumento de capital y las características de las acciones -dentro de los límites legal y estatutariamente aplicables-, así como ofrecer libremente las nuevas acciones no suscritas en el plazo o plazos de suscripción preferente, y establecer que, en caso de suscripción incompleta, el capital se aumentará sólo en la cuantía de las suscripciones efectuadas. Asimismo, se faculta al Consejo de Administración para excluir el derecho de suscripción preferente en los términos del artículo 159 de la Ley de Sociedades Anónimas, y para solicitar la admisión a negociación de las nuevas acciones que se emitan en las Bolsas de Valores”.

No ha habido acuerdos posteriores al respecto.

III.3.7.2. EMISIÓN DE EMPRÉSTITOS AUTORIZADA

Véase Capítulo III, apartado III.3.5.

No ha habido acuerdos posteriores al respecto. A 31 de diciembre de 2002, el límite autorizado ascendía a 7.639 millones de euros, alcanzando el importe en circulación los 1.472 millones de euros, por lo que el margen autorizado a dicha fecha era de 6.167 millones de euros. A 31 de Mayo 2003 el

limite autorizado ascendia a 7.969 millones de euros, alcanzando el importe en circulaci3n los 1.472 millones de euros, por lo que el margen autorizado a dicha fecha era de 6.497

III.3.8. CONDICIONES ESTATUTARIAS DE LAS MODIFICACIONES DEL CAPITAL

El Articulo 26 de los Estatutos seala:

"Para que la Junta General Ordinaria y Extraordinaria pueda acordar v3lidamente la emisi3n de obligaciones, el aumento o la disminuci3n del capital, la transformaci3n, fusi3n o escisi3n de la Sociedad y, en general, cualquier modificaci3n de los Estatutos Sociales, ser3 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 ser3 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 solo podr3n adoptarse v3lidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital, presente o representado en la Junta".

III.3.9. MODIFICACIONES DE LOS ESTATUTOS SOCIALES

La Junta General de Accionistas celebrada el d3a 19 de junio de 2003, adopt3 el siguiente acuerdo:

"I.- Modificar la redacci3n de los art3culos 17 (Organos sociales), 18 (Junta General), 22 (Convocatoria de la Junta General), 27 (Derecho de asistencia), 28 (Representaci3n), 31 (Deliberaci3n y adopci3n de acuerdos), 33 (Derecho de informaci3n) 34 (Acta de la Junta), 36 (Consejo de Administraci3n. Funciones Generales), 40 (Retribuci3n), 41 (Responsabilidad), 42 (Incompatibilidades), 43 (Convocatoria y lugar de celebraci3n), 45 (Cargos del Consejo), 49 (Atribuciones del Consejo) y 55 (Nombramiento de auditores) de los Estatutos Sociales de ENDESA, S.A.

II.- Incluir en los actuales Estatutos Sociales los nuevos art3culos 50 bis (Comit3 de Auditor3a y Cumplimiento) y art3culo 50 ter (Comit3 de Nombramientos y Retribuciones).

III.- Suprimir la disposici3n Transitoria de los actuales Estatutos Sociales de ENDESA, S.A.

IV.- Aprobar el texto refundido de los Estatutos Sociales de ENDESA, S.A. con las modificaciones, incorporaciones y orden num3rico resultante de los cambios anteriores."

Se incluye como Anexo IV de este Folleto copia de la modificaci3n de los Estatutos Sociales aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado d3a 19 de junio de 2003; copia del correspondiente informe de los Administradores justificativo de dicha modificaci3n y texto refundido de los Estatutos Sociales.

Las modificaciones se estructuran en los siguientes apartados:

- Nueva redacci3n de los art3culos 17, 18, 22, 27, 28, 31, 33, 34, 36, 40, 41, 42, 43, 45, 49 y 55.
- Inclusi3n de los nuevos art3culos 50 bis y 50 ter.
- Supresi3n de la Disposici3n Transitoria.
- Renumeraci3n de los art3culos y aprobaci3n de un Texto Refundido de los Estatutos Sociales.

Esta modificaci3n contempla, en primer lugar, la adaptaci3n de los Estatutos Sociales al mandato establecido en el art3culo 47 de la Ley 44/2002, de 22 de noviembre, de Medidas de Reforma del Sistema Financiero (en adelante "Ley Financiera"), que aade, entre otras, una Disposici3n Adicional Octava a la Ley 24/1988, de 28 de julio, reguladora del Mercado de Valores.

En segundo t3rmino, se dispone la incorporaci3n y desarrollo de pr3cticas de gobierno corporativo en los Estatutos Sociales, en l3nea con las recomendaciones formuladas en el Informe de la Comisi3n Especial para el Fomento de la Transparencia y Seguridad de los Mercados y en las Sociedades

Cotizadas o "Informe Aldama" y que, en gran medida, ya fueron adoptadas en el Reglamento del Consejo de Administración.

En tercer lugar, se suprimen determinados apartados, bien por resultar meras transcripciones de disposiciones legales, o por desaparecer el supuesto de hecho que regulaban y, por tanto, carecer de sentido su aplicación.

Por último, y por razones de práctica societaria, se renumera el articulado de los Estatutos Sociales y la aprueba un texto refundido.

III.4. ACCIONES PROPIAS

Al amparo de las autorizaciones concedidas por la Juntas Generales de Accionistas, celebradas el 13 de abril de 2000, el 28 de abril de 2001, y el 10 de mayo de 2002, la Sociedad realizó diversas operaciones con acciones propias resultando los saldos, importes y precios medios que se resumen en la siguiente tabla (cifras en euros):

AUTOCARTERA	17/06/03	31/12/2002	31/12/2001
Saldo inicial de títulos	10.559.826	12.444.983	3.262.811
Acciones compradas	2.730.939	11.263.659	15.356.827
Precio medio	10,90	11,69	17,25
Importe de las compras	29.758.368,12	131.701.631,92	264.960.865,60
Acciones vendidas	13.290.765	13.148.816	6.174.655
Precio medio	12,64	12,19	19,09
Importe de las ventas	167.955.977,21	160.288.268,80	117.891.053,59
(Minusvalía)/Plusvalía (1)	(5.364.629,93)	(38.198.039,20)	2.648.916,49
Saldo final de títulos	0	10.559.826	12.444.983
Importe total	0	143.562.239,02	210.346.915,10
Precio medio (euros)	0	13,60	16,90
% sobre capital social	0	1,00	1,18

(1) Calculada sobre el coste medio histórico de la cartera sin considerar las provisiones dotadas.

El saldo total de acciones propias, adquiridas directamente por ENDESA, asciende al 31 de diciembre de 2002 a 10.559.826 títulos por un importe de 143 millones de euros, habiéndose dotado una provisión por importe de 61 millones de euros, con lo que el coste neto es de 82 millones de euros.

A la fecha de registro del presente Folleto el saldo total de acciones propias es nulo.

El resto de sociedades del Grupo no poseen acciones de la Sociedad.

La Junta General de Accionistas celebrada el día 19 de junio de 2003, adoptó el siguiente acuerdo:

“Revocar y dejar sin efecto la autorización para la adquisición derivativa de acciones de la sociedad, concedida por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 10 de mayo de 2002.

Autorizar nuevamente la adquisición derivativa de acciones propias, así como los derechos de suscripción preferente de las mismas, de acuerdo con el artículo 75 de la Ley de Sociedades Anónimas, en las siguientes condiciones:

- a) Las adquisiciones podrán realizarse 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.*
- b) Las adquisiciones se realizarán a un precio por acción mínimo de su valor nominal y máximo equivalente a su valor de cotización más un 5% adicional.*
- c) La duración de la presente autorización será de 18 meses.”*

III.5. BENEFICIOS Y DIVIDENDOS

El Consejo de Administración de la Sociedad, en su reunión del día 24 de septiembre de 2002, aprobó la distribución de un dividendo a cuenta del ejercicio 2002 de 0,264 euros brutos por acción, que fue pagado el día 2 de enero de 2003.

Igualmente, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado día 19 de junio de 2003 aprobó la distribución de un dividendo complementario del ejercicio 2002 de 0,4185 euros brutos por acción, y fecha de pago a partir del 1 de julio de 2003.

La siguiente tabla muestra algunos datos referidos a los dividendos y resultados de ENDESA en los ejercicios 2000, 2001 y 2002:

	2002	2001	2000
Capital Social (1)	1.270,50	1.270,50	1.270,50
Número de Acciones (2)	1.058.752.117	1.058.752.117	1.058.752.117
Beneficio Neto Ejercicio (1) (3)	1.270	1.479	1.407
Dividendos Distribuidos (1)	723	723	688
Beneficio por Acción (Euros)	1,20	1,40	1,33
Dividendo por Acción (Euros)	0,6825	0,6825	0,65
Cotización cierre Ejercicio (Euros)	11,15	17,57	18,15
PER	9,30	12,55	13,66
Pay-Out (%)	56,9	48,9	48,9

(1) En millones de euros

(2) Al cierre de cada ejercicio.

(3) Datos correspondientes a las cuentas consolidadas.

III.6. GRUPO EN QUE ESTA INTEGRADA LA SOCIEDAD EMISORA

ENDESA es la sociedad dominante de un Grupo de Sociedades (véase más detalle en el *Capítulo IV* de este Folleto). Como consecuencia del proceso de reordenación societaria y de la separación de actividades eléctricas para adaptarse a lo dispuesto por la Ley 54/197, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la actividad de ENDESA, S.A. ha pasado a convertirse en una sociedad holding y durante los años 2000, 2001 y 2002 se ha centrado fundamentalmente en la gestión y prestación de servicios a su grupo empresarial, no realizando directamente actividades eléctricas.

En la actualidad, para ordenar sus líneas de negocio, ENDESA cuenta con las siguientes compañías: ENDESA Generación, ENDESA Red, ENDESA Energía, ENDESA Europa, ENDESA Internacional, ENDESA Diversificación, y ENDESA Servicios.

Como Anexo I al presente Capítulo, se adjunta mapa societario en el que se recoge, en forma gráfica, la situación al 31 de diciembre de 2002.

III.7 PRINCIPALES SOCIEDADES

Se adjunta como Anexo II al presente *Capítulo* un detalle de todas las participaciones de ENDESA con sus respectivos porcentajes de participación en las mismas y datos económico-financieros, referidos al 31 de diciembre de 2002. Asimismo, las tablas que se muestran a continuación recogen, al 31 de diciembre de 2002, un mayor detalle del inmovilizado financiero de ENDESA, S.A. y de su Grupo consolidado.

?? ENDESA, S.A.

El detalle del inmovilizado financiero de las cuentas anuales de ENDESA a 31 de diciembre de 2002 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

INMOVILIZADO FINANCIERO	MILLONES DE EUROS
Participaciones en empresas del Grupo	22.046
Créditos a empresas del Grupo	3
Participaciones en empresas asociadas	628
Créditos a empresas asociadas	-
Cartera de valores a largo plazo	2
Otros créditos, depósitos y fianzas	748
Provisiones (*)	(2.236)
TOTAL INMOVILIZADO FINANCIERO	21.191

(*) Incluye provisiones de Empresas del Grupo por 2.144 millones de euros y de Empresas Asociadas por 86 millones de euros.

El detalle de las participaciones en empresas del Grupo que figura en las cuentas anuales de ENDESA a 31 de diciembre de 2002 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

EMPRESAS DEL GRUPO	DOMICILIO SOCIAL	OBJETO SOCIAL	TIPO CON.	% CONTR.	%DIR. (1)	% IND.	% ECON	EMPRESA CONTROL
ENDESA Energía, S.A.	Madrid	Com. Productos energéticos	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Generación, S.A.	Madrid	Generación energía eléctrica	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Red, S.A.	Madrid	Distribución energía eléctrica	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
Inversiones Distrilima, S.A.	Perú	Sociedad de cartera	IG	86,14	2,06	84,08	66,18	ENDESA Internacional
International ENDESA, BV	Holanda	Gestión financ. Internacional	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Servicios, S.L.	Madrid	Prestación de servicios	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Internac., S.A.	Madrid	Activ. Internacional ENDESA	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Diversificac., S.A.	Madrid	Sociedad de cartera	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Net Factory, S.L.	Madrid	Desarrollo nuevas tecnolog.	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Financiación Filiales, S.L.	Madrid	Gestión de financiación filiales	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	Gran Canaria	Gestión financiera	NC	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
Teneguía Gestión Financiera Sdad. Comand.	Gran Canaria	Gestión financiera	IG	94,45	94,45	--	94,45	ENDESA
ENDESA Europa, S.A.	Madrid	Holdig de desarrollo de negocios eléctricos en Europa	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
Desalant, S.A.	Chile	Potabilización de agua de mar	NC	50,00	20,00	30,00	50,00	ENDESA Diversificac.

(1) De ENDESA, S.A.

IG: Integración global. NC: No consolida.

EMPRESAS DEL GRUPO	CAPITAL	RESERVAS	RDO.NETO 2002	VTC	DIVIDENDOS	COSTE BRUTO (€)	COSTE NETO (€)
ENDESA Energía, S.A.	13	17	39	68	39	14	14
ENDESA Generación, S.A.	1.882	2.042	2.082	6.006	1.818	3.764	3.764
ENDESA Red, S.A.	688	676	498	1.862	413	1.375	1.375
Inversiones Distrilima, S.A. (1)	547	213	60	706	-	4	4
International ENDESA, BV	15	5	-	20	-	18	18
ENDESA Servicios, S.L.	84	(18)	28	94	12	115	84
ENDESA Internac., S.A.	2.931	(612)	(221)	2.098	-	3.761	2.098
ENDESA Diversificac., S.A.	540	306	(491)	355	-	761	356
ENDESA Net Factory, S.L.	8	(2)	(4)	2	-	22	2
ENDESA Financiación Filiales, S.L.	4.621	4.635	234	9.490	210	9.242	9.242
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	20	-	-	20	-	20	20
Teneguía Gestión Financiera Sdad. Comand.	1.567	2	51	1.530	42	1.480	1.480
ENDESA Europa, S.A.	367	1.055	21	1.443	-	1.468	1.443
Desalant, S.A. (2)	6.592	0	(51)	3.271	-	2	2
TOTAL	-	-	-	-	-	22.046	19.902

Las cifras de capital, reservas y resultados se presentan en moneda local, según se indica, distinta del euro.

(1) Sol peruano.

(2) Peso chileno.

El detalle de las participaciones en empresas asociadas que figura en las cuentas anuales de ENDESA referidas a 31 de diciembre de 2002 es el siguiente (cifras en millones de euros):

EMPRESAS ASOCIADAS	DOMIC. SOCIAL	OBJETO SOCIAL	TIPO CON.	PART. CONT. (%)	PART. DIR. (%) (1)	PART. ECON. (%)	EMPRESA DE CONTROL
Inversora Eléctrica del Pacífico	Colombia	Distribución energía eléctrica	NC	49,90	49,90	49,90	ENDESA
Red Eléctrica España, S.A.	Madrid	Transporte energía eléctrica	PE	10,00	10,00	10,00	ENDESA
Interbolsa, S.A.	Madrid	Intermediación financiera	NC	20,00	20,00	20,00	ENDESA
Proyecto Almería Mediterráneo, S.A.	Almería	Actividad de diversificación	NC	45,00	45,00	45,00	ENDESA
Repsol-YPF, S.A.	Madrid	Sector hidrocarburos	PE	3,02	3,02	3,02	ENDESA

(1) De ENDESA, S.A.

PE: Puesta en equivalencia. NC: No consolida.

EMPRESAS ASOCIADAS	CAPITAL	RESERVAS	RDO.NETO 2002	VTC	DIVID.	COSTE BRUTO (€)	COSTE NETO (€)
Inversora Eléctrica Pacífico	-	-	-	-	-	-	-
Red Eléctrica España, S.A. (1)	271	464	100	84	6	9	9
Interbolsa, S.A.	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto Almería Mediterráneo, S.A.	-	-	-	-	-	-	-
Repsol-YPF, S.A.	1.221	10.596	1.952	416	6	619	533
TOTAL	-	-	-	-	-	628	542

(1) Corresponde al 3% de la participación en dicha sociedad. El 7% restante por importe de 18 millones de euros se ha traspasado a inversiones financieras temporales.

Adicionalmente, ENDESA posee el 100% de participación en Sociedad de Gestión de Activos de Generación, Sociedad de Gestión de Activos de Distribución, Nueva Compañía de Generación Eléctrica 2, Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 2, Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 3, Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4, Apamea 2000 y Nubia 2000, sociedades que no tienen actividad y sobre las cuales no hay tomada ninguna decisión.

?? CUENTAS CONSOLIDADAS

El detalle del inmovilizado financiero de las cuentas anuales del Grupo ENDESA a 31 de diciembre de 2002 es el siguiente (cifras en millones de euros):

INMOVILIZADO FINANCIERO	MILLONES DE EUROS
Participaciones puestas en equivalencia	2.038
Créditos a sociedades puestas en equivalencia	48
Cartera de valores a largo plazo	539
Otros créditos	1.677
Provisiones (*)	(104)
TOTAL INMOVILIZADO FINANCIERO	4.198

(*) Incluye provisiones de Cartera de valores a largo plazo por importe de 85 millones de euros.

A continuación, se detallan las participaciones más significativas en sociedades puestas en equivalencia a 31 de diciembre de 2002 (cifras en millones de euros):

SOCIEDADES PUESTA EN EQUIVALENCIA	DOMIC. SOCIAL	OBJETO SOCIAL	TIPO CON.	PART. CONT. (%)	PART. DIR. (%)	PART. ECON. (%)	EMPRESA DE CONTROL
Auna, Oper. Telecom., S.A.	España	Telecomunicaciones	PE	29,61	29,61	30,18 (2)	ENDESA Telec.
Repsol—YPF, S.A.	España	Sector Hidrocarburos	PE	3,02	3,02	3,02	ENDESA
Smartcom, S.A.	Chile	Operador de telefonía móvil	PE	100,00	100,00	100,00	
Snet, S.A.	Francia	Generación energía eléctrica	PE	30,00	30,00	30,00	ENDESA
Sdad. General de Aguas de Barcelona, S.A. (Agbar)	España	Distribución y suministro de agua potable	PE	11,64	11,64	11,64	ENDESA Diversificación
Red Eléctrica España, S.A.	España	Transporte energía eléctrica	PE	10,00	10,00	10,00	ENDESA
ENDESA Holding Italia, S.R.L.	Italia	Sociedad de cartera	PE	51,00	51,00	51,00	ENDESA Europa
Tejo Energía, S.A.	Portugal	Prod., transp. distrib. Energía eléctrica	PE	35,00	35,00	35,00	ENDESA Europa
Infraestructura 2000, S.A.	Chile	Obras infraestructura	NC	60,00	60,00	23,38	ENDESA Chile
Gas Atacama Generación	Chile	Ciclo completo energía eléctrica	NC	50,00	50,00	19,48	ENDESA Chile
Gasoducto Atacama Argentina	Chile	Transporte de gas natural	NC	50,00	50,00	19,48	ENDESA Chile
Gasoducto Atacama Chile, Cía Ltda.	Chile	Transporte de gas natural	NC	50,00	50,00	19,48	ENDESA Chile
NQF Gas SGPS, S.A.	Portugal	Sociedad de cartera	PE	49,00	49,00	49,00	ENDESA Gas
Yacylec, S.A.	Argentina	Transporte de energía eléctrica	PE	22,22	22,22	22,22	ENDESA Internacional
Inv. Eléctricas Quillota, S.A.	Chile	Sociedad de cartera	NC	50,00	50,00	14,61	ENDESA Chile
Inversiones Electrogas	Chile	Sociedad de cartera	NC	42,50	42,50	16,56	ENDESA Chile

Otras participaciones (1)	-	-	-	-	-	-	-
---------------------------	---	---	---	---	---	---	---

(1) Incluye, entre otras, Enditel I, Compañía Eólica Tierras Altas, PE Sierra de Madero y Tirme. (2) Indirecta a través de Euskaltel y Multimedia Cable. NC: No consolida.

SOCIEDADES PUESTA EN EQUIVALENCIA	CAPITAL	RESERVAS	RDOS. 2002	VTC	COSTE BRUTO (€)	COSTE NETO (€)
Auna, Oper. Telecom., S.A.	2.197,9	670,8	(560,5)	684	690	690
Repsol—YPF, S.A.	1.220,9	10.596,3	1.952,0	416	432	432
Smartcom, S.A.	577,0	(346,0)	(53,0)	178	178	178
Snet, S.A.	569,2	5,4	5,3	182	176	176
Sdad. General de Aguas de Barcelona, S.A. (Agbar)	144,0	715,9	132,7	116	112	112
Red Eléctrica España, S.A.	270,5	464,4	99,9	84	80	80
ENDESA Holding Italia, S.R.L.	700,8	1.509,3	62,2	1.159	-	-
Tejo Energía, S.A.	49,9	65,2	40,6	55	53	53
Infraestructura 2000, S.A. (1)	64.326,0	(737,0)	413,0	38.401	51	51
Gas Atacama Generación (1)	114,0	(6,4)	(12,9)	47	45	45
Gasoducto Atacama Argentina (2)	100,0	(17,0)	6,0	45	43	43
Gasoducto Atacama Chile, Cía Ltda. (2)	62,0	7,0	9,0	39	37	37
NQF Gas SGPS, S.A.	5,0	37,4	0,1	21	21	21
Yacylec, S.A. (3)	107,0	19,0	0,7	28	11	11
Inv. Eléctricas Quillota, S.A. (1)	15.153,0	646,0	2.620,0	9.210	11	11
Inversiones Electrogas (1)	10.303,7	3.907,0	1.502,1	6.678	9	9
Otras participaciones (4)	-	-	-	-	89	89
TOTAL	-	-	-	-	2.038	2.038

Las cifras de capital, reservas y resultados se presentan en moneda local, según se indica cuando es distinta del euro.

(1) Peso chileno.

(2) Dólar USA.

(3) Peso argentino.

(4) Incluye, entre otras, Enditel I (9 millones de euros), Compañía Eólica Tierras Altas (7 millones de euros), PE Sierra de Madero (5 millones de euros) y Tirme (5 millones de euros).

A continuación, se detallan las participaciones más significativas de la cartera de valores a largo plazo a 31 de diciembre de 2002 (cifras en millones de euros):

CARTERA DE VALORES	DOMIC. SOCIAL	OBJETO SOCIAL	TIPO CON.	P.CON. (%)	P.DIR. (%)	P.EC. (%)	EMPRESA DE CONTROL
Empresa Energía de Bogotá, S.A.	Colombia	Sociedad de cartera	NC	11,00	11,00	8,25	Capital Energía, S.A. y Luz de Bogotá, Ltda.
Nueva Nuinsa, S.L.	España	Diversificación regional	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA Diversificación
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	España	Sociedad de operaciones financieras	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA
Euskaltel, S.A.	España	Explot. comerc. de redes y servicios de telecom.	NC	10,00	10,00	10,62	ENDESA Telecomunicac.
Lyonnaise De Aux Casablanca	Marruecos	Abastecimiento de agua	NC	18,00	18,00	18,00	ENDESA Internacional
Diseño de Sistemas en Silicio, S.L. (DS2)	España	Soluciones para transmisión de voz a través de red eléctrica	NC	15,00	15,00	15,00	ENDESA Net Factory
Minas y Ferrocarriles de Utrillas, S.A.	España	Extracción de lignito negro	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA Generación
Minas Gargallo, S.L.	España	Explotación de yacimientos minerales	NC	99,91	99,91	99,91	ENDESA Generación
Ercasa Cogeneración, S.A.	España	Cogeneración	NC	50,00	50,00	50,00	EcyR
D. C. Gas Extremadura, S.A. (Dicogexsa)	España	Ciclo completo de gas	NC	30,00	30,00	30,00	ENDESA Gas
Otras participaciones (1)	-	-	-	-	-	-	-

(1) Incluye, entre otras, Tunel el Melón y Reganosa.

CARTERA DE VALORES	CAPITAL	RESERVAS	RDOS. 2002	VTC	C. BRUTO (€)	C. NETO (€)
Empresa Energía de Bogotá, S.A. (1)	1.165.908,9	428.162,1	16.563,7	177.170	137	137
Nueva Nuinsa, S.L.	55	9	4	68	65	65
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	20	-	-	20	20	20
Euskaltel, S.A.	295	(29,1)	(16,2)	25	39	26
Lyonnaise De Aux Casablanca (2)	800	41,9	74,9	165	14	14
Diseño de Sistemas en Silicio, S.L. (DS2)	1	13	-	2	14	14
Minas y Ferrocarriles de Utrillas, S.A.	3,9	13,8	0,9	19	9	9
Minas Gargallo, S.L.	-	-	-	-	9	8
Ercasa Cogeneración, S.A.	1	-	-	-	8	8
D. C. Gas Extremadura, S.A. (Dicogexsa)	22	(1)	1	7	7	6
Otras participaciones (3)	-	-	-	-	217	147
TOTAL	-	-	-	-	539	454

Las cifras de capital, reservas y resultados se presentan en moneda local, según se indica cuando es distinta del euro.

(1) Peso colombiano.

(2) Dirham marroquí.

(3) Incluye, entre otras, Tunnel el Melón (6 millones de euros) y Reganosa (4 millones de euros).

A continuación se detalla la participación de ENDESA en sociedades cotizadas a 31 de diciembre de 2002:

SOCIEDAD	OBJETO SOCIAL	PART.CONTROL (%)	PART. ECONOM. (%)	EMPRESA CONTROL
Repsol-YPF, S.A. (España)	Sector hidrocarburos	3,02	3,02	ENDESA
Red Eléctrica de España, S.A. (España)	Transporte de energía eléctrica	10,00	10,00	ENDESA
Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A. (España)	Distribución y suministro de agua potable	11,64	11,64	ENDESA Diversificación
Energis, S.A. (Chile)	Generación y distribución de electricidad	65,00	64,97	ENDESA Internacional
ENDESA Chile, S.A. (Chile)	Ciclo completo de energía eléctrica	59,98	38,97	ENDESA Internacional
Chilectra, S.A. (Chile)	Distribución y venta de energía eléctrica	98,24	63,83	ENDESA Internacional
Compañía Eléctrica del Río Maipo, S.A. (Chile)	Distribución de energía y servicios relacionados	98,74	64,15	ENDESA Internacional
Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A. (Chile)	Ciclo completo de energía eléctrica	92,65	36,10	ENDESA Internacional
Central Costanera, S.A. (Argentina)	Generación y comercialización de energía eléctrica	51,93	20,23	ENDESA Internacional
Empresa de Distribuc. Elec. De Lima Norte, S.A. (Edelnor) (Perú)	Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica	60,00	39,71	ENDESA Internacional
Edegel, S.A. (Perú)	Generación y comercialización de energía eléctrica	63,56	14,77	ENDESA Internacional
Companhia de Electricidade do Rio de Janeiro, S.A. (Cerj) (Brasil)	Producción, transporte y distribución de electricidad	83,92	61,66	ENDESA Internacional
Companhia Energética do Ceara, S.A. (Coelce) (Brasil)	Ciclo completo de energía eléctrica	58,86	45,73	ENDESA Internacional

Conforme al Real Decreto 1080/1991, de 5 de julio, por la que se determinan los países o territorios a que se refieren los artículos 2º, apartado 3, número 4, de la Ley 17/1991, de 27 de mayo, de Medidas Fiscales Urgentes, y 62 de la Ley 31/1990, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para 1991, ENDESA posee las siguientes sociedades ubicadas en paraísos fiscales, todas ellas, excepto Carboex International Ltd., pertenecientes al Grupo Energis e integradas en el Grupo consolidado con motivo de la toma de control en dicha sociedad.

Es importante señalar que, desde la citada toma de control en Enersis en el año 1999 hasta la fecha de registro del presente Folleto, el número total de dichas sociedades se ha reducido de 28 a 10.

EMPRESA	DOMICILIO SOCIAL	OBJETO SOCIAL
Carboex International Ltd.	Nassau – Islas Bahamas	Comercializ. de combustibles y otras materias primas
Enersis Internacional	Grand Caymán – Islas Caimán	Sociedad de cartera
Chilectra Internacional	Grand Caymán – Islas Caimán	Sociedad de cartera
Cerj Overseas Inc.	Panamá	Sociedad de cartera
Compañía Eléctrica Cono Sur, S.A.	Panamá	Sociedad de cartera
Endesa Chile Internacional	George Town – Islas Caimán	Sociedad de cartera
Lajas Inversora, S.A.	Panamá	Sociedad de cartera
Atacama Finance Co.	George Town – Islas Caimán	Financiación Proyecto Atacama
Energex Co.	George Town – Islas Caimán	Sociedad de cartera
Luz de Panamá Inc.	Panamá	Sociedad de cartera
Empresa Propietaria de la Red, S.A.	Panamá	Construcción línea de interconexión Centroamérica

III.8 ADQUISICIONES Y VENTAS RELEVANTES

Las tablas siguientes muestran un detalle de las inversiones financieras, desinversiones, y plusvalías del ejercicio 2002 (cifras en millones de euros) (véase *Capítulo IV, apartado IV.5.*):

?? Inversiones Financieras

	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS	F.COM.(1)
Integración Global:	127	-	-	127	-	-
ENDESA Holding Italia (2)	-	-	-	127	-	-
Sociedades Participadas:	526	8	2	1	515	123
Auna, Op. Telecomunicaciones, S.A. (3)	432	-	-	-	432	123
Smartcom, S.A.	57	-	-	-	57	-
Euskaltel	11	-	-	-	11	-
Otros	26	8	2	1	15	22
Créditos	840	781	53	-	6	-
Crédito CNE Déficit Tarifas	587	587	-	-	-	-
Crédito Déficit Extrapeninsulares	119	119	-	-	-	-
Depósitos y Fianzas	44	44	-	-	-	-
Otros	90	31	53	-	6	-
TOTAL	1.493	789	55	128	521	145

(1) Incluido en el importe de la inversión.

(2) La participación aumentó del 45,33% al 51%.

(3) La participación aumentó del 27,89% al 29,89%. Al 31 de diciembre de 2002, el fondo de comercio de Auna pendiente de amortización asciende, en total, a 385 millones de euros.

En el mes de diciembre de 2001 los administradores de Compañía Sevillana de Electricidad, S.A.U., Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.U., Eléctricas Reunidas de Zaragoza Distribución, S.A.U., Termoeléctrica del Ebro, S.A.U., Gas y Electricidad Distribución Eléctrica, S.A.U. y Unión Eléctrica Canarias, S.A.U., acordaron la escisión total de las mismas en dos ramas de actividad, una de distribución y transporte de energía y otra de actividades y servicios comerciales, siendo beneficiaria de la actividad de distribución ENDESA Distribución Eléctrica, S.L., y de la comercialización ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L. Estas escisiones se han materializado en el año 2002 con efectos contables de 1 de enero de 2002.

El 23 de enero de 2002, ENDESA ha formalizado la aportación a ENDESA Europa, S.L.Unipersonal de las participaciones financieras en ENDESA Trading, S.A.Unipersonal, Société Nationale d'Électricité et de Thermique, S.A. (en adelante, "Snet"), ENDESA Holding Italia, S.R.L., Powernext, S.A., Gieda Energii, S.A. y European Energy Derivatias Exchange N.V. (Endex). Esta aportación fue valorada en 1.462 millones de euros y como consecuencia de la misma ENDESA Europa realizó una ampliación de capital por 366 millones de euros, con una prima de emisión de 1.096 millones de euros, que fue suscrita totalmente por ENDESA.

Junto con las participaciones financieras de Snet y ENDESA Holding Italia se transmitieron a ENDESA Europa las opciones firmadas con Charbonnages de France (en adelante "CDF") para Snet y con SCH para ENDESA Holding Italia.

Concretamente, ENDESA firmó en el momento de la adquisición de las acciones en Snet con CDF, propietario actualmente del 51,25% de esta sociedad, una opción por la que podrá solicitar a CDF la adquisición del resto de las acciones que posee en Snet entre el 1 de enero de 2003 y el 1 de enero de 2004, a un precio de referencia establecido. Si CDF no acepta vender su participación en un plazo de seis meses, ésta se encuentra obligada a comprar la participación de ENDESA.

Asimismo, ENDESA y CDF firmaron otra opción por la cual CDF podría solicitar a ENDESA antes del 1 de enero de 2004 que adquiriera el resto de las acciones que CDF posee en Snet a un precio inicialmente acordado. Si ENDESA no aceptaba esta oferta CDF tenía el derecho de recomprar las acciones de ENDESA a un precio igualmente determinado. El 2 de septiembre de 2002 CDF ejerció su opción en los términos inicialmente acordados.

Considerando los cambios que se han producido en la situación de Snet desde que se suscribieron estos acuerdos, ENDESA Europa ha iniciado negociaciones con la citada sociedad vendedora tendentes a evaluar la posibilidad de adquirir las acciones que continúan siendo propiedad de CDF en condiciones y plazos distintos a los inicialmente acordados. A la fecha de registro del presente Folleto continúan abiertas las indicadas negociaciones.

Por otro lado, ENDESA tiene firmado con Santander Central Hispano (SCH), que era inicialmente propietario del 40% de ENDESA Holding Italia en septiembre de 2001, una opción de compra por la totalidad de esta participación, ejercitable en cualquier momento, de forma total o parcial, desde la fecha de suscripción y desembolso de la participación correspondiente a dicho banco hasta el quinto año desde dicha fecha, habiendo concedido al banco una opción de venta de la totalidad de su participación ejercitable a partir del quinto año desde la mencionada fecha de suscripción, esto es, septiembre de 2006 (el importe aproximado de dicha opción para la participación actual de SCH ascendería aproximadamente a 750 millones de euros).

Posteriormente, en febrero de 2002 ENDESA adquirió a ENDESA Internacional su participación en ENDESA Europa por 7 millones de euros alcanzando así el 100% de participación.

En marzo de 2002, ENDESA Europa adquirió de SCH un 5,67% de la participación que éste poseía en la referida sociedad por un importe igual a 127 millones de euros, con lo que el porcentaje de ENDESA Europa en ENDESA Holding Italia ha alcanzado el 51%.

Por consiguiente, las cuentas consolidadas incluyen ENDESA Holding Italia y su filial íntegramente participada ENDESA Italia consolidadas por integración global. En el año 2001 ENDESA Holding Italia se consolidó por puesta en equivalencia.

Además, por lo que se refiere a ASM Brescia, propietario de un 15% de ENDESA Holding Italia, en el supuesto de que ENDESA o ASM Brescia incumplieran sus obligaciones bajo los términos del acuerdo de accionistas firmado, la otra parte tendría el derecho a comprar las acciones de la parte incumplidora con un descuento sobre su precio de mercado, o a vender su participación con un premio sobre su precio de mercado.

Los acuerdos de accionistas suscritos por ENDESA, SCH y ASM Brescia definen determinados derechos y obligaciones con respecto a la participación en ENDESA Holding Italia. El Consejo de Administración de la sociedad está integrado por nueve miembros, cuatro de ellos designados por ENDESA, entre los que se incluye el Presidente y Secretario del Consejo de Administración, tres por SCH, uno por ASM Brescia, y uno independiente nombrado a propuesta de éstas dos últimas empresas.

Las decisiones del Consejo de Administración en ENDESA Holding Italia se adoptan con el voto afirmativo del 66,7% de sus miembros. Igualmente, las decisiones adoptadas en la Junta General Ordinaria de dicha sociedad requieren la aprobación del 55% de los accionistas, y en el supuesto de Junta General Extraordinaria, del 60%.

Finalmente señalar que durante el primer trimestre de 2002 se completó la transmisión de la totalidad de las participaciones que ENDESA Internacional poseía en la actual línea de negocio de ENDESA

Europa, concretamente, la sociedad Soprolif (25%), las portuguesas Tejo Energía (35%), Carbopego (33%), y Pegop (45%), y la marroquí Lydec (18%).

El 30 de julio de 2002 ENDESA Net Factory ha realizado una reducción de capital por importe de 5 millones de euros como consecuencia de dos escisiones parciales a favor de ENDESA Energía por 2 millones de euros y de ENDESA Servicios por 3 millones de euros. Estas dos sociedades han ampliado capital por los importe indicados, siendo suscritas por ENDESA dichas ampliaciones.

En 2002, ENDESA ha aumentado un 2% su participación en Auna hasta alcanzar el 29,89%, lo que le convierte en el mayor accionista de este grupo empresarial de telecomunicaciones. Además, durante el ejercicio se ha formalizado el cambio accionarial acordado en 2001 en el seno del grupo, lo que ha permitido la salida del mismo de Telecom Italia y el aumento de la participación de SCH. Asimismo, ENDESA tiene la opción de adquirir adicionalmente hasta un 5,5%, pudiéndose ejercitar dicha opción, en todo o en parte, hasta el 30 de julio de 2003, si bien el pago de la misma no se realizará hasta enero del año 2004. SCH igualmente tiene una opción para vender a ENDESA hasta un 3% de Auna en enero de 2004. Esta opción de SCH será reducida en la misma cuantía en la que Endesa ejercite su opción el 30 de julio. A tal efecto, a la fecha de registro del presente Folleto, ENDESA está analizando el posible ejercicio de dicha opción (el importe aproximado máximo de dicha opción ascendería a 477 millones de euros).

En diciembre de 2002 y en virtud del artículo 92 de la Ley 53/2002, se ha traspasado a inversiones financieras temporales el 7% de la participación en Red Eléctrica de España, S.A. (REE) por importe de 18 millones de euros, permaneciendo en inmovilizado financiero el 3% restante de la participación en dicha sociedad. Con fecha 18 de junio de 2003, se ha procedido a la venta del 7% de la participación en dicha sociedad.

La compañía chilena de telefonía móvil Smartcom, S.A. en la que ENDESA tiene una participación del 100% ha pasado a consolidarse en el año 2002 por puesta en equivalencia, al igual que el resto de las sociedades asociadas de telecomunicaciones en las que ENDESA participa, dado que tiene un efecto muy poco significativo sobre las magnitudes totales del Grupo y que el Plan estratégico de la empresa considera que las inversiones en este sector no forman parte de su negocio principal.

?? Desinversiones y plusvalías

Las principales desinversiones realizadas en el ejercicio 2002 son (cifras en millones de euros):

DESINVERSION (1)	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS	PLUSV. (2)
Viesgo (87,5%)	1.684	1.684	-	-	-	1.066
Interagua (39,95%)	17	-	-	-	17	19
Arch. Coal (3,11%)	32	32	-	-	-	13

(1) ENDESA vendió toda su participación en las empresas relacionadas. (2) Plusvalía bruta.

En enero de 2002 ENDESA vendió la participación del 87,5% que mantenía en Viesgo a 31 de diciembre de 2001. Como consecuencia de dicha venta, Viesgo no ha sido consolidada en las cuentas de ENDESA de 2002.

En el primer trimestre de 2003, los movimientos más significativos en las inversiones financieras se detallan en el cuadro que figura a continuación (cifras en millones de euros):

	TOTAL	NEG.EL.NACIONAL	NEG.EL.LATAM	NEG.EL.EUROPA	OTROS
Soc.Participadas	29	-	-	-	29
Smartcom	-	-	-	-	25
Euskaltel	-	-	-	-	3
Otros	-	-	-	-	1
Créditos	58	26	27	3	2
Depósitos y fianzas	19	19	-	-	-
Otros	39	7	27	3	2
TOTAL	87	26	27	3	31

En febrero de 2003 International ENDESA BV, filial al 100% de ENDESA, constituyó la sociedad ENDESA Capital Finance LLC, que procedió a la emisión de participaciones preferentes por importe

de 1.500 millones de euros aumentando el pasivo no exigible del balance de situación del Grupo. En el primer trimestre de 2003, las desinversiones más significativas se detallan en el cuadro que figura a continuación (cifras en millones de euros):

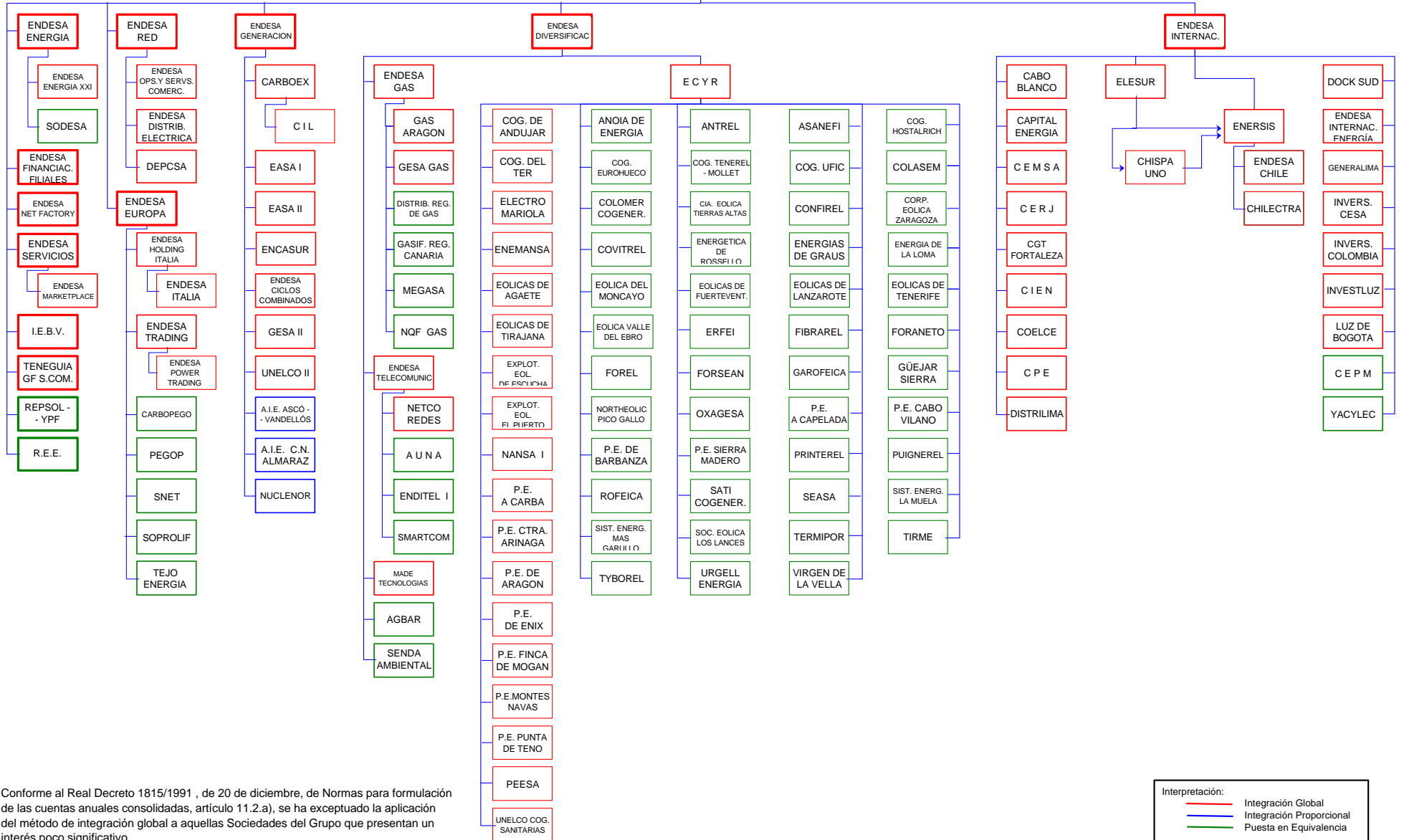
DESINVERSION	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS	PLUSV. (1)
Red Peninsular de Transporte	957	957	-	-	-	514
Inmuebles	385	385	-	-	-	152
Repsol-YPF, S.A.	504	504	-	-	-	(8)

Plusvalía bruta.

En el primer trimestre de 2003 se ha materializado la venta de la red peninsular de transporte a Red Eléctrica de España, S.A. (en adelante "REE"), así como la desinversión de determinados inmuebles en España, entre los que se incluye la sede social, y la participación del 3% en Repsol-YPF, S.A.

Con fecha 18 de junio de 2003, se ha procedido a la venta del 7% de la participación accionarial de ENDESA en la sociedad REE, siendo el ingreso neto correspondiente a dicha desinversión igual a 102,5 millones de euros, con una plusvalía de 44 millones de euros.

Igualmente, en el mes de junio del presente ejercicio 2003 ENDESA ha suscrito un acuerdo con Gamesa para la venta del 100% de Made Tecnologías Renovables. El importe de la transacción asciende a 120 millones de euros, de los que 25 millones de euros corresponden al valor de las acciones y 95 millones de euros a la deuda de dicha sociedad.



Conforme al Real Decreto 1815/1991, de 20 de diciembre, de Normas para formulación de las cuentas anuales consolidadas, artículo 11.2.a), se ha exceptuado la aplicación del método de integración global a aquellas Sociedades del Grupo que presentan un interés poco significativo

Interpretación:
— Integración Global
— Integración Proporcional
— Puesta en Equivalencia

Denominación Social	Tipo		Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		Resultado Neto
	\$ Cons.	Audit.					Capital Social	Reservas	
NEGOCIO ELÉCTRICO									
Endesa Energía, S.A.U.	IG	(1)	Comercialización de productos energéticos	MADRID	100,00	100,00	13,0	17,0	38,0
Endesa Energía XXI, S.L.	IG	(1)	Servicios complementarios asociados a comercialización de productos energéticos	MADRID	100,00	100,00	0,0	0,0	214,0
SODESA -Comercializaçao de Energia Elctrica, S.A.	PE	(1)	Comercialización de energía eléctrica	OPORTO - PORTUGAL	50,00	50,00	0,8	0,0	(0,3)
Endesa Generacion, S.A.	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	MADRID	100,00	100,00	1.882,0	2.042,0	2.082,0
Aragonesa de Actividades Energeticas, S.A. (AAESA)	NC	-	Generación de energía eléctrica	TERUEL	100,00	100,00	0,1	1,1	0,2
Carboex, S.A.	IG	(2)	Aprovisionamiento de combustibles	MADRID	100,00	100,00	24,0	6,1	9,3
Carboex Internacional LTD. (CIL)	f IG	(2)	Comercializ. de combustibles y otras materias primas	NASSAU - ISLAS BAHAMAS	100,00	100,00	0,1	0,6	0,2
Arch Coal Inc. (ACI)	f NC	(2)	Producción de carbón	SAN LUIS - E.E.U.U.	0,59	0,59	0,5	533,3	1,1
Empresa Carbonifera del Sur, S.A. (ENCASUR)	IG	(2)	Aprovechamiento de yacimientos mineros	MADRID	100,00	100,00	18,0	57,2	9,9
Endesa Ciclos Combinados, S.L.	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	MADRID	100,00	100,00	116,0	116,0	(0,3)
Energias de Aragon I, S.L. (EASA I)	IG	(1)	Transporte, distrib. y venta de energía eléctrica a tarifa	ZARAGOZA	100,00	100,00	3,2	5,9	0,0
Energias de Aragon II, S.L. (EASA II)	IG	(1)	Producción de energía eléctrica en régimen especial	ZARAGOZA	100,00	100,00	18,5	34,0	6,7
Gas y Electricidad Generacion, S.A.U.	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	PALMA DE MALLORCA	100,00	100,00	213,8	177,2	3,0
Minas y Ferrocarril de Utrillas, S.A.	NC	(2)	Extracción de lignitos negros	BARCELONA	100,00	100,00	3,9	13,8	0,9
Carbones de Berga, S.A.	(**)	-	Explotación de minas de lignito	BARCELONA	100,00	100,00	0,6	4,0	0,1
Union Electrica de Canarias Generacion, S.A.U.	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	100,00	100,00	190,2	313,3	185,5
Minas Gargallo, S.L.	NC	-	Explotación de yacimientos minerales	ZARAGOZA	99,91	99,91	0,2	0,1	0,0
Minas de Esteruel, S.A.	(**)	-	Explotación de yacimientos minerales	ZARAGOZA	99,65	99,56	0,1	0,0	0,0
Asociacion Nuclear Asco-Vandellos II, A.I.E.	IP	(1)	Gestión, explot. y admón. de Centrales Nucleares	BARCELONA	85,41	85,41	19,2	0,0	0,0
Hispano-Francesa de Energia Nuclear, S.A. (HIFRENSA)	NC	(1)	Gestión de la Central Nuclear Vandellós I	BARCELONA	52,00	52,00	0,1	0,0	1,0
Nuclenor, S.A.	IP	(1)	Generación de energía eléctrica de origen nuclear	SANTANDER	50,00	50,00	102,0	33,6	49,0
Central Nuclear Trillo I, A.I.E.	NC	(1)	Gestión, explot. y admón. de Central Nuclear	MADRID	2,00	1,00	23,5	0,0	0,0
Elcogas, S.A.	NC	(1)	Generación de energía eléctrica	MADRID	37,93	37,93	50,0	(68,2)	13,8
Central Nuclear Almaraz, A.I.E.	IP	(1)	Gestión, explot. y admón. de Central Nuclear	MADRID	36,02	36,02	13,1	0,0	0,0
Central Termica de Anllares, A.I.E.	NC	-	Gestión, explot. y admón. de Central Térmica	MADRID	33,33	33,33	0,6	0,0	0,0
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E.	NC	-	Gestión, explot. y admón. de Central Nuclear	MADRID	23,67	23,67	0,0	0,0	0,0
Endesa Red, S.A.	IG	(1)	Actividades de distribución	MADRID	100,00	100,00	688,0	676,0	498,0
Distribuidora Electrica del Puerto de la Cruz, S.A.	IG	(1)	Compra, transporte, distribución y comerc. de energía	SANTA CRUZ DE TENERIFE	100,00	100,00	19,0	10,0	4,0
Endesa Distribución Electrica, S.L.	IG	(1)	Distribución de energía eléctrica	MADRID	100,00	100,00	1.205,0	1.173,0	384,0
Electrica de La Franja, S.L.	NC	-	Generación de energía eléctrica	BARCELONA	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Transportes y Distribuc. Electricas, S.A. (TYDESA)	NC	-	Transporte de energía eléctrica	GIRONA	73,33	73,33	0,1	0,0	0,0
Electricidad de Puerto Real, S.A. (EPRESA)	NC	(1)	Suministro y distribución de energía eléctrica	CADIZ	50,00	50,00	6,6	0,5	0,8
Suministradora Electrica de Cadiz, S.A. (SECASA)	NC	(1)	Suministro y distribución de energía eléctrica	CADIZ	33,50	33,50	12,0	19,8	7,3
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.	IG	(1)	Prestación de servicios comerciales	MADRID	100,00	100,00	10,1	9,5	2,7
Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.	NC	(1)	Distribución y comercialización energía	BARCELONA	100,00	100,00	0,1	0,5	0,6
Suministro de Luz y Fuerza, S.L.	(**)	(19)	Distribución y comercialización energía	GIRONA	60,00	60,00	2,8	4,2	0,6
Electrica de Jafre, S.A.	(**)	(19)	Distribución y comercialización energía	GIRONA	47,46	47,46	0,2	0,2	0,1
Productora Electrica Urgelense, S.A. (PEUSA)	(**)	(1)	Producción y distribución de energía eléctrica	LLEIDA	8,43	8,43	4,2	7,5	1,5
Electrica de Ljar, S.L.	NC	(25)	Suministro y distribución de energía eléctrica	CADIZ	50,00	50,00	1,1	S/D	S/D
Siepac, S.A.	NC	-	Gestión sistema de interconexión eléctrica	MADRID	62,50	62,50	0,1	0,0	0,0
Inversora Electrica del Pacifico, S.A.	NC	-	Licitación en el Estado de Medellín (Colombia)	COLOMBIA	49,90	49,90	0,0	0,0	0,0
Red Electrica de España, S.A. (REE)	PE	(3)	Transporte de energía eléctrica	MADRID	10,00	10,00	270,5	464,4	99,9
Cia. Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. (COMEESA)	NC	(4)	Gestión económica del mercado eléctrico español	MADRID	5,71	5,71	1,8	0,7	0,9

GAS

Endesa Gas, S.A.U.	IG	(2)	Producción, distribución y comercialización de gas	ZARAGOZA	100,00	100,00	45,3	42,1	8,0
Endesa Gas Transportista, S.L.	NC	-	Regasificación y transporte gas natural	ZARAGOZA	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Gas Alicante, S.A.U.	NC	(2)	Ciclo completo de gas canalizado	ALICANTE	100,00	100,00	3,9	(0,9)	0,0
Gesa Gas, S.A.U.	IG	(2)	Ciclo completo de gas canalizado	PALMA DE MALLORCA	100,00	100,00	17,1	14,5	1,1
Meridional de Gas, S.A.U. (MEGASA)	PE	(2)	Ciclo completo de gas canalizado	GRANADA	100,00	100,00	6,6	(2,1)	(0,1)
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	PE	(2)	Ciclo completo de gas canalizado	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	65,00	65,00	0,1	0,0	0,0
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.	NC	(2)	Transporte de gas	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	73,93	73,93	3,2	0,0	0,0
Gas Aragon, S.A.	IG	(2)	Distribución de gas natural canalizado	ZARAGOZA	60,67	60,67	5,9	14,5	9,4
NQF Gas SGPS, S.A.	PE	(17)	Sociedad de Cartera	OPORTO - PORTUGAL	49,00	49,00	5,0	37,4	0,1
Enagas, S.A.	(**)	(17)	Sociedad de Cartera	OPORTO - PORTUGAL	-	29,40	0,3	(1,5)	0,3
Setgas, S.A.	(**)	(3)	Ciclo completo de gas canalizado	SETUBAL-PORTUGAL	-	9,72	9,0	(4,3)	0,8
Portgas, S.A.	(**)	(2)	Ciclo completo de gas canalizado	OPORTO - PORTUGAL	-	12,42	7,9	1,5	4,7
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	PE	(2)	Distribución y comercialización de gas	VALLADOLID	45,00	45,00	3,6	0,2	0,9
Transportista Regional de Gas, S.L.	NC	(2)	Infraestructuras y transporte de gas	VALLADOLID	45,00	45,00	0,7	0,2	0,0

Denominación Social	Tipo		Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		Resultado Neto
	\$	Cons. Audit.					Capital Social	Reservas	
Distrib. y Comerc. Gas Extremadura, S.A. (DICOEXSA)	NC	(2)	Ciclo completo de gas	BADAJOS	30,00	30,00	21,6	(0,7)	0,9
Kromschroeder, S.A.	NC	-	Fabricación de aparatos de medida de gas	BARCELONA	27,93	27,93	0,7	10,2	0,8
Endesa Generacion, S.A.									
Iniciativas de Gas, S.L.	NC	-	Construc. y explot. de instalac. de transp. y almac. de gas natural	MADRID	40,00	40,00	0,0	S/D	S/D
Regasificadora del Noroeste, S.A.	NC	-	Regasificación y transporte gas natural	MURGADOS - A CORUÑA	21,00	21,00	18,0	(0,3)	(0,2)
Sdad. Estudio y Prom. Gasoducto Argelia-Europa (MEDGAZ)	NC	-	Construcción gasoducto	MADRID	12,00	12,00	6,5	0,0	(0,1)

DIVERSIFICACIÓN / COGENERACIÓN Y RENOVABLES

Endesa Cogeneracion y Renovables, S.A. (ECYR)	IG	(2)	Cogeneración y energías renovables	SEVILLA	100,00	100,00	127,1	40,4	21,4
Almussafes Servicios Energeticos, S.L.	NC	(2)	Gestión y mantenimiento de planta cogeneradora	BARCELONA	100,00	100,00	0,0	0,0	0,3
Hidroeléctrica del Santa Magdalena, S.A.	NC	(2)	Explotaciones energéticas	BARCELONA	100,00	100,00	1,7	0,3	0,0
Promociones y Proyectos Modolell, S.A.	(**)	(3)	Minihidráulica	LLEIDA	20,00	20,00	8,2	0,0	0,0
Parque Eólico A Carba, S.A.	IG	(2)	Parque eólico	LUGO	100,00	100,00	67,9	5,3	9,7
Parque Eólico Caños de Meca, S.A.U.	NC	(2)	Parque eólico	SEVILLA	100,00	100,00	1,8	0,0	0,0
Salto del Nansa I, S.A.	IG	(2)	Generación, transporte y distribución de energía eléctrica	SANTANDER	100,00	100,00	7,2	14,8	5,5
Salto y Centrales de Catalunya, S.A.	NC	(2)	Explotación de centrales hidráulicas	BARCELONA	100,00	100,00	0,1	0,5	0,0
Unelco Cogeneraciones Sanitarias del Archipiélago, S.A.	IG	(2)	Instalaciones de Cogeneración en Centros Hospitalarios	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	100,00	100,00	1,2	(0,1)	1,8
Fermicaise, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	MEJICO D.F.	99,99	99,99	0,7	0,0	(0,3)
Gresaise, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	MEJICO D.F.	99,99	99,99	0,7	(0,1)	0,0
Italaise, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	MEJICO D.F.	99,99	99,99	0,7	0,0	0,0
Electro Mariola, A.I.E.	IG	(2)	Cogeneración	MADRID	99,00	99,00	0,5	0,0	0,0
Micase, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	MEJICO D.F.	99,00	99,00	1,9	(1,3)	(1,5)
Bioaise	NC	(1)	Producción, compra, venta y comercializ.de energía	CARTAGENA-COLOMBIA	95,00	95,00	0,7	(0,3)	0,0
Parque Eólico de Enix, A.I.E.	IG	(2)	Parque eólico	SEVILLA	95,00	95,00	3,0	(1,1)	(0,1)
Propaise	NC	(1)	Producción, compra, venta y comercializ.de energía	CARTAGENA-COLOMBIA	94,99	94,99	0,7	0,1	0,0
Parque Eólico Finca de Mogan, S.A.	IG	(2)	Construcción y explotación de parque eólico en Arico	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	90,00	90,00	3,8	0,7	0,7
Energetica Mataro, S.A.	NC	(2)	Construcción y explotación planta tratamiento termico de fangos	BARCELONA	85,00	85,00	1,5	0,0	0,0
Eólicas de Agaete, S.L.	IG	(2)	Parque eólico	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	80,00	80,00	0,2	0,0	0,1
Parque Eólico de Aragón, A.I.E.	IG	(2)	Parque eólico	ZARAGOZA	80,00	80,00	0,6	1,7	0,4
Parque Eólico Carretera de Arinaga, S.A.	IG	(2)	Parque eólico	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	80,00	80,00	1,6	0,0	1,8
Explotaciones Eólicas de Escucha, S.A.	IG	(2)	Producción, distribución y explotación de energía eléctrica	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	76,00	76,00	3,0	(0,1)	1,0
Explotaciones Eólicas El Puerto, S.A.	IG	-	Parque eólico	TERUEL	73,60	73,60	4,2	0,0	0,0
Parque Eólico Montes de Las Navas, S.A.	IG	(2)	Parque eólico	MADRID	70,00	70,00	6,5	0,0	1,1
Proyectos Eólicos Valencianos, S.A.	NC	-	Energía eólica	ALDAYA - VALENCIA	70,00	70,00	0,4	0,0	0,0
Cogeneracion del Ter, S.L.	IG	(2)	Cogeneración	BARCELONA	69,00	69,00	3,7	1,7	(0,7)
Parque Eólico de Santa Lucia, S.A.	NC	(2)	Construcción, explotación y admón. de parques eólicos	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	65,67	65,67	0,9	0,2	0,6
Coreysa Cogeneracion, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	SEVILLA	65,00	65,00	0,5	0,0	0,1
Relcamp, A.I.E.	NC	(2)	Cogeneración	BARCELONA	65,00	65,00	0,2	0,0	0,0
Energias de Graus, S.L.	PE	(2)	Hidráulica	BARCELONA	62,22	62,22	1,3	0,2	0,1
Cogeneracion de Andujar, S.A.	IG	(2)	Cogeneración	JAEN	60,00	60,00	2,4	(1,0)	(0,5)
Eólicos de Tirajana, A.I.E.	IG	(2)	Explotación del parque eólico	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	60,00	60,00	0,0	0,0	0,2
Planta Eólica Europea, S.A. (PEESA)	IG	(2)	Energía Eólica	MADRID	56,12	56,12	1,2	0,1	0,4
Agrupación Rubi, S.A.	NC	(2)	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	BARCELONA	55,00	55,00	1,6	(0,2)	0,0
Rubi Tractament Termic Eficient, S.A.	(**)	(2)	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	BARCELONA	80,00	44,00	S/D	S/D	S/D
Eólicas de Fuencaiente, S.A.	NC	(2)	Energía eólica	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	55,00	55,00	0,2	0,2	0,2
Energias de La Mancha, S.A. (ENEMANSA)	IG	(2)	Biomasa	CIUDAD REAL	52,00	52,00	3,9	0,0	(0,5)
Parque Eólico Punta de Teno, S.A.	IG	(2)	Parque eólico	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	52,00	52,00	0,5	0,2	0,3
T.P. Sociedade Termica Portuguesa, S.A. (TERMIPOR)	PE	(2)	Cogeneración	LISBOA - PORTUGAL	50,00	50,00	7,5	0,5	0,1
Ecyr-Greentech, U.T.E.	NC	-	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	BARCELONA	51,00	51,00	0,0	0,0	0,0
Progreen Costa, S.L.	NC	-	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	ZARAGOZA	80,00	80,00	1,5	(1,7)	(1,6)
Progreen Fuente Alamo, S.A.	NC	-	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	MURCIA	51,00	51,00	0,0	0,0	0,0
Progreen Torrente, S.A.	NC	-	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	ZARAGOZA	100,00	100,00	2,9	0,0	0,0
Progreen Villanueva, S.A.	NC	-	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	ZARAGOZA	100,00	100,00	1,9	(3,0)	(1,2)
Progreentech, U.T.E.	NC	-	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	BARCELONA	51,00	51,00	0,0	0,0	0,0
Agrupacion de Granollers, S.A.	NC	-	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	BARCELONA	50,00	50,00	1,2	0,0	0,0
Granollers Tractament Termic Eficient, S.A.	(**)	-	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	BARCELONA	-	40,00	S/D	S/D	S/D
Andaluz de Cogeneracion, S.A.	NC	-	Cogeneración	JAEN	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0
Antrel, A.I.E.	PE	(2)	Cogeneración	GIRONA	50,00	50,00	0,3	0,0	0,3
Cogeneracion Tenerel - Mollet, A.I.E.	PE	(2)	Cogeneración	BARCELONA	50,00	50,00	0,6	0,0	(0,1)
Confirel, A.I.E.	PE	(3)	Cogeneración	GIRONA	50,00	50,00	0,0	0,2	0,4
Energias Alternativas del Sur, S.L.	NC	(2)	Energía eólica	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	50,00	50,00	0,6	0,3	0,1

Denominación Social	Tipo		Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		Resultado Neto
	\$	Cons. Audit.					Capital Social	Reservas	
Energías Argentinas, S.A.	NC	-	Energía eólica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	50,00	50,00	0,5	(0,3)	0,0
Energías Renovables Leonesas, S.A. (ERLESA)	NC	-	Minihidráulica	MADRID	50,00	50,00	1,1	0,0	0,0
Eolicas de Tenerife, A.I.E.	PE	-	Construcción y explotación de parques eólicos	TENERIFE	50,00	50,00	0,4	0,6	0,3
Ercasa Cogeneracion, S.A.	NC	(8)	Cogeneración	ZARAGOZA	50,00	50,00	0,6	0,0	0,1
Ersa-Collarada, A.I.E.	NC	-	Energía eólica	ZARAGOZA	50,00	50,00	0,1	0,0	0,0
Explotaciones Eolicas de Aldehuelas, S.L.	NC	(7)	Energía eólica	OVIEDO	50,00	50,00	0,2	0,0	0,0
Hidroeléctrica del Serrado, S.L.	NC	(4)	Hidráulica	BARCELONA	50,00	50,00	0,7	0,0	0,0
Hidrorel, U.T.E.	NC	-	Hidráulica	BARCELONA	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0
Iberia Aprovechamientos Eolicos, S.A.	NC	-	Energía eólica	ZARAGOZA	50,00	50,00	0,1	0,0	0,0
Onuber, S.L.	NC	-	Investig. optimización de procesos energéticos y explot. instalacs.	HUELVA	50,00	50,00	3,0	0,0	0,0
Parque Eolico A Capelada, A.I.E.	PE	(2)	Parque eólico	A CORUÑA	50,00	50,00	5,9	0,0	2,8
Parque Eolico de Barbanza, S.A.	PE	(2)	Parque eólico	MADRID	50,00	50,00	3,6	2,6	1,7
Parque Eolico de Cabo Vilano, A.I.E.	PE	(1)	Parque eólico	A CORUÑA	50,00	50,00	1,6	(0,1)	0,0
Parques Eolicos del Norte, S.A.	NC	-	Energía eólica	A CORUÑA	50,00	50,00	0,1	0,0	0,0
Prosamer Cogeneracion, S.L.	NC	(1)	Cogeneración	VALENCIA	50,00	50,00	1,5	0,1	(0,1)
Proyecto Coreysa Cogeneracion, U.T.E.	NC	-	Cogeneración	SEVILLA	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0
Proyecto Jabugo Cogeneracion, U.T.E.	NC	-	Cogeneración	HUELVA	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0
Proyecto Santo Rostro Cogeneracion, U.T.E.	NC	-	Cogeneración	SEVILLA	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0
Salto de San Rafael, S.L.	NC	-	Producción de energía hidroeléctrica	MADRID	50,00	50,00	0,5	0,2	0,0
Sociedad Eolica Los Lances, S.A.	PE	(1)	Energía eólica	CADIZ	50,00	50,00	2,4	0,6	0,5
Tyborel, A.I.E.	PE	(4)	Cogeneración	GIRONA	50,00	50,00	0,8	0,0	0,0
Hidricas de Viseu, S.A. (HIDRIVIS)	NC	-	Minihidraulica	MAIA - PORTUGAL	65,00	49,48	0,0	0,0	0,0
Central Hidroeléctrica Casillas, S.A.	NC	-	Producción de energía hidroeléctrica	SEVILLA	49,00	49,00	0,3	0,0	0,0
Foixterm, A.I.E.	NC	-	Cogeneración	BARCELONA	49,00	49,00	0,0	0,0	0,0
Parque Eolico Sierra del Madero, S.A.	PE	(2)	Parque eólico	SORIA	48,00	48,00	7,2	0,5	1,7
Sociedad Eolica de Andalucía, S.A. (SEASA)	PE	(1)	Producción de energía eléctrica	SEVILLA	46,67	46,67	4,5	2,7	0,6
Eolica Valle del Ebro, S.A.	PE	(2)	Energía eólica	ZARAGOZA	45,50	45,50	5,6	0,9	1,4
Anoia d'Energia, S.A.	PE	(1)	Cogeneración	BARCELONA	45,00	45,00	2,4	0,5	(0,3)
Corelcat, A.I.E.	NC	(2)	Cogeneración	LLEIDA	45,00	45,00	0,1	0,0	0,1
Releco Santiago, A.I.E.	NC	(2)	Cogeneración	HUESCA	45,00	45,00	0,3	(0,2)	(0,1)
Santo Rostro Cogeneracion, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	SEVILLA	45,00	45,00	0,2	(0,1)	(0,1)
Termotec Energía, A.I.E.	NC	-	Cogeneración	VALENCIA	45,00	45,00	0,5	(0,9)	(0,2)
Asanefi, A.I.E.	PE	(1)	Cogeneración	BARCELONA	42,50	42,50	0,9	0,6	0,6
Eolica del Moncayo, S.A.	PE	(2)	Energía eólica	SORIA	42,00	42,00	3,0	0,6	1,0
Erfei, A.I.E.	PE	(3)	Cogeneración	TARRAGONA	42,00	42,00	0,7	(0,2)	(0,1)
Cogeneracio J. Vilaseca, A.I.E.	NC	(24)	Cogeneración	BARCELONA	40,00	40,00	0,7	0,6	0,1
Energia de La Loma, S.A.	NC	-	Biomasa	JAEN	40,00	40,00	0,0	0,0	0,0
Eolicas de Lanzarote, S.L.	PE	(2)	Generación, distribución y suministro de energía eléctrica	LANZAROTE	40,00	40,00	5,0	0,5	0,1
Eolicos de Fuerteventura, A.I.E.	PE	(2)	Gestión, explotación y administración de parque eólico	FUERTEVENTURA	40,00	40,00	0,0	0,0	1,6
Erca Cinco Villas-1, S.L.	NC	(9)	Cogeneración	ZARAGOZA	40,00	40,00	0,2	0,0	0,1
Forel, S.L.	PE	(4)	Cogeneración	BARCELONA	40,00	40,00	0,0	0,6	1,0
Tirme, S.A.	PE	(1)	Tratamiento de residuos sólidos	PALMA DE MALLORCA	40,00	40,00	7,7	1,1	3,1
Vapeltar, A.I.E.	NC	-	Cogeneración	BARCELONA	40,00	40,00	0,0	0,0	0,0
Virgen de la Bella, A.I.E.	PE	(1)	Cogeneración	HUESCA	40,00	40,00	2,4	(0,4)	0,6
Yedesa Cogeneracion, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	ALMERIA	40,00	40,00	0,2	(0,1)	(0,1)
Minicentral Canal Imperial - Gallur, S.L.	NC	-	Minihidráulica	ZARAGOZA	39,00	39,00	1,2	0,0	0,0
Printerel, A.I.E.	PE	(4)	Cogeneración	BARCELONA	39,00	39,00	0,3	0,0	0,1
Fibrarel, A.I.E.	PE	(1)	Cogeneración	BARCELONA	36,55	36,55	0,0	0,0	0,1
Hidrobeira Limitada, S.L.	NC	-	Hidráulica	WISEU - PORTUGAL	35,71	35,71	0,0	0,0	0,0
Colasem, A.I.E.	PE	(22)	Cogeneración	BARCELONA	35,00	35,00	0,5	(0,1)	0,1
Ercetesa, S.A.	NC	(8)	Cogeneración	ZARAGOZA	35,00	35,00	0,3	0,0	0,0
Compañía Eolica Tierras Altas, S.A.	PE	(2)	Energía eólica	SORIA	33,83	33,83	13,2	0,0	1,5
Oxagesa, A.I.E.	PE	(4)	Cogeneración	TERUEL	33,33	33,33	0,0	0,0	0,0
Terdon Cogeneracion, S.L.	NC	(2)	Cogeneración	ZARAGOZA	33,33	33,33	0,0	0,0	0,0
Toledo P. V., A.E.I.E.	NC	(3)	Investigación de centrales solares fotovoltaicas	MADRID	33,33	33,33	0,0	0,0	0,0
Central hidroeléctrica Gúejar Sierra, S.L.	PE	-	Producción de energía hidroeléctrica	SEVILLA	33,30	33,30	0,4	1,2	0,2
Cogeneracion Hostalrich, A.I.E.	PE	(23)	Cogeneración	GIRONA	33,00	33,00	0,8	(0,1)	0,1
Erecosalz, S.L.	NC	-	Cogeneración	ZARAGOZA	33,00	33,00	0,0	0,0	0,0
Cogeneracion Eurohueco, A.I.E.	PE	(4)	Cogeneración	BARCELONA	30,00	30,00	3,6	0,0	0,4
Covitrel, A.I.E.	PE	(4)	Cogeneración	TARRAGONA	30,00	30,00	3,3	0,0	0,1
Empresa Provincial de Energía, S.A. (EPESA)	NC	-	Ciclo completo de energía eléctrica	HUESCA	30,00	30,00	0,0	0,0	0,0
Forsean, S.L.	PE	(3)	Cogeneración	HUELVA	30,00	30,00	0,1	2,0	1,3

Denominación Social	Tipo	Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
						\$ Cons. Audit.	Capital Social	Reservas
Hidroescoron, S.L.	NC	- Minihidráulica	ZARAGOZA	30,00	30,00	0,0	0,0	0,0
Port Ecorel, A.I.E.	NC	(19) Cogeneración	BARCELONA	30,00	30,00	0,5	(0,7)	(0,2)
Prencyc, A.I.E.	NC	- Cogeneración	BARCELONA	30,00	30,00	0,0	0,0	0,0
Productora de Energias, S.A. (PESA)	NC	- Minicentrales hidráulicas	BARCELONA	30,00	30,00	0,0	0,0	0,0
Relsa-Seat-Idae, U.T.E.	NC	- Cogeneración	MADRID	30,00	30,00	2,3	1,0	0,7
Sistemas Energeticos La Muela, S.A.	PE	- Energía eólica	ZARAGOZA	30,00	30,00	3,1	0,8	1,2
Cogeneracion Ufic, S.A.	PE	(11) Cogeneración	BARCELONA	27,50	27,50	1,1	0,4	0,4
Colomer de Cogeneracio, A.I.E.	PE	(1) Cogeneración	BARCELONA	27,50	27,50	0,7	0,7	0,3
Sati Cogeneracio, A.I.E.	PE	(1) Cogeneración	BARCELONA	27,50	27,50	0,1	1,2	0,1
Energetica de Rossello, A.I.E.	PE	(4) Cogeneración	BARCELONA	27,00	27,00	3,6	3,1	0,4
Ereco San Mateo, S.L.	NC	- Cogeneración	HUESCA	27,00	27,00	0,0	0,0	0,0
Garfeica, S.A.	PE	- Cogeneración	BARCELONA	27,00	27,00	0,7	0,4	0,0
Rofeica d'Energia, S.A.	PE	- Cogeneración	BARCELONA	27,00	27,00	2,0	0,2	0,1
Sistemas Energeticos Mas Garullo, S.A.	PE	- Cogeneración	ZARAGOZA	27,00	27,00	1,5	0,1	0,9
Urgell Energia, S.A.	PE	- Cogeneración	LLEIDA	27,00	27,00	0,6	0,0	0,1
Calizas Elycar, S.L.	NC	(8) Construcción y explotación de planta de cogeneración	HUESCA	25,00	25,00	1,8	0,0	0,1
Cogeneracion Tolosana, A.I.E.	NC	(4) Cogeneración	GUIPUZCOA	25,00	25,00	0,6	0,0	0,2
Corporacion Eolica Zaragoza, S.L.	PE	- Eólica	ZARAGOZA	25,00	25,00	2,5	0,3	0,3
Ecoenergia de Can Mata, A.I.E.	NC	- Desimpacto / residuos sólidos urbanos	MURCIA	25,00	25,00	0,2	0,0	0,1
Foraneto, S.L.	PE	(3) Cogeneración	BARCELONA	25,00	25,00	0,1	0,2	(1,4)
Hidroelectrica del Piedra, S.L.	NC	(9) Producción y venta de energía eléctrica	ZARAGOZA	25,00	25,00	0,2	0,1	0,1
Northeolic Pico Gallo, S.L.	PE	- Construcción y explotación de Parques Eólicos	OVIEDO	25,00	25,00	0,0	2,1	0,6
Proyectos Energeticos MB, S.A.	NC	(14) Cogeneración	BARCELONA	25,00	25,00	0,8	(0,1)	0,0
Puignerel, A.I.E.	PE	(15) Cogeneración	BARCELONA	25,00	25,00	11,3	(10,2)	(1,3)
Alabe Moinsa, U.T.E.	NC	- Cogeneración	MADRID	20,00	20,00	1,8	0,0	0,2
Cogeneracion El Salto, S.L.	NC	- Cogeneración	ZARAGOZA	20,00	20,00	0,0	0,0	0,0
Cogeneracion Lipsa, S.L. (COLIPSA)	NC	(4) Cogeneración	BARCELONA	20,00	20,00	0,7	0,0	0,2
Ermetosa, U.T.E.	NC	- Cogeneración	HUESCA	20,00	20,00	0,0	0,0	0,0
Sotavento Galicia, S.A.	NC	(6) Eólica	A CORUNA	18,00	18,00	0,6	0,3	0,6
Conuben, S.L.	NC	- Cogeneración	HUELVA	16,36	16,36	1,3	(0,6)	(0,9)
Eolicas de Canarias, S.L.	NC	- Eólica	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	16,00	16,00	0,0	0,0	0,0
Minicentral Acequia Cinco Villas, A.I.E.	NC	(9) Minihidráulica	ZARAGOZA	15,00	15,00	1,2	(0,4)	(0,7)
Minicentrales Bardenas, A.I.E.	NC	(13) Minihidráulica	ZARAGOZA	15,00	15,00	1,2	1,2	(0,1)
Tirmadrid, S.A.	NC	(1) Tratamiento de residuos sólidos	MADRID	15,00	15,00	16,8	0,8	4,1
Allarluz, S.A.	NC	(21) Biomasa	ORENSE	12,99	12,99	1,6	(0,9)	0,0
Groberel A.I.E.	NC	(1) Cogeneración	GIRONA	12,00	12,00	0,0	0,2	0,2
Asane, A.I.E.	NC	- Cogeneración	BARCELONA	10,00	10,00	0,0	0,0	0,0
Cobane, A.I.E.	NC	- Cogeneración	TARRAGONA	10,00	10,00	0,0	0,0	0,0
Fibrel, A.I.E.	NC	(2) Cogeneración	GIRONA	10,00	10,00	3,3	0,7	0,0
Hisane, A.I.E.	NC	(4) Cogeneración	TARRAGONA	10,00	10,00	0,0	0,0	0,0
Idae Opel, U.T.E.	NC	- Cogeneración	MADRID	10,00	10,00	3,7	0,2	(0,3)
Sistemas Energeticos Mañon Ortigueira, S.A.	NC	(1) Eólica	A CORUÑA	10,00	10,00	4,5	0,4	1,4
Tractaments i Revaloriz. de Residuos del Maresme, S.A. (TVRM)	NC	(17) Cogeneración	BARCELONA	10,00	10,00	3,6	0,7	3,9
Vapor y Electricidad El Tejar, S.L. (VETEJAR)	NC	- Construc. y explot. de plantas con combustible de residuos agrícolas	CORDOBA	8,67	8,67	0,0	0,0	0,0
Electrometalurgica del Ebro, S.A.	NC	(1) Minihidráulica	BARCELONA	8,60	8,60	0,0	0,0	0,0
KW Tarifa, S.A.	NC	- Eólica	CADIZ	7,30	7,30	5,1	3,4	0,1
A. E. Ciutat Sanitaria Vall d'Hebron, A.I.E.	NC	(20) Cogeneración	BARCELONA	6,25	6,25	1,7	0,3	(0,1)
Puerto Real Cogeneracion, S.A. (PRECOSA)	NC	- Cogeneración	CADIZ	5,00	5,00	0,6	(0,4)	(1,0)

DIVERSIFICACION / AGUAS

Endesa Diversificación, S.A.								
Nueva Nuinsa	NC							
Aguas de Herrera, S.L.	(**)	- Gestión del ciclo integral del agua	SEVILLA	100,00	100,00	0,3	(0,1)	0,0
Aguas de La Janda, S.L.	(**)	- Abastecimiento de agua	CADIZ	100,00	100,00	0,0	(0,1)	(0,1)
Gestión de Aguas del Norte, S.A.	(**)	- Ciclo integral del agua	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	55,00	55,00	2,5	(2,1)	(0,3)
Puerto Serrano, U.T.E.	(**)	- Realización de obras en depuradora	SEVILLA	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0
Sercanarias, S.A.	(**)	- Ciclo integral del agua e instalacs. relacionadas.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	50,00	50,00	0,1	0,5	(0,1)
Sdad. Economía Mixta Aguas de Guadix, S.A.	(**)	- Abastecimiento de agua	GRANADA	40,00	40,00	0,3	0,0	0,1
Tecnología Canaria del Agua, S.A.	(**)	- Ciclo integral del agua	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	33,33	33,33	0,5	0,7	0,1
Empresa Mixta de Aguas de Las Palmas, S.A. (EMALSA)	(**)	(2) Potabilización de agua de mar, distribución y comercialización	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	33,00	33,00	28,3	(5,1)	0,2
Desaladora de la Costa del Sol, S.A. (DECOSOL)	NC	(3) Servicios de abastecimiento y desalación de agua	MALAGA	50,00	50,00	6,0	(0,3)	(0,6)

Denominación Social	Tipo	Cons.	Audít.	Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		Resultado Neto
								Capital Social	Reservas	
Desalant, S.A.	a	NC	(1)	Potabilización de agua de mar	SANTIAGO - CHILE	50,00	50,00	6.591,8	0,0	(50,5)
Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A. (AGBAR)		PE	(1)	Distribución y suministro de agua potable	BARCELONA	11,64	11,64	144,4	715,9	132,7

DIVERSIFICACIÓN / TELECOMUNICACIONES

Endesa Diversificación, S.A.										
Endesa Telecomunicaciones, S.A.		IG	(1)	Sociedad de Cartera	MADRID	100,00	100,00	187,1	101,9	(535,9)
Endesa Ingeniería de Telecomunicaciones I, S.L. (ENDITEL I)		PE	(1)	Servicios de consultoría e ingeniería	SEVILLA	100,00	100,00	5,0	4,4	(0,8)
Servicable, U.T.E.		(**)	-	Proyecto e implantación de MENTA y su red de cable en Cataluña	BARCELONA	50,00	50,00	S/D	S/D	S/D
Servimovil, U.T.E.		(**)	-	Proyecto y ejecución de instalacs. y servs. complementarios a AMENA.	BARCELONA	50,00	50,00	S/D	S/D	S/D
Cable CiTC, U.T.E.		(**)	-	Proyecto e implantación de MENTA y su red de cable en Cataluña	BARCELONA	40,00	40,00	S/D	S/D	S/D
Smartcom Pcs		PE	(1)	Operador de telefonía móvil	SANTIAGO - CHILE	100,00	100,00	577,0	(346,0)	(53,0)
Netco Redes, S.A.		IG	(1)	Infraestructuras de telecomunicaciones	MADRID	50,55	50,55	6,0	61,6	6,6
Multimedia de Cable, S.A.		NC	(1)	Telecomunicaciones	BARCELONA	38,87	38,87	11,6	(8,6)	(4,4)
AUNA Operadores de Telecomunicaciones, S.A.		PE	(1)	Servicios de telecomunicaciones	BARCELONA	29,61	30,18	2.197,9	670,8	(560,5)
Auna Telecomunicaciones, S.A.		(**)	(1)	Servicios de Telecomunicaciones	MADRID	-	30,18	251,7	775,5	(360,4)
Aragon de Cable, S.A. (ABLE)		(**)	(2)	Servicios de telecomunicaciones	ZARAGOZA	-	30,18	30,9	6,6	(14,8)
Cable i Televisio de Catalunya, S.A. (MENTA)		(**)	(1)	Telecomunicaciones	BARCELONA	-	30,18	164,4	51,7	(118,2)
Cabletelca, S.A. (CANARIAS TELECOM)		(**)	(4)	Servicios de telecomunicaciones	SANTA CRUZ DE TENERIFE	-	30,18	50,6	15,0	(52,5)
Madritel Telecomunicaciones, S.A. (MADRITEL)		(**)	(1)	Diseño y operación de sistemas de televisión por cable	MADRID	-	30,18	187,8	60,0	(133,0)
Supercable Almería Telecomunicaciones, S.A.		(**)	-	Telecomunicaciones	SEVILLA	-	30,18	9,6	2,6	(5,2)
Supercable Andalucía, S.A.		(**)	(1)	Telecomunicaciones	SEVILLA	-	30,18	S/D	S/D	S/D
Supercable Sevilla, S.A.		(**)	-	Telecomunicaciones	SEVILLA	-	29,63	35,4	11,3	(27,9)
Retevisión I, S.A.		(**)	(1)	Telecomunicaciones	BARCELONA	-	30,18	53,0	136,9	(85,7)
Torre de Colserola, S.A.		(**)	-	Telecomunicaciones	BARCELONA	-	10,87	S/D	S/D	S/D
Eresmas Interactiva, S.A.		(**)	-	Internet	MADRID	-	29,98	S/D	S/D	S/D
Retevisión Movil, S.A. (AMENA)		(**)	(1)	Operador de telefonía móvil	BARCELONA	-	29,55	245,0	(190,8)	100,7
Quiero Television, S.A.		(**)	(1)	Televisión digital	MADRID	-	14,79	92,6	S/D	S/D
Hispasat, S.A.		(**)	-	Telecomunicaciones	MADRID	-	5,31	S/D	S/D	S/D
Tenaria, S.A.		(**)	-	Telecomunicaciones	ZARAGOZA	-	5,06	S/D	S/D	S/D
Med Telecom, S.A.		(**)	-	Operador de cable	ALICANTE	-	3,02	7,2	7,0	(6,0)
Sistelcom, S.A.		NC	(1)	Desarrollo y operación de servicios de teleco.	MADRID	18,19	18,19	0,7	0,2	(0,3)
Sistelcom Telemensaje, S.A.		(**)	(1)	Explotación y comercializ. de redes y servicios de teleco.	MADRID	-	3,64	S/D	S/D	S/D
Euskaltel, S.A.		NC	(4)	Explotación y comercializ. de redes y servicios de teleco.	BILBAO	10,00	10,62	295,2	(29,1)	(16,2)
Retecal, S.A.		NC	-	Gestión operador de cable	VALLADOLID	0,21	0,21	87,1	(4,3)	(13,1)
Made Torres y Herrajes, S.A.		NC	-	Fabricación de torres eléctricas y de telecomunicaciones	VALLADOLID	0,03	0,03	S/D	S/D	S/D
Endesa Net Factory, S.L.		IG	(1)	Ciclo completo de comercio electrónico, internet y nuevas tecnologías	MADRID	100,00	100,00	8,3	(2,5)	(4,5)
Diseño de Sistemas en Silicio, S.A. (DS2)		NC	(4)	Soluciones para transmisión de voz a través de la red eléctrica	CASTELLÓN	15,00	15,00	0,6	12,5	0,5
Eutilia, N.V.		NC	(1)	Mercado B2B	LEIDEN - HOLANDA	9,81	9,81	0,1	19,1	(21,1)
Buongiorno, S.P.A.		NC	(4)	Gestión de servicios en Internet y telefonía móvil	MADRID	0,73	0,73	9,3	S/D	S/D
Endesa Servicios, S.L.										
Mundivia, S.A.		NC	(1)	Investig. y explot. de servicios informáticos y de telecomunic.	SANTANDER	85,00	85,00	0,6	1,7	0,1
Endesa Marketplace, S.A.		IG	(1)	Transacciones entre empresas a través de internet	MADRID	78,00	72,75	6,7	0,0	(2,6)
Sadiel, S.A.		NC	(1)	Investigación y desarrollo en informática y electrónica	SEVILLA	37,50	37,50	0,7	6,3	2,3
Net Tecnología de la Información, A.I.E.		NC	-	Promoc. y coordinación de servicios informáticos y telecomunic.	MADRID	33,33	33,33			

DIVERSIFICACIÓN / OTROS

Apamea 2000, S.L.		NC	-	Desarrollo de actividades de distribución eléctrica	MADRID	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Endesa Diversificación, S.A.		IG	(1)	Sociedad de Cartera	MADRID	100,00	100,00	540,0	306,0	(490,0)
Made Tecnologías Renovables, S.A.		IG	(1)	Fabricación de equipos de energías renovables	MADRID	100,00	100,00	6,6	13,7	(6,1)
Made-Isolux, U.T.E. (ERICSSON)		NC	-	Venta e instalación de torres de telefonía móvil	MADRID	50,00	50,00	S/D	S/D	S/D
Made-Isolux, U.T.E. (NOKIA)		NC	-	Venta e instalación de torres de telefonía móvil	MADRID	50,00	50,00	S/D	S/D	S/D
Made-Isolux, U.T.E. (SIEMENS)		NC	-	Venta e instalación de torres de telefonía móvil	MADRID	50,00	50,00	S/D	S/D	S/D
Made-Isolux, U.T.E. (AMENA)		NC	-	Venta e instalación de torres de telefonía móvil	MADRID	50,00	50,00	S/D	S/D	S/D
Yituo-Made Turbine Corporation, Ltd.		NC	-	Fabricación de equipos de energías renovables	CHINA	50,00	50,00	S/D	S/D	S/D
Nueva Nuinsa, S.L.		NC	(1)	Diversificación regional	SEVILLA	100,00	100,00	54,6	8,9	3,5
Nuevas Iniciativas de I+D, S.A. (NUI+D)		(**)	-	Explotación de programas de investigación	SEVILLA	100,00	100,00	0,7	0,1	(0,1)
Unelco Servicios, S.A.		(**)	(1)	Promoc. y comerc. de energ. elect., agua, gas, telecom. y otros	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	100,00	100,00	0,5	(0,1)	0,0
Nuinsa - Semi, U.T.E. (NUSE)		(**)	-	Infraestructuras para red de telecomunicaciones	SEVILLA	51,00	51,00	0,0	2,9	0,2
Tarifa Línea, U.T.E.		(**)	-	Evacuación energía eléctrica parques eólicos zona Tarifa	SEVILLA	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0
Aquicultura Balear, S.A.		(**)	-	Aquicultura	PALMA DE MALLORCA	33,33	33,33	S/D	S/D	S/D

Denominación Social	Tipo	Cons.	Audít.	Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
								Capital Social	Reservas	Resultado Neto
Partecsa Isla Magica, S.A.	(**)	(4)		Explotación Parque Temático	SEVILLA	4,04	4,04	13,4	(10,1)	(0,4)
Catalana d'Iniciatives C.R.	(**)	(17)		Sociedad de capital-riesgo del Ayto. Barcelona y Generalitat	BARCELONA	0,94	0,94	24,0	9,4	16,3
Nexus Capital, S.A.	(**)	(17)		Sociedad de capital-riesgo del Ayto. Barcelona y Generalitat	BARCELONA	0,94	0,94	12,0	0,9	3,9
Senda Ambiental, S.A.	PE	(1)		Actividades de reciclaje y limpieza, gestión de vertederos.	BARCELONA	100,00	100,00	0,4	1,7	0,5
Ecosenda Ambiental, S.L.	(**)	-		Actividades de reciclaje y limpieza, gestión de vertederos.	BARCELONA	100,00	100,00	0,3	0,0	0,1
Recuperacio Crom Industrial, S.A. (RECRISA)	(**)	-		Recuperación de cromo usado por curtidores	BARCELONA	75,00	75,00	0,3	0,0	0,0
Pilagest, S.L.	(**)	-		Servicios fincas rusticas y urbanas	BARCELONA	50,00	50,00	0,8	0,0	0,3
Reciclados y Servicios del Mediterraneo, S.L.	(**)	-		Ciclo completo de residuos	ALICANTE	50,00	50,00	0,3	1,2	0,3
Tractaments Ecologics, S.A.	(**)	-		Limpieza urbana y ciclo completo de residuos	BARCELONA	50,00	50,00	0,1	0,2	0,2
Centre Montmelo, U.T.E.	(**)	-		Tratamiento de residuos especiales	BARCELONA	33,33	33,33	S/D	S/D	S/D
Vertresa-RWE-Senda, U.T.E.	(**)	-		Tratamiento de residuos solidos urbanos	MADRID	5,00	5,00	S/D	S/D	S/D
Desaladora de Carboneras, U.T.E.	NC	(3)		Asistencia técnica y explotación de planta desaladora	ALMERIA	75,00	75,00	S/D	S/D	S/D
Endesa Financiación Filiales, S.A.	IG	(1)		Sociedad de operaciones financieras	MADRID	100,00	100,00	4.621,0	4.635,0	234,0
Endesa Generacion, S. A.										
Andorra Desarrollo, S.A.	NC	-		Desarrollo regional	TERUEL	100,00	100,00	0,9	0,0	0,0
Andorrana de Cajas de Carton Ondulado, S.A.	(**)	-		Fabricación de cajas de cartón ondulado	TERUEL	10,00	10,00	4,2	0,0	S/D
Andorrana de Carton Ondulado, S.A.	(**)	-		Fabricación de cartón ondulado	TERUEL	10,00	10,00	4,2	0,0	S/D
Desarrollo Tecnológico Nuclear, S.L. (DTN)	NC	-		I+D instalaciones eléctricas nucleares	MADRID	45,32	46,32	0,4	0,0	(0,1)
Tecnatom, S.A.	NC	-		Servicios a instalacs.de producción de energía	MADRID	45,00	45,00	4,0	12,6	0,6
Nuclenor, S.A.										
Medidas Ambientales, S.L.	NC	-		Actividades de análisis y control medioambiental	MADRID	50,00	25,00	0,1	0,0	0,0
Gestion Aeropuerto de Burgos, S.A. (GABSA)	NC	-		Servicios aeroportuarios	BURGOS	1,76	0,88	1,0	0,0	0,0
Miranda Plataforma Logística, S.A.	NC	-		Desarrollo y gestión de infraestruct. en Miranda de Ebro	BURGOS	1,00	0,50	0,6	0,0	0,0
Sdad. Desarrollo Sierra Morena Cordobesa, S.A.	NC	-		Desarrollo regional	CORDOBA	1,82	1,82	14,3	S/D	S/D
Endesa North America Inc.	f	NC		Oficina de representación de Endesa ante inversores	NUEVA YORK - E.E.U.U.	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Endesa Red, S.A.										
Endesa Distribucion Electrica, S.L.										
Agrupacion Acefhat, A.I.E.	NC	-		Gestión integrada de obras en vía pública	BARCELONA	20,00	20,00	0,8	0,0	0,0
Endesa Servicios, S.L.	IG	(1)		Prestación de servicios a empresas	MADRID	100,00	100,00	84,0	(18,0)	28,0
Triema, S.A.	b	NC		Servicios de comercialización de sistemas de gestión	BUENOS AIRES - ARGENTINA	55,00	55,00	0,0	(0,1)	0,0
Instituto de la Calidad, S.A.	NC	(1)		Servicios en el campo de la calidad	SEVILLA	46,73	46,73	0,3	0,1	0,0
International Endesa, B.V. (IEBV)	IG	(1)		Operaciones financieras internacionales	AMSTERDAM - HOLANDA	100,00	100,00	15,0	5,0	0,0
Nubia 2000, S.L.	NC	-		Desarrollo de actividades de generación eléctrica	MADRID	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Nueva Compañía de Distribucion Electrica 2, S.L.	NC	-		Desarrollo de actividades de distribución eléctrica	MADRID	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Nueva Compañía de Distribucion Electrica 3, S.L.	NC	-		Desarrollo de actividades de distribución eléctrica	MADRID	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Nueva Compañía de Distribucion Electrica 4, S.L.	NC	-		Desarrollo de actividades de distribución eléctrica	MADRID	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Nueva Compañía de Generacion Electrica 2, S.L.	NC	-		Desarrollo de actividades de generación eléctrica	MADRID	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Sdad. Gestion de Activos de Generacion Electrica, S.L.	NC	-		Desarrollo de actividades de generación eléctrica	MADRID	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Sdad. Gestion de Activos de Distribucion Electrica, S.L.	NC	-		Desarrollo de actividades de distribución eléctrica	MADRID	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Teneguia Gestion Financiera, S.L.	NC	(1)		Sociedad de operaciones financieras	SANTA CRUZ DE TENERIFE	100,00	100,00	20,0	0,0	0,0
Teneguia Gestion Financiera, S. Comanditaria	IG	(1)		Sociedad de operaciones financieras	SANTA CRUZ DE TENERIFE	94,45	94,45	1.567,0	2,0	51,0
Interbolsa, S.A.	NC	-		Mediación de Bolsa	MADRID	20,00	20,00	0,0	0,0	0,0
Repsol YPF, S.A.	PE	(1)		Todas las actividades del sector de hidrocarburos	MADRID	3,02	3,02	1.220,9	10.596,3	1.952,0
Corporacion Empresarial de Extremadura, S.A.	NC	-		Promoción Regional	BADAJOS	2,53	2,53	S/D	S/D	S/D
Sociedad de Fomento Industrial de Extremadura, S.A. (SOFIEX)	NC	-		Desarrollo regional	BADAJOS	0,60	0,60	S/D	S/D	S/D

LATINOAMERICA

Endesa Internacional, S.A.	IG	(1)		Actividad internacional del Grupo Endesa	MADRID	100,00	100,00	2.931,0	(612,0)	(221,0)
Eneris S.A.	a	IG	(1)	Generación y distribución eléctrica	SANTIAGO - CHILE	65,00	64,97	685.384,0	543.944,0	(223.748,0)
Inversiones Distrilima, S.A. (DISTRILIMA)	d	IG	(1)	Sociedad de cartera	LIMA - PERU	86,14	66,18	547,0	213,0	60,0
Cia. Americana de Multiserv. de Argentina, S.A.(CAM ARGENTINA)	b	IG	(1)	Const. de redes electricas.postal, calib.de med,	BUENOS AIRES - ARGENTINA	100,00	64,97	1,0	2,4	(1,5)
Cia.Americana de Multiservicios del Peru, S.A.(CAM PERU)	d	IG	(1)	Compra-venta y distribución de productos relacionados con la electricidad	LIMA - PERU	100,00	64,97	1,0	5,5	5,0
Cia. Americana de Multiservicios Ltda. (CAM CHILE)	a	IG	(1)	Compra-venta de productos relacionados con la electricidad	SANTIAGO - CHILE	100,00	64,97	2.572,0	14.479,0	7.982,0
Constructora el Gobernador Ltda.	a	IG	(1)	Construcción, explotación y comercialización de obras	SANTIAGO - CHILE	100,00	64,97	22.003,0	(1.521,0)	603,0
Eneris de Argentina S.A.	b	IG	(1)	Sociedad de cartera	BUENOS AIRES - ARGENTINA	100,00	64,97	0,2	0,0	0,2
Eneris Energia de Colombia, S.A.	e	IG	(1)	Sociedad de cartera	BOGOTA - COLOMBIA	100,00	64,97	300,0	725,0	(166,0)
Eneris Internacional	a	IG	(1)	Sociedad de cartera	GRAND CAYMAN - ISLAS CAIMAN	100,00	64,97	198.719,0	105.601,0	38.494,0
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	a	IG	(1)	Arrendamiento y administración de bienes muebles	SANTIAGO - CHILE	99,99	64,97	5.849,0	44.425,0	(9.935,0)
Sociedad Agricola El Gobernador Ltda.	a	IG	(1)	Explotación de predios agrícolas	SANTIAGO - CHILE	100,00	64,97	29.300,0	13.633,0	126,0
Synapsis Argentina, S.A.	b	IG	(1)	Servicios informáticos	BUENOS AIRES - ARGENTINA	100,00	64,97	1,0	3,0	(8,0)
Synapsis Brasil Ltda.	c	IG	(1)	Servicios informáticos	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	64,97	0,0	1,0	0,0

Denominación Social	Tipo	Cons.	Audit.	Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		Resultado Neto
								Capital Social	Reservas	
Synapsis Colombia Ltda.	e	IG	(1)	Servicios informáticos	BOGOTA - COLOMBIA	100,00	64,97	238,0	312,0	2.599,0
Synapsis Peru, S.A.	d	IG	(1)	Servicios productos informáticos y de telecomunicación	LIMA - PERU	100,00	64,97	1,0	0,0	1,0
Synapsis Soluciones y Servicios, Ltda.	a	IG	(1)	Suministro y comercialización de equipos informáticos	SANTIAGO - CHILE	100,00	64,97	3.944,0	420,0	4.394,0
CAM Brasil Multiservicios Ltda. (CAM BRASIL)	c	IG	(1)	Compra-venta y distribución de productos relacionados con la electricidad	BRASIL	99,99	64,96	363,0	66,0	(116,0)
Cia. Americana de Multiserv. de Colombia, S.A. (CAM COLOMBIA)	e	IG	(1)	Serv. Técnicos de calibración y medición	BOGOTA - COLOMBIA	99,99	64,96	1.616,0	2.357,0	3.518,0
Luz de Rio Ltda.	c	IG	(1)	Sociedad de cartera	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	64,32	1,0	(65,0)	(221,0)
Compañía Electrica del Rio Maipo S.A.	a	IG	(1)	Distribución de energía y servicios relacionados	SAN BERNARDO - CHILE	98,74	64,15	15.013,0	5.851,0	11.727,0
Chilectra de Argentina, S.A.	b	IG	(1)	Servs. profesionales y activ. financieras y de inversión	BUENOS AIRES - ARGENTINA	99,99	63,83	0,0	0,0	0,0
Chilectra Internacional	a	IG	(1)	Sociedad de cartera	GRAND CAYMAN - ISLAS CAIMAN	100,00	63,83	65.046,0	33.994,0	5.476,0
Chilectra S.A.	a	IG	(1)	Distribución y venta de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	98,24	63,83	282.120,0	210.297,0	(31.002,0)
Diprel Brasil Ltda.	c	NC	(1)	Sociedad de cartera	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	63,83	S/D	S/D	S/D
Empresa Electrica de Colina Ltda.	a	IG	(1)	Ciclo completo de energía y materiales afines	COLINA - CHILE	100,00	63,83	82,0	(172,0)	650,0
Luz Andes Ltda.	a	IG	(1)	Transporte, distribución y venta de energía y combustibles	SANTIAGO - CHILE	100,00	63,83	1,0	641,0	411,0
Cerj Overseas Inc.	c	IG	(1)	Sociedad de cartera	PANAMÁ	100,00	61,66	0,0	(142,4)	(69,4)
Companhia de Electricidade do Rio de Janeiro S.A. (CERJ)	c	IG	(1)	Producción, transporte y distribución de electricidad	RIO DE JANEIRO - BRASIL	83,92	61,66	915,0	(96,0)	(386,0)
Inmobiliaria Centro Nuevo Ltda.	a	IG	(1)	Adquisición, venta y explotación de bienes inmuebles	SANTIAGO - CHILE	99,93	60,10	18,0	(30,0)	(1,0)
Inmobiliaria Constructora Edificio Santiago 2000 Ltda.	a	IG	(1)	Ejecución de proyecto inmobiliario	SANTIAGO - CHILE	92,50	60,10	218,0	(143,0)	6,0
Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR)	b	IG	(2)	Distribución y comercialización de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	99,44	48,52	2.060,3	117,6	(179,4)
Companhia Energetica do Ceara, S.A. (COELCE).	c	IG	(1)	Ciclo completo de energía eléctrica	FORTALEZA - BRASIL	58,86	45,73	433,0	733,0	28,0
Codensa, S.A.	e	IG	(1)	Distribución y comercialización de energía eléctrica	BOGOTA - COLOMBIA	48,48	44,98	1.320.856,0	2.092.600,0	137.925,0
Empresa de Distribuc. Elec. de Lima Norte, S.A. (EDELNOR)	d	IG	(1)	Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.	LIMA - PERU	60,00	39,71	1.132,0	132,0	100,0
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	a	IG	(1)	Explotación de predios agrícolas	SANTIAGO - CHILE	57,50	37,36	5.738,0	1.094,0	104,0
Aguas Santiago Poniente, S.A.	a	IG	(1)	Producción y distribución de agua potable	SANTIAGO - CHILE	55,00	35,73	2.971,0	(701,0)	0,0
Construcciones y Proyectos Los Maitenes, S.A.	a	IG	(1)	Construcción de obras civiles e instalaciones	SANTIAGO - CHILE	55,00	35,73	3.573,0	(2.636,0)	(587,0)
Sociedad Agrícola Pastos Verdes Ltda.	a	IG	(1)	Explotación de predios agrícolas	SANTIAGO - CHILE	55,00	35,73	37.029,0	31.451,0	98,0
Distrilc Inversora S.A.	b	IG	(1)	Sociedad de cartera	BUENOS AIRES - ARGENTINA	51,51	32,97	1.103,0	170,9	(104,5)
Sacme, S.A.	b	NC	(18)	Supervisión y control del sistema eléctrico en Buenos Aires	BUENOS AIRES - ARGENTINA	50,00	24,26	0,3	0,0	0,1
Endesa Chile	a	IG	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	59,98	38,97	1.009.511,0	430.442,0	(9.319,0)
Transportadora de Energia, S.A.	b	IG	(1)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	ARGENTINA	100,00	72,52	55,5	3,5	7,9
Capital de Energia S.A.	e	IG	(1)	Sociedad de cartera	BOGOTA - COLOMBIA	100,00	66,02	351,0	2.153.874,0	58.502,0
Compañía Electrica Cono Sur, S.A.	a	IG	(2)	Sociedad de cartera	PANAMÁ	100,00	38,97	866.846,0	344.194,0	56.043,0
Compañía Electrica Tarapaca, S.A. (CELTA)	a	IG	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	100,00	38,97	78.741,0	(9.716,0)	2.645,0
Endesa Chile Internacional	f	IG	(2)	Sociedad de cartera	GEORGE TOWN - ISLAS CAIMÁN	100,00	38,97	56.700,0	(53.331,0)	(41.034,0)
Endesa de Colombia, S.A.	e	IG	(1)	Sociedad de cartera	NEIVA - COLOMBIA	100,00	38,97	4.511,0	456.827,0	(231.348,0)
Inverandes, S.A.	b	NC	-	Sociedad de cartera	ARGENTINA	100,00	38,97	3,4	S/D	S/D
Inversiones Endesa Norte, S.A.	a	IG	(2)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	100,00	38,97	70.174,0	21.012,0	759,0
Endesa Argentina, S.A.	b	IG	(1)	Sociedad de cartera	BUENOS AIRES - ARGENTINA	99,99	38,96	52,0	72,1	(297,5)
Endesa Brasil Participações Ltda.	c	IG	(2)	Sociedad de cartera	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	38,96	0,1	0,0	0,1
Endesa Inversiones Generales, S.A. (ENIGESA)	a	IG	(2)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	100,00	38,95	982,0	285,0	656,0
Tunel el Melon, S.A.	a	NC	(2)	Ejecución, construcción y explotación del túnel "El Melón"	SANTIAGO - CHILE	99,95	38,95	9,0	(10,0)	(3,0)
Ingendesa do Brasil, Ltda.	c	NC	-	Consultora de ingeniería de proyectos	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	38,06	0,3	0,0	0,0
Empresa de Ingeniería Ingendesa, S.A. (INGENDESA)	a	IG	(2)	Prestación de servicios de ingeniería	SANTIAGO - CHILE	97,64	38,05	1.861,0	(517,5)	923,3
Empresa Electrica Pangué, S.A.	a	IG	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	94,99	37,02	69.014,0	(9.440,0)	18.851,0
Empresa Generadora de Energia Electrica, S.A. (EMGESA)	e	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	BOGOTA - COLOMBIA	48,48	36,26	1.530.694,0	2.353.865,0	100.609,0
Lajas Inversora, S.A.	a	IG	(2)	Sociedad de cartera	PANAMÁ	100,00	36,19	398.749,0	170.486,0	(67.152,0)
Empresa Electrica Pehuenche, S.A.	a	IG	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	92,65	36,10	151.847,0	22.995,0	20.012,0
Centrais Electricas Cachoeira Dourada, S.A.	c	IG	(1)	Generación y comercialización de energía eléctrica	GOIANIA - BRASIL	99,57	36,04	289,0	538,0	24,0
Central Hidroeléctrica de Betania, S.A.	e	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	NEIVA - COLOMBIA	85,62	33,36	249.662,0	1.379.999,0	(210.257,0)
Compañía Electrica San Isidro, S.A.	a	IG	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	50,00	29,23	30.456,0	(93,0)	5.250,0
Hidroinvest, S.A.	b	IG	(1)	Sociedad de cartera	BUENOS AIRES - ARGENTINA	69,93	27,25	17.870,0	171.601,0	(21.256,0)
Autopista del Sol, S.A.	a	(**)	(2)	Construcción y explotación de autopista	SANTIAGO - CHILE	100,00	23,40	34.013,0	424,0	1.040,0
Infraestructura 2000, S.A.	a	NC	(2)	Obras de infraestructura	SANTIAGO - CHILE	60,00	23,38	64.326,0	(737,0)	413,0
Generandes Peru, S.A.	d	IG	(2)	Sociedad de cartera	LIMA - PERU	59,63	23,24	1.218,0	356,0	76,0
Inecsa Dos Mil, S.A.	a	(**)	(2)	Ejecución, inversión y explotación de infraestructura pública	SANTIAGO - CHILE	97,32	22,75	25.013,0	497,8	(98,3)
Autopista Los Libertadores, S.A.	a	(**)	(2)	Construcción y explotación de autopista	SANTIAGO - CHILE	99,95	22,74	24.112,0	1.184,0	(83,0)
Central Costanera, S.A.	b	IG	(1)	Generación y comercialización de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	51,93	20,23	171,3	562,6	(27,2)
Gas Atacama, S.A.	f	NC	(2)	Administración y dirección de relacionadas	SANTIAGO - CHILE	50,00	19,48	0,8	(6,5)	(0,4)
Atacama Finance Co.	f	NC	(2)	Financiación Proyecto Atacama	GEORGE TOWN - ISLAS CAIMAN	50,00	19,48	6,0	1,0	0,0
Energex Co.	f	NC	(2)	Sociedad de cartera	GEORGE TOWN - ISLAS CAIMAN	50,00	19,48	0,0	0,0	0,0
Gasoducto Atacama Chile Ltda.	f	NC	(2)	Transporte de gas natural	SANTIAGO - CHILE	50,00	19,48	62,0	7,0	9,0
Gasoducto Atacama Argentina Ltda.	f	NC	(2)	Transporte de gas natural	SANTIAGO - CHILE	50,00	19,48	100,0	(17,0)	6,0
Gasoducto Taltal Ltda.	f	(**)	(2)	Transporte de gas natural	SANTIAGO - CHILE	-	19,48	1.510,0	1.624,9	979,6

Denominación Social	Tipo		Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
	\$	Cons. Audit.					Capital Social	Reservas	Resultado Neto
Inversiones Electricas Quillota, S.A.	a	NC (2)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	50,00	19,48	15.153,0	(646,0)	2.620,0
Gas Atacama Generation Ltda.	a	NC (2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	50,00	19,48	114,0	(6,4)	(12,9)
Consorcio Ingendesa-Mimmetal Ltda.	a	NC -	Servicios de ingeniería	SANTIAGO - CHILE	50,00	19,02	1.971,0	(32,0)	923,0
Hidroeléctrica El Chocon, S.A.	b	IG (1)	Generación de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	65,19	18,49	329,6	491,8	(243,8)
Electrogas, S.A.	a	(**) (2)	Transporte de gas natural y otros combustibles	SANTIAGO - CHILE	0,02	16,56	10.339,2	(746,4)	1.597,3
Inversiones Electrogas, S.A.	a	NC (2)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	42,50	16,56	10.303,7	3.907,0	1.502,1
Edegel, S.A.	d	IG (2)	Generación y comercialización de energía eléctrica	LIMA - PERU	63,56	14,77	2.404,0	354,0	107,0
Transmisora Electrica de Quillota Ltda. (TRANSQUILLOTA)	a	NC (2)	Transporte y distribución de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	50,00	14,61	3.507,1	1.271,6	253,1
Empresa de Energía de Bogota, S.A. (EEB)	e	NC (1)	Sociedad de Cartera	BOGOTA - COLOMBIA	11,00	8,25	1.165.908,9	428.162,1	16.563,7
Elesur, S.A.	a	IG (1)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	100,00	100,00	2.435.428,0	131.310,0	3.947,0
Endesa Internacional Energia LTD.	c	IG -	Sociedad de cartera	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	100,00	60,0	0,0	1,0
Inversiones Cesa, S.L.		IG (1)	Sociedad de cartera	MADRID - ESPAÑA	100,00	100,00	159,0	(27,0)	(22,0)
Inversiones Colombia, S.L.		IG (1)	Sociedad de cartera	MADRID - ESPAÑA	100,00	100,00	127,0	(23,0)	(27,0)
Chispa 1, S.A.	a	IG (1)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	99,85	99,85	8.409,0	171.382,0	8.753,0
Luz de Bogota Ltda.	e	IG (1)	Sociedad de cartera	BOGOTA - COLOMBIA	100,00	84,02	336.781,0	1.596.928,0	72.351,0
Central Geradora Termoelectrica Fortaleza, S.A.	c	IG (1)	Desarrollo proyecto planta ciclo combinado	CEARA - BRASIL	100,00	82,90	152,0	0,0	0,0
Compañía Peruana de Electricidad, S.A. (CPE)	d	IG (1)	Sociedad de cartera	LIMA - PERU	100,00	81,56	144,0	46,0	15,0
Empresa Electrica de Cabo Blanco, S.A.	d	IG (1)	Sociedad de cartera	LIMA - PERU	80,00	80,00	76,0	0,0	2,0
Investluz, S.A.	c	IG (1)	Sociedad de cartera	SAO PAULO - BRASIL	100,00	76,80	955,0	3,0	(77,0)
Luz de Panama Inc.	c	IG (1)	Asesoría financiera y comercial de bienes y equipos	PANAMÁ	100,00	76,80	0,0	(8,0)	3,0
Comercializadora de Energía del MERCOSUR, S.A. (CEMSA)	b	IG (1)	Comercialización de energía del Mercosur	BUENOS AIRES - ARGENTINA	100,00	72,53	14,0	19,7	1,7
Compañía de Interconexao Energetica, S.A. (CIEN)	c	IG (1)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	RIO DE JANEIRO - BRASIL	99,99	72,53	285,0	(86,0)	33,0
Compañía de Transmision del MERCOSUR, S.A. (CTM)	b	IG (1)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	100,00	72,53	14,2	25,4	(9,2)
Generalima, S.A.	d	IG (1)	Sociedad de cartera	LIMA - PERU	72,50	72,50	163,0	(61,0)	3,0
Sociedad Inversora Dock Sud, S.A. (DOCK SUD)	b	IG (1)	Sociedad de cartera	BUENOS AIRES - ARGENTINA	57,14	57,14	425,2	27,9	(242,0)
Empresa Electrica de Piura, S.A.	d	IG (1)	Producción de energía eléctrica	LIMA - PERU	60,00	48,00	125,5	1,5	0,4
Empresa de Generac. Termoelec. Ventanilla, S.A. (ETEVENSA)	d	IG (1)	Producción de energía eléctrica	LIMA - PERU	60,00	43,50	291,0	(36,6)	1,2
Consorcio Energetico Punta Cana-Macao, S.A. (CEPM)	f	PE (4)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	REP. DOMINICANA	40,00	40,00	11,0	17,2	7,1
Central Dock Sud, S.A.	f	IG (1)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	69,76	39,86	147,0	3,0	(295,0)
Yacylec, S.A.	f	PE (1)	Transporte de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	22,22	22,22	107,0	19,0	0,7
Empresa Propietaria de la Red, S.A.	a	NC -	Construcción línea de interconexión Centroamerica	PANAMA	14,29	14,29	S/D	S/D	S/D

EUROPA

Endesa Europa, S.L.	IG	(1)	Actividad de Endesa en Europa	MADRID	100,00	100,00	367,0	1.055,0	21,0
Endesa Holding Italia S.R.L.	IG	(1)	Sociedad de Cartera	ROMA-ITALIA	51,00	51,00	700,8	1.509,3	62,2
Endesa Italia, S.R.L.	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	ROMA-ITALIA	100,00	51,00	859,9	2.084,3	35,2
Endesa Italia Power & Fuel, S.R.L.	IG	(1)	Comercialización de energía eléctrica y otros productos energéticos	ROMA-ITALIA	100,00	51,00	0,1	0,0	0,0
Societe Nationale d'Electricité et de Thermiqe, S.A. (SNET)	PE	(4)	Generación de energía eléctrica	PARIS-FRANCIA	30,00	30,00	569,2	5,4	5,3
Endesa Trading, S.A.	IG	(1)	Operaciones de "trading" en Europa	MADRID	100,00	100,00	1,0	2,0	(1,0)
Endesa Power Trading Ltd.	IG	(1)	Operaciones de "trading" en Europa	LONDRES - INGLATERRA	100,00	100,00	0,0	(0,5)	(0,6)
Endesa Trading B.V.	NC	-	Operaciones de "trading" en Europa	AMSTERDAM - HOLANDA	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Pego Energia Electrica, S.A. (PEGOP)	PE	(3)	Operación de centrales termoelectricas y producción de energía	ABRANTES - PORTUGAL	44,98	44,98	0,1	0,0	3,7
Tejo Energia, S.A.	PE	(3)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	ABRANTES - PORTUGAL	35,00	35,00	49,9	65,2	40,6
Carbopego, S.A.	PE	(3)	Compra, venta, transporte y almacenamiento de combustible	ABRANTES - PORTUGAL	33,32	33,32	0,1	0,0	4,4
Soprolif, S.A.	PE	(17)	Construcción de una caldera de lecho fluido en Gardanne.	FRANCIA	25,00	28,00	15,2	(7,2)	(2,3)
Lyonnaise Des Eaux Casablanca (LYDEC)	g	NC (17)	Abastecimiento de agua	CASABLANCA - MARRUECOS	18,00	18,00	800,0	41,9	74,6
Energie Electricque de Tahaddart, S.A.	f	NC -	Construcción y explotación de central eléctrica de ciclo combinado	TANGER - MARRUECOS	32,00	32,00	15,8	0,0	0,0
Polska Gielda Energii, S.A.	h	NC (1)	Mercado organizado de electricidad	POLONIA	10,00	10,00	14,5	S/D	S/D
Powernext, S.A.	NC	-	Mercado organizado de electricidad	PARÍS - FRANCIA	5,00	5,00	10,0	(0,9)	(1,5)
Endex N.V.	NC	-	Mercado organizado de electricidad	AMSTERDAM - HOLANDA	2,54	2,54	10,0	3,1	(0,8)

En las sociedades cabeceras de grupo, los datos de capital, reservas y resultado que figuran son consolidados.

S/D Sin datos de cierre a la fecha de confección de esta memoria

(**) Estas sociedades figuran solo a título informativo, ya que no forman parte del Inmovilizado Financiero de Endesa

CAPÍTULO IV

ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

IV.1. ANTECEDENTES

IV.1.1. INTRODUCCIÓN

La Sociedad, que fue constituida en el año 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A., 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 desarrolla su actividad en España y en otros doce países de tres continentes en diversas áreas de actividad, entre las que destacan, además de la producción, distribución y comercialización de electricidad, que constituyen la base de su negocio, otros sectores energéticos (gas, cogeneración y energías renovables) y las telecomunicaciones.

Las acciones de ENDESA cotizan en las Bolsas españolas, en la de Nueva York y en la Bolsa "Off Shore" de Santiago de Chile.

IV.1.2. RESUMEN CRONOLÓGICO Y EVOLUCIÓN HISTÓRICA

Año	
1944	/// Creación de ENDESA el 18 de noviembre
1945/1957	/// Construcción y puesta en marcha de la central térmica de Compostilla I en Ponferrada (León)
1961/1972	/// Construcción y puesta en marcha de la central térmica de Compostilla II en Ponferrada (León)
1972	/// Fusión con Hidrogalicia /// Adquisición de las minas de As Pontes (La Coruña) y de Andorra (Teruel)
1972/1979	/// Construcción y puesta en marcha de la central térmica de As Pontes (La Coruña)
1976/1980	/// Construcción y puesta en marcha de la central térmica de Andorra (Teruel)
1979/1984	/// Construcción y puesta en marcha de nuevos grupos en la central térmica de Compostilla II
1980/1984	/// Construcción y puesta en funcionamiento de la central térmica Litoral de Almería, y el Puerto de Carboneras (Almería)
1983	/// Constitución del Grupo ENDESA con la adquisición de las acciones propiedad del INI en Enher, Gesa, Unelco y Encasur
1985	/// Firma del Acuerdo de Intercambio de Activos Eléctricos en el campo hidroeléctrico y nuclear, e incorporación de ERZ al Grupo
1986	/// Puesta en funcionamiento de la central nuclear de Ascó II (Tarragona)
1987	/// Puesta en funcionamiento de la planta nuclear de Vandellós II (Tarragona).
1988	/// OPV de ENDESA, en la que el Estado reduce su participación al 75,6% de las acciones. Los títulos comienzan a cotizar en la Bolsa de Nueva York
1990	/// Finalización de la central térmica de Escatrón (Teruel)
1991	/// Adquisición del 87,6% de Electra de Viesgo, 40% de Fuerzas Eléctricas de Cataluña, 33,5% de Compañía Sevillana de Electricidad y 24,9% de Saltos del Nansa
1992	/// Adquisición del 61,9% de Carboex /// Constitución de Elcogas /// Entrada en el capital de Electricidad de Argentina y Yacylec
1993	/// Adquisición del 55% de Hecca. /// Protocolo de intenciones de las compañías del Grupo sobre intercambio complementario de activos /// Participación en Tejo Energía (Portugal)
1994	/// OPV de ENDESA por la que el Estado reduce su participación al 66,89% de las acciones /// Constitución de Compañía Peruana de Electricidad y Distrilima, con participación de ENDESA /// Adquisición del 11,78% de Sociedad General de Aguas de Barcelona (Agbar)
1995	/// Adquisición de hasta el 100% de Hecca por parte de Enher /// Adquisición del 9,7% de la distribuidora argentina de electricidad Edenor y del 7,2% de Airtel, segundo operador de telefonía móvil
1996	/// Aumento de las participaciones en Fecsa y Sevillana hasta el 75% del capital /// Firma del Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico

	Nacional a partir del 1 de enero de 1998
1997	<ul style="list-style-type: none"> ///Desdoblamiento de acciones de ENDESA en la proporción 1 a 4, quedando establecido el valor nominal en 200 pesetas ///OPV de un 25% del capital de ENDESA ///Adquisición del 31,9% del Grupo Enersis
1998	<ul style="list-style-type: none"> ///OPV del 33% del capital de ENDESA ///Reducción del 8,19% del capital de ENDESA
1999	<ul style="list-style-type: none"> ///ENDESA completa su consolidación corporativa mediante la incorporación de los accionistas minoritarios de sus participadas eléctricas en España al capital de ENDESA, S.A. Las respectivas Juntas Generales aprueban la fusión el 27 de abril ///ENDESA adquiere un 32% complementario de Enersis y se convierte en accionista de control del Grupo iberoamericano ///ENDESA vende su participación en Airtel
2000	<ul style="list-style-type: none"> ///ENDESA aumenta su participación en las distribuidoras brasileñas Cerj y Coelce hasta el 80% y el 58,9% respectivamente ///Constitución del holding de telecomunicaciones Auna, en el que la participación de ENDESA es del 27,8% ///Adquisición del 100% de Smartcom, compañía chilena de telefonía móvil ///Comienzo de la cotización de las acciones de ENDESA en la Bolsa "Off Shore" de Santiago de Chile
2001	<ul style="list-style-type: none"> ///Desistimiento del proyecto de fusión con Iberdrola ///Venta de Edenor ///Entrada en el capital de la sociedad francesa Snet ///Adjudicación de la generadora italiana Elettrogen al consorcio liderado por ENDESA ///Creación de la figura del Defensor del Cliente ///Adjudicación de Viesgo a la empresa italiana Enel ///Toma de una participación del 5% en el pool francés Powernext, S.A. ///Inicio de la cotización de las acciones de Enersis y Endesa Chile en el Latibex
2002	<ul style="list-style-type: none"> ///Inicio de la construcción de una central de ciclo combinado en Fortaleza, Brasil ///Integración de las compañías distribuidoras en España ///Adquisición a SCH del 5,7% de ENDESA Italia ///Transferencia de sociedades participadas en Europa y Norte de Africa a ENDESA Europa ///Conexión a la red de los ciclos combinados de Besós y San Roque ///Venta de Interagua y otras participaciones en el negocio de agua ///Incorporación de ENDESA al DJSI WORLD ///Ratificación de la venta de la red peninsular de transporte a REE

IV.1.3. MARCO REGULATORIO

/// MARCO REGULATORIO EN ESPAÑA

La base del marco regulatorio del sector eléctrico español es la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y la normativa que la desarrolla, que reorganizó el funcionamiento del sistema eléctrico mediante la introducción de criterios de competencia.

Dos de sus elementos fundamentales son el mercado mayorista de producción de energía eléctrica, que funciona desde el 1 de enero de 1998, y el derecho a la elección de suministrador por parte de los clientes, que desde el 1 de enero de 2003 se extiende a todos los clientes, con independencia de su consumo.

En concreto, en la normativa que se detalla a continuación:

- R.D. 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otros.
- R.D. 2617/1996, de 20 de octubre, sobre autorización de instalaciones técnicas.
- R.D. 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998.
- R.D. 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

- R.D. 2018/1997, de 26 de diciembre y modificaciones de 26 de abril de 2002, sobre reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.
- R.D. 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998 y de 29 de diciembre de 1997.
- R.D. 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del sector eléctrico.
- R.D. 2020/1997, de 26 de diciembre, de régimen de ayudas a la minería.
- R.D. 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- R.D. 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
- R.D. 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes.
- R.D. 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999.
- R.D. 277/1999, de 25 de febrero, sobre separación jurídica de actividades.
- R.D.L. 6/1999, de 16 de abril, de medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia.
- R.D. 1464/1999, de 17 de septiembre, sobre actividades de la primera parte del ciclo de combustible nuclear.
- R.D. 1836/1999, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas.
- R.D. 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000.
- R.D. 277/2000, de 25 de febrero, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.
- R.D.L. 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.
- Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000 por la que se establece para el año 2000 y siguientes, la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas.
- R.D. 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- R.D. 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- R.D.L. 2/2001, de 2 de febrero, por el que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 sobre régimen de los CTC, convalidado por la Ley 9/2001 de 4 de junio.
- R.D.1164/2001, de 26 de octubre, sobre tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- R.D. 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002.

- ORDEN ECO/1588/2002, de 12 de junio, por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingreso en las liquidaciones de las actividades reguladas.
- R.D. 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus provisiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- ART.94 LEY 53/2002 Metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia durante el período 2003-2010.
- R.D. 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del R.D. 2017/1997.
- R.D. 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- R.D. 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.
- R.D. 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003.

Los aspectos más significativos que establece la Ley del Sector Eléctrico y normativa posterior, son los siguientes:

- La producción de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia, basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores que ostenten la condición de cualificados, por los distribuidores y los comercializadores.
- La comercialización a consumidores cualificados se desarrolla también en régimen de libre competencia.
- Las actividades de transporte, distribución (incluyendo a clientes no cualificados), la gestión económica y la gestión técnica del sistema, tienen carácter de actividades reguladas, y su retribución se establece reglamentariamente dentro del expediente anual de tarifas que son únicas en todo el territorio nacional.
- Las tarifas de suministro y las tarifas de acceso son reguladas y únicas en todo el territorio nacional.
- Se establece la liberalización gradual del suministro para consumidores cualificados habiéndose producido la liberalización de todos los consumidores el 1 de enero del año 2003.
- La Ley 54/1997 reconoce la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo para las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que, al 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico. Los importes máximos y las condiciones para su recuperación están establecidos en el Real Decreto Ley 2/2001.

Para los territorios insulares y extrapeninsulares (Islas Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) se reconoce en el artículo 12 de la Ley 54/1997, modificado por la Disposición Adicional Décimo Séptima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector Hidrocarburos, un régimen singular que atenderá a las especificidades de estos territorios. Entre estas especificidades, se reconoce la posibilidad de que la producción quede excluida del sistema de ofertas y de que determine un concepto retributivo adicional, que se integrará en el conjunto del sistema (con la calificación de coste permanente) en la medida en

que no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales. Al día de hoy, no existe aún un desarrollo concreto de este precepto legal, siendo previsible su publicación a lo largo del año 2003. Desde 1998, la tarifa eléctrica incluye un coste permanente por extrapeninsularidad en términos de estimación (no justificada) por el Ministerio.

Los aspectos más relevantes acontecidos en el año 2002 son los que se detallan a continuación:

Nueva metodología de tarifas

Mediante el artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de Diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, se habilita al Gobierno para que establezca, mediante Real Decreto, una metodología para la determinación de la tarifa eléctrica media o de referencia, estableciéndose expresamente que durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010 la determinación de la tarifa media o de referencia deberá tener en cuenta al menos las siguientes previsiones:

- El precio medio previsto de la energía correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario será, para las instalaciones cuya autorización sea anterior a 31 de diciembre de 1997 y pertenecientes a sociedades con derecho a cobro de costes de transición a la competencia, de 3,6061 €/kWh y para el resto de instalaciones el que se estime teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas en el ejercicio de que se trate.
- Se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, considerándose este coste a efectos de su liquidación y cobro como un ingreso de las actividades reguladas.
- Se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente las revisiones de las compensaciones extrapeninsulares de los años 2001 y 2002, considerándose este coste a efectos de su liquidación y cobro como un ingreso de las actividades reguladas.

El Real Decreto 1432/2002, publicado el 31 de diciembre, establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media y modifica determinados artículos del R.D. 2017/1997 que regula el procedimiento de liquidación de las actividades reguladas.

La nueva metodología vigente para el período comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, establece el procedimiento de determinación de la tarifa media o de referencia, a partir de los costes previstos para retribuir las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y la previsión de demanda, fijando al mismo tiempo unos límites a las variaciones de dicha tarifa media, de tal forma que si dicha variación resultara positiva, la subida de la tarifa media o de referencia no podrá superar el 2%.

En este sentido, se limita inicialmente la variación de la tarifa media a un máximo de un 1,40%. No obstante, se establece que si aplicando una hipótesis de recuperación lineal de CTC se apreciara que el saldo pendiente de cobro de los mismos a 31 de diciembre de 2010 no es igual a cero, el Gobierno en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia considerará un incremento igual al 1,40%.

Adicionalmente, se establece una variación al alza de hasta el 0,60%, o la que corresponda a la baja como consecuencia de la revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en relación con determinadas variables y siempre que superen ciertos límites: demanda en consumidor final (1%), tipo de interés del dinero (50 puntos básicos), sobrecoste de las primas del régimen especial (5%) y precio del gas (5%).

La variación de la tarifa eléctrica media o de referencia se distribuirá entre las diferentes tarifas, si bien la revisión de cada una de las tarifas no podrá ser superior a la variación de la tarifa media o de referencia más un 0,6%.

Además, el Gobierno podrá tener en consideración en el cálculo de la tarifa las cuantías de coste que se deriven de modificaciones en la normativa por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas.

Por último, la disposición adicional primera posibilita que los costes correspondientes al desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas anterior a 2003 y las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular puedan ser objeto de titulización de acuerdo con el artículo 2.1 del Real Decreto 926/1998, de 14 de mayo, por el que se regulan los fondos de titulización de activos y las sociedades gestoras de fondos de titulización.

La tarifa eléctrica

El Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, redujo en un 4% la tarifa eléctrica de 2001 para los consumidores domésticos. Esta reducción supuso un descenso global del precio medio de la electricidad del 1,52% para el conjunto del año.

A su vez, el Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, mantuvo las tarifas eléctricas domésticas para el 2002 e incrementó en un 1% por término medio las restantes. De esta forma, se interrumpió la trayectoria de reducción de tarifas eléctricas que venía registrándose desde 1996. Así, el precio medio global de la electricidad para 2002 se incrementó en un 0,321% en términos nominales, lo que supuso una reducción del 2,38% en términos reales.

El Real Decreto 1436/2002, de 31 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, aprueba la revisión de las tarifas eléctricas, integrales y de acceso con un incremento del 1,65% de la tarifa media, produciéndose un cambio en la tendencia de la evolución tarifaria, siendo el primer incremento significativo desde el año 1996.

Como novedad fundamental respecto a ejercicios anteriores se establece un expediente de tarifas a nivel nacional, integrando de esta forma los sistemas insulares y extrapeninsulares a nivel de los costes a considerar en el cálculo de las tarifas eléctricas.

Los aspectos más relevantes del Real Decreto de tarifas para 2003 son los siguientes:

- El incremento de la tarifa media o de referencia, tal y como es definida por el Real Decreto 1432/2002, de metodología de tarifas es del 1,65%. Las tarifas de suministro domésticas (1.0, 2.0 y 2.0N) se incrementan el 1,5%, mientras que el resto de tarifas de suministro aumentan aproximadamente un 2%, excepto la tarifa D aplicable a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/97, para la que el incremento es de un 2,85%. Por su parte, las tarifas de acceso para 2003 se incrementan un 1,95% de media.
- Se fija una compensación provisional para los sistemas insulares y extrapeninsulares de 224 millones de euros.
- Por otro lado, y como desarrollo de lo establecido en el artículo 94 de la Ley 53/2002, se introduce una partida adicional de 234 millones de euros correspondiente a la anualidad establecida para la recuperación del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002 y la revisión de costes de los sistemas extrapeninsulares de los años 2001 y 2002.
- Se mantienen para el año 2003 las cuotas de reparto de la retribución de la actividad de distribución que se fijaron en el RD 1483/2001 por el que se estableció la tarifa eléctrica para el año 2002, correspondiendo a Endesa un 40,12%.

Tratamiento del déficit retributivo de actividades reguladas

A partir del año 2000, los ingresos por aplicación de las tarifas de suministro y de acceso declarados por las empresas distribuidoras, no han resultado suficientes para atender los costes de las actividades reguladas, una vez satisfechos los costes de adquisición de la energía en el mercado y las compras a los productores en régimen especial. Los costes regulados son los de las actividades de transporte y

distribución y, desde junio de 2000, las primas al carbón. El origen de este déficit se encuentra en el desajuste entre las previsiones del coste de la energía en el mercado mayorista, que sirve de base para la determinación de las tarifas eléctricas, y el coste real de adquisición.

Para resolver esta situación, la Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000 estableció que las aportaciones de fondos para cubrir el déficit en ese año y en los siguientes, deberán ser realizadas por las empresas generadoras con derecho al cobro de CTC, mediante una fórmula de asignación individual que tiene en cuenta los CTC recuperados por cada empresa a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al momento de la imputación, una vez considerados como CTC recuperados los ingresos del mercado en exceso sobre 0,036061 euros/Kwh. Las cantidades aportadas por este concepto serán incorporadas al saldo de los CTC pendientes de recuperar por cada empresa.

Como resultado de las liquidaciones practicadas por la CNE, se ha producido déficit en los ingresos en los años 2000 y 2001 (hasta la liquidación 14), y también en el año 2002.

La nueva metodología de tarifas aprobada por el Ministerio de Economía contempla expresamente como un coste a considerar en el cálculo de la tarifa media o de referencia el coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003. En base a ello, y hasta el año 2010 inclusive, se incluirá como coste en la tarifa la anualidad necesaria para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos de las actividades reguladas de los ejercicios 2000, 2001 y 2002.

De este modo, se reconoce a las empresas eléctricas el derecho a recuperar los déficits surgidos en los ejercicios 2000 a 2002 inclusive, como consecuencia de la insuficiencia de los ingresos recaudados en dichos ejercicios a través de las tarifas y peajes del sistema para cubrir los costes de las actividades reguladas. En la asignación de este desajuste entre las empresas que hayan contribuido al mismo, el porcentaje atribuido a ENDESA asciende al 43,22%.

A efectos de su cobro, esta cuantía se asimilará a un ingreso de las actividades reguladas. Adicionalmente, se establece expresamente que estos costes podrán ser objeto de titulización.

Tratamiento de los costes extrapeninsulares

La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía ha trabajado a lo largo de 2002 en el desarrollo de una nueva regulación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, cuyo desarrollo está pendiente desde la promulgación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

La última propuesta de regulación elaborada fue enviada a UNESA el 11 de Noviembre a la vez que fue puesta en conocimiento de las Comunidades o Ciudades Autónomas correspondientes, encontrándose en estos momentos en fase de discusión.

Entre los principios básicos de la nueva regulación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares cabe destacar los siguientes:

- La planificación eléctrica se llevará a cabo de forma coordinada entre Administración Central, a la que corresponde la planificación general, y las Comunidades o Ciudades Autónomas correspondientes.
- La retribución de la actividad de generación se articula sobre la base del precio del mercado de generación peninsular más una retribución adicional que tiene en cuenta las especificidades de los sistemas insulares y extrapeninsulares.
- La retribución de las actividades de transporte y distribución se equipara a la peninsular, con las adaptaciones necesarias al objeto de considerar las peculiaridades de estos sistemas.
- Los transportistas y distribuidores de los sistemas insulares y extrapeninsulares se incorporan al procedimiento de liquidaciones ante la Comisión Nacional de Energía ya existente para las empresas peninsulares.

- La gestión técnica de los sistemas insulares y extrapeninsulares se encomienda a la figura del Operador del Sistema.

Adicionalmente el Real Decreto de metodología de tarifas reconoce como un coste más del sistema, a recuperar de igual forma que el desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas peninsulares de los años 2000, 2001 y 2002, las revisiones de las compensaciones de los sistemas insulares y extrapeninsulares de los años 2001 y 2002. Este coste también podrá ser objeto de titulización.

Costes de transición a la competencia (CTC)

La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 reconoció el derecho a percibir determinados importes máximos en concepto de Costes de Transición a la Competencia (CTC) a las empresas titulares de instalaciones de generación que estaban acogidas al Real Decreto 1538/87, a fin de que recuperen parte de las inversiones realizadas en instalaciones de producción antes de la aprobación de la Ley, en la medida en que esa recuperación no pueda producirse a través de los ingresos del mercado.

El régimen de tratamiento de los CTC, establecido inicialmente en la Disposición Transitoria Sexta de la Ley del Sector Eléctrico, fue modificado por el artículo 107 de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, y ha vuelto a serlo por el Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero.

De acuerdo con este último, el valor máximo de los CTC a 31 de diciembre de 1997 ha quedado fijado en 10.438 millones de euros, distribuidos entre un valor máximo de 8.664 millones de euros en concepto de costes de transición a la competencia tecnológicos, y un valor máximo de 1.775 millones de euros en concepto de incentivos al consumo de carbón autóctono.

La recuperación de los CTC se producirá durante un período máximo que llegará hasta el año 2010 durante el cual el Gobierno podrá establecer anualmente el importe máximo que alcanzará dicha retribución, con la distribución correspondiente entre las empresas. Si el coste medio de generación de cada una de las sociedades titulares de instalaciones de generación al que se refiere el artículo 16.1 de la Ley del Sector Eléctrico resultara superior a 0,036061 Euros/kWh en promedio anual, este exceso se deduciría del valor actual de los CTC antes citado.

Otro de los cambios relevantes introducidos por el Real Decreto-Ley 2/2001 en el régimen de recuperación de los CTC ha sido la supresión de la afectación a tal fin de un 4,5% de la recaudación procedente de la tarifa, que estaba destinado a asegurar la recuperación de un determinado volumen de los mismos, y su sustitución por un importe anual que el Gobierno fijará al establecer la tarifa de cada año. Con esta supresión, la totalidad de los CTC ha pasado a recuperarse a través del denominado método de diferencias, si bien el período de recuperación se ha extendido hasta el año 2010.

Además, el Real Decreto-Ley establece que, si una sociedad transmite instalaciones de generación con derecho a CTC, se procederá a transmitir igualmente el derecho de cobro de los CTC asignados a la instalación. En consecuencia, los saldos pendientes por los derechos de cobro de los CTC asignados a esas instalaciones serán deducidos de la sociedad vendedora y acreditados a la sociedad compradora. En el caso de que esas instalaciones sean vendidas por un precio superior a un valor de referencia a fijar por la Administración (en principio, el coste que fue tenido en cuenta para calcular, a 31 de diciembre de 1997, los CTC tecnológicos asignados a las mismas), la diferencia será deducida del saldo pendiente de cobro por esos derechos de la sociedad vendedora.

Finalmente, la Dirección de la Competencia de la Comisión Europea emprendió a mediados de 1999 un análisis preliminar del régimen establecido en la legislación española con respecto a los CTC por si éstos pudiesen constituir ayudas de Estado no compatibles con el Tratado. Debido a la magnitud y complejidad del problema, el dictamen final no se produjo hasta el 25 de julio de 2001, fecha en la cual la Comisión Europea aprobó el esquema de los CTC españoles. Con esta decisión se cerró definitivamente cualquier incertidumbre sobre la compatibilidad de los CTC españoles con la legislación comunitaria.

Tras la fusión de ENDESA con sus filiales eléctricas en el año 1999, la práctica totalidad de los derechos de cobro por retribución fija por tránsito a la competencia quedaron en ENDESA, S.A. siendo, por tanto, ésta la única entidad perceptora de CTC del Grupo, excepto por la parte correspondiente a primas por consumo de carbón, cuyo derecho corresponde a ENDESA Generación. Al ser ENDESA, S.A. la perceptora de los CTC, es también la sociedad del Grupo que asume la imputación del déficit de tarifas.

La nueva metodología de tarifas, recogida en el Real Decreto 1432/2002, contempla entre los costes previstos para retribuir las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a considerar en el

cálculo de la tarifa media o de referencia el importe necesario para lograr la total recuperación del saldo de costes de transición a la competencia con anterioridad al 31 de diciembre de 2010.

En este sentido, y en el supuesto de que aplicando una hipótesis de recuperación lineal de los costes de transición a la competencia, se apreciara que el saldo pendiente de cobro de los mismos a 31 de diciembre de 2010 no es igual a cero, el Gobierno, en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia, considerará un incremento del 1,40% (sin considerar otras revisiones por desviaciones de parámetros empleados en el cálculo de la tarifa media o de referencia de los dos años precedentes).

Mercado de Producción de Energía Eléctrica

La novedad más importante que afecta al mercado lo constituye la publicación del Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

Este Real Decreto desarrolla lo establecido en los artículos 17, 18 y 21 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, en lo que se refiere a las ofertas económicas de venta de energía de las instalaciones del régimen especial a través del mercado de producción, la información que determinadas instalaciones de éste régimen deben enviar a los distribuidores sobre sus excedentes y sus relaciones con los agentes vendedores, entendiéndose éstos como los productores, autoprodutores y comercializadores.

Los productores del régimen especial podrán acceder al mercado de producción, bien directamente, si su potencia es superior a 5 MW, o bien a través de un agente vendedor, en caso contrario, y siempre y cuando su potencia sea superior a 1 MW, percibiendo por la venta de la energía el precio del mercado, la retribución por la prestación de servicios en los mercados de operación del sistema (solución de restricciones técnicas, resolución de desvíos generación-consumo y servicios complementarios) y 9,015 €/MWh en concepto de garantía de potencia.

Para ayudar a los distribuidores a realizar la previsión de compra de la energía del régimen especial que no acude al mercado, este Real Decreto establece los requisitos de la comunicación de excedentes que los productores en régimen especial deben enviar a los distribuidores con un tiempo mínimo de antelación de cada sesión del mercado. En base a esta información, en el proceso de liquidaciones de compras de energía en el mercado, los distribuidores podrán repercutir a los cogeneradores (grupos a.1 y a.2 del Real Decreto 2818/1998 y grupos c y d del Real Decreto 2366/1994), bajo ciertas circunstancias, un coste por los desvíos incurridos.

Liberalización total del suministro

El Real Decreto 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios de Medidas Liberalizadoras, establecía en su artículo 19 que a partir del 1 de enero de 2003 todos los consumidores de energía eléctrica tendrían la consideración de consumidores cualificados, esto es, el derecho a la libre elección de suministrador de energía eléctrica.

Hasta esta fecha, un 53% de la energía total era consumida en España por clientes con derecho a ejercitar su condición de cualificados, unos 75.000 consumidores conectados en alta tensión o con consumos anuales superiores a 1 GWh. Con la liberalización total del suministro, el sistema pasa a tener alrededor de 21,5 millones de clientes elegibles, de los cuales medio millón corresponden al sector comercio, servicios y pequeña industria, y el resto, unos 21 millones, son consumidores domésticos.

El fuerte incremento en el número de clientes elegibles ha hecho necesario la elaboración de normativa y procedimientos específicos que permitan gestionar el paso a mercado y los cambios de suministrador de estos clientes. Los distribuidores, como responsables últimos de la gestión del cambio de suministrador de los clientes elegibles, han desarrollado sistemas de información especiales que permiten controlar y gestionar el proceso de liberalización completa del sistema eléctrico español.

La nueva normativa desarrollada consta de dos Reales Decretos:

- Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

Este Real Decreto determina que los consumidores elegibles en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW deberán disponer, a partir de 2004, de equipos de medida con 6 registros que por agregación simple permitan facturar la tarifa de acceso de 3 períodos. Los consumidores por debajo de esta potencia podrán disponer de equipo de medida de un solo registro, o de dos si están acogidos a tarifa nocturna, sin que, por tanto, sea necesaria la sustitución de los actuales equipos de medida para que los abonados domésticos ejerciten su derecho de cualificación. Todos los consumidores podrán instalar, si así lo desean, equipos con mayor desagregación de la medida, asumiendo los sobrecostes de gestión y lectura de la medida.

- Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.

Este Real Decreto establece, entre otras características, la formalización de los contratos de acceso a la red y de suministro, así como el grado de representatividad del consumidor por parte del comercializador, los procedimientos que regulan el cambio de modalidad de contratación y de suministrador, la información que deben mantener los distribuidores y el procedimiento de liquidación de la energía no medida horariamente en el mercado de producción de energía eléctrica.

Otros temas

Durante el ejercicio 2002, la actividad de Distribución Eléctrica ha tenido un amplio desarrollo reglamentario, algunos de ellos de especial relevancia entre los que destacan los siguientes aspectos:

- En septiembre se aprobó en Consejo de Ministros la primera Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas para el período 2002 – 2011 desde la aprobación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

La planificación energética es de carácter vinculante en lo referente a las instalaciones de transporte eléctrico y gaseoductos de la red básica, es decir, las grandes infraestructuras sobre las que descansa el sistema energético nacional y que permiten su vertebración, de forma que se garantice el suministro eléctrico.

Los costes asociados a las actuaciones previstas en la Planificación Energética supondrán una inversión en redes de transporte eléctrico de más de 2.700 millones de euros durante el período 2002 – 2011, este esfuerzo inversor será realizado entre todos los agentes transportistas entre los que se incluye ENDESA.

- En marzo del ejercicio 2002, se aprobó la Orden Ministerial ECO/797/2002, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro.

La aprobación del Real Decreto 1955/2000 supuso la incorporación en el Sector Eléctrico español una regulación relativa a la calidad de suministro eléctrico, entendida ésta en el doble sentido de producto y servicio; sin embargo, tal y como apuntaba el Real Decreto, era necesario un desarrollo reglamentario que hiciese posible la homogenización y seguimiento de los índices de calidad.

En el ejercicio 2002, y tras la aprobación de la Orden Ministerial ECO/797/2002, se ha puesto en marcha la metodología para la recogida y tratamiento de los datos de la continuidad de suministro necesarios para poder evaluar para cada cliente si se han incumplido sus condiciones de calidad individual. Esto ha supuesto un reto para las empresas eléctricas, y ENDESA se encuentra en la actualidad implantando este nuevo procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, para mejorar el servicio y la atención a los clientes.

- Otro de los aspectos de especial relevancia ha sido la publicación de la Orden Ministerial FOM/1100/2002 por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores eléctricos de inducción, clase 2. Esta Orden Ministerial supone la sustitución de parte del parque de contadores en aras a obtener una mejor medida de la energía de los clientes de ENDESA y que se traducirá en una facturación más exacta y por lo tanto mayor satisfacción para el cliente.
- En este ejercicio 2002, también se ha aprobado el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Por último, dentro de la legislación aprobada en este ejercicio destaca el desarrollo reglamentario que las Comunidades Autónomas están realizando en materia eléctrica. Concretamente en este año 2002, la Comunidad Autónoma de Extremadura publicó la Ley 2/2002 de protección de la calidad de suministro eléctrico en Extremadura, Ley que en varios de sus aspectos supone una exigencia en materia de calidad muy superior a la establecida a nivel nacional de acuerdo al Real Decreto 1955/2000. En este sentido ENDESA ha aportado información y documentación a las autoridades que soporta que de acuerdo a la regulación actual, no es posible ofrecer una calidad distinta a la establecida a nivel nacional sin un reconocimiento del coste adicional

Sector del gas en España

El proceso de liberalización del sector de gas en España se inicia con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos 38/1998, modificada parcialmente por los Reales Decretos-Ley 6/1999 y 6/2000. En este último se fija el 1 de enero de 2003 como fecha a partir de la cual todos los consumidores son considerados cualificados y se designa a ENAGAS como Gestor técnico del sistema gasista, sociedad en cuyo capital social ninguna persona física o jurídica podrá participar en una proporción superior al 35%.

La Ley 38/1998 es desarrollada por el Real Decreto 949/2001, cuyos objetivos son el establecimiento de un sistema retributivo que permita la recuperación de las inversiones realizadas en las infraestructuras del sistema gasista, el diseño de un sistema de tarifas, peajes y cánones que cubra esas retribuciones y la regulación del acceso de terceros a la red gasista.

En el año 2002 se ha producido un avance significativo en la regulación del gas habiéndose publicado, por un lado, cuatro Órdenes Ministeriales del Ministerio de Economía que desarrollan el R.D. 949/2001 y un nuevo Real Decreto, que pretende completar el marco normativo establecido por la Ley 34/1998, teniendo en cuenta el hito que supone el 1 de enero de 2003 como fecha a partir de la cual todos los consumidores podrán elegir suministrador.

Asimismo, en el año 2002 ha tenido lugar la oferta pública de venta de acciones de ENAGAS que ha supuesto la venta del 59,1% del capital de la compañía, debiendo proceder GAS NATURAL en un futuro, no determinado todavía, a la puesta en circulación del 5,9 % restante de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 6/2000.

Los aspectos más destacables de la regulación gasista aprobada en el año 2002 son los siguientes:

?? O.M. ECO/301/2002, de 15 de febrero, sobre retribución de las actividades reguladas del sector gasista:

- ?? Esta norma contempla la retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, distribución, gestión por la compra-venta y suministro del gas destinado al mercado de tarifas y del Gestor técnico del sistema.
- ?? Los activos existentes de regasificación, almacenamiento y transporte se retribuyen a partir de los valores brutos contables actualizados a 2002, aplicando una rentabilidad del 6,77%, y las nuevas inversiones por autorización directa en base a unos estándares que se especifican en la propia Orden Ministerial, con una tasa de retribución equivalente a la media anual de los Bonos del Estado a diez años más el 1,5%. En el caso de las nuevas inversiones autorizadas por procedimiento de concurrencia, la retribución se establece de acuerdo con las condiciones de adjudicación del concurso.

- ?? La retribución de la actividad de regasificación incorpora un término variable proporcional al 75% de la capacidad de diseño de la instalación, penalizando el no llegar a ese grado de utilización.
- ?? La retribución de la actividad de distribución, partiendo de la reconocida en el año 2002, tiene en cuenta el incremento del número de clientes y de la demanda de cada compañía, afectado por unos coeficientes de eficiencia. Se prevé que el Ministerio de Economía pueda habilitar una retribución específica por tiempo limitado para hacer viable la gasificación de nuevas zonas.
- ?? O.M. ECO/302/2002, de 15 de febrero, por la que se establecen las tarifas de gas natural, gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores:
 - ?? Se define una tarifa media de gas natural como relación entre los costes necesarios para el suministro de gas destinado al mercado a tarifas y la demanda prevista en dicho mercado, siendo los costes considerados en el cálculo los siguientes: el coste de la materia prima destinada al mercado a tarifas, la retribución al transportista por la gestión de compra-venta del gas destinado al mercado a tarifas, el coste medio de regasificación, los peajes de almacenamiento, transporte y distribución del mercado a tarifas, la retribución de la actividad de suministro a tarifas y los costes correspondientes de la CNE y del Gestor técnico del sistema.
 - ?? Las tarifas son únicas para todo el territorio nacional y tienen el carácter de máximas, revisándose anualmente, en el mes de enero, salvo que se produzcan variaciones en el coste unitario de la materia prima al alza o la baja superiores al 2 por 100, en cuyo caso las tarifas podrán modificarse trimestralmente.
 - ?? El coste de la materia prima se calcula mediante una fórmula en función de las cotizaciones del Brent, del fuelóleo y gasóleo.
 - ?? Las tarifas se estructuran, con independencia del destino del gas, en tres niveles en función de la presión de suministro, y dentro de cada uno de ellos por volumen de consumo.
 - ?? Se establecen dos tarifas, en función de la presión, para suministros interrumpibles.
- ?? O.M. ECO/303/2002, de 15 de febrero, sobre peajes y cánones de acceso de terceros a las instalaciones gasistas:
 - ?? Establece los peajes de regasificación, transporte y distribución, canon de almacenamiento subterráneo y canon de almacenamiento de GNL, la tasa destinada a la CNE y la cuota con destino al Gestor técnico del sistema.
 - ?? Son únicos para todo el territorio nacional y tienen carácter de máximos.
 - ?? En el peaje de transporte y distribución se incluye un término por reserva de capacidad.
 - ?? No se establece un peaje para el suministro interrumpible.
- ?? O.M. ECO/2692/2002, de 28 de octubre, sobre liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural:
 - ?? Regula el procedimiento de liquidaciones al que quedan sometidas las actividades de regasificación de GNL, almacenamiento, transporte, distribución y las retribuidas mediante cuotas incluidas en los peajes, tarifas y cánones (CNE y Gestor técnico del sistema), procedimiento

- ?? Expresamente se establece que las desviaciones que se pongan de manifiesto entre los ingresos netos liquidables y las retribuciones acreditadas cada año, serán tenidas en cuenta en el cálculo de las tarifas, peajes y cánones de los dos años siguientes.
- ?? R.D. 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural:
- ?? Determina los requisitos necesarios para ejercer las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural, estableciendo los derechos y obligaciones de los agentes participantes.
- ?? Regula los aspectos relacionados con el suministro:
- Las acometidas, estableciendo la contraprestación económica por la realización de las mismas.
 - Se establece la obligación de los distribuidores de efectuar el suministro a tarifa a todo el que lo solicite, siempre que se encuentre en el ámbito geográfico de su autorización.
 - El cambio de un consumidor del mercado de tarifa al liberalizado así como el cambio de suministrador, estableciendo un mínimo de un año de permanencia en el mercado de tarifa para el consumidor que retorne a la misma procedente del mercado liberalizado.
 - Las condiciones de suspensión del suministro.
- ?? Establece los procedimientos de autorización de las instalaciones de almacenamiento, regasificación, transporte y distribución.
- ?? Prevé un mecanismo que pretende evitar la existencia de capacidades ociosas en las infraestructuras gasistas.

El mercado ibérico

El 14 de noviembre de 2001 los Ministros de Economía de España y Portugal firmaron un “Protocolo de colaboración entre las Administraciones Española y Portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad”, mediante el cual ambos países acordaron disponer, a partir del 1 de enero de 2003, de un mercado único de la electricidad que abarcase la totalidad de la Península Ibérica, basado en los principios de libre concurrencia, transparencia, objetividad y eficiencia. Asimismo, ambos países se comprometieron a impulsar el avance hacia un mercado único de la energía en el seno de la Unión Europea, así como el desarrollo de las redes de transporte transeuropeas. En este sentido, el protocolo incluye el calendario del desarrollo de la interconexión eléctrica entre España y Portugal, incorporando actuaciones concretas para la implantación de nuevas líneas o incremento de la capacidad de las ya existentes.

En marzo de 2002 la *Comisión Nacional de Energía* (CNE), por parte de España, y la *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* (ERSE), por parte de Portugal, propusieron las bases de diseño de un futuro Mercado Ibérico de Electricidad, condensadas en su documento conjunto: “Modelo de Organización del Mercado Ibérico de Electricidad”.

A grandes rasgos, este mercado, estructurado a nivel peninsular, estaría basado en la libre contratación bilateral entre los agentes, la creación de un mercado organizado financiero a medio plazo y transacciones a corto plazo realizadas en un mercado diario e intradiarios. Cada sistema mantendría su propio Operador del Sistema, responsable de la seguridad del suministro y de la gestión de los servicios complementarios de cada uno de los sistemas eléctricos.

La creación de este mercado se encuentra con la dificultad de respetar los actuales contratos entre los productores portugueses y *Rede Eléctrica Nacional* (REN), en su papel de comprador único. Casi la totalidad de la energía consumida en Portugal proviene de esta fuente, por lo que sería necesario romper dichos contratos, lo que llevaría a reconocer como costes hundidos y cuantificar la consecuente pérdida de valor para las empresas productoras. Por esta razón principalmente se ha postergado por parte de ambas administraciones el desarrollo normativo del mercado ibérico de la electricidad, si bien los Operadores del Sistema de ambos países han avanzado significativamente en la armonización de los servicios complementarios y en el desarrollo de las interconexiones.

MARCO REGULATORIO EN EUROPA

En los países europeos en los que ENDESA desarrolla sus actividades se han producido diversos cambios regulatorios. En Portugal, el Organismo Regulador portugués (ERSE) ha hecho pública su propuesta de apertura del mercado para el año 2003, que permite la libre elección de suministrador en toda la media tensión, homologando así su grado de liberalización con el mercado español.

En Italia, continúan las consultas entre el regulador y los diferentes agentes para el establecimiento de las reglas del futuro mercado italiano. Está previsto que este mercado pueda entrar en funcionamiento en el año 2004. Se aprobó por el Gobierno un proyecto de ley de energía, conocida como Ley Marzano, que pretende avanzar en el desarrollo de la liberalización energética, estableciendo directrices concretas en este sentido. Define los principios de regulación energética y las competencias administrativas, introduce medidas ambientales, de acuerdo con el protocolo de Kyoto, promocionando el uso del gas natural y las energías renovables. También regula aspectos relacionados con la seguridad de suministro, la simplificación de trámites administrativos para concesión de autorizaciones, la calidad del servicio y la gestión de los residuos radiactivos.

Adicionalmente, los reguladores italiano y francés han firmado un acuerdo sobre un mecanismo común de asignación de capacidades de interconexión entre ambos países para el año 2003.

Por lo que se refiere a Francia, a comienzos del año 2003 se promulga la Ley nº 2003-08 de 3 de enero, relativa a los mercados de gas, electricidad y servicio público de energía, en la cual se determinan las condiciones de apertura a la competencia del mercado del gas y, adicionalmente, se establecen nuevas disposiciones relativas al servicio público de electricidad, definidas por la Ley Eléctrica de 10 de febrero del año 2000.

También en Francia, Powernext, que funciona como un mercado organizado voluntario desde noviembre de 2001, gestionó operaciones promedio diarias, por un volumen de 17,2 GWh durante la última semana del año 2002. Durante la primera semana del 2003, se confirma esa tendencia con un record diario, que en promedio, es de 14,3 GWh, que representa cerca del 3.5% del mercado liberalizado. En el año 2002 EdF, ha gestionado cuatro subastas de capacidad virtual de generación ofertando capacidades que han oscilado entre 744 y 2.525 MW.

Francia ha aplazado hasta febrero de 2003 la reducción de 16 GWh a 9 GWh anuales del umbral de consumo a partir del cual se permite la libre elección de suministrador. La Comisión Europea ha llevado a Francia ante el Tribunal Europeo de Justicia por su retraso en la trasposición de la Directiva sobre el gas. De hecho, Francia continúa siendo uno de los países más atrasados en el proceso de liberalización de sus mercados energéticos.

MARCO REGULATORIO EN LATINOAMÉRICA

En los países de Latinoamérica en los que ENDESA opera, existen distintas regulaciones, cuya principales características se explican a continuación:

Generación

Se trata en general de mercados liberalizados en los que, sobre los planes indicativos de las autoridades, los agentes privados adoptan libremente las decisiones de inversión. En general existe el despacho centralizado basado en costes variables de producción auditados que, dependiendo de cada país, están parcialmente dolarizados. Estos costes variables determinan el precio marginal de generación, excepto en Colombia, donde el despacho se basa en precios ofertados. En Argentina existe una holgura para que los generadores se aparten en su declaración de costes ofertados hasta un 15% de los costos variables auditados, fijando el organismo regulador el valor máximo.

Distribución

El precio de venta a clientes no liberalizados es regulado y se basa en el precio de compra a generadores (pass-through) más un componente asociado al valor agregado de la actividad de

distribución, que también en algunos casos se encuentra vinculado a la evolución del dólar. En Argentina, Chile y Perú, el precio de compra de la distribuidora está asociado al coste marginal de generación. En Brasil el precio de compra es regulado, y actualmente se presentan dos casos de precios fijados por la autoridad. El primero corresponde al aplicado a los contratos aprobados por la autoridad y que se conocen con el nombre de “contratos iniciales” y el segundo corresponde al “valor normativo”, que es un precio de referencia fijado por la autoridad para diferentes tecnologías y que representa un valor máximo traspasable por la distribuidora a sus clientes regulados. En Colombia el precio de compra se negocia directamente con los generadores, pero el traspaso al cliente final lleva una señal de eficiencia del conjunto de las distribuidoras al pactar estos precios con la generadoras.

Clientes Liberalizados

Los límites para contratar libremente el suministro en cada país, son los siguientes:

PAIS	MW (MINIMOS)
Chile	2,0
Argentina	0,03
Colombia	0,1
Perú	1,0
Brasil	3,0

Límites a la integración y concentración

En general la integración vertical se permite si las actividades están separadas contablemente. En Argentina, no obstante, hay restricciones para que generadores o distribuidores puedan ser accionistas mayoritarios de empresas transportistas. En Perú para ello se requiere un permiso de la autoridad para aquellas empresas que, teniendo más del 5% de un determinado segmento del negocio, deseen entrar a la propiedad de una empresa en otro segmento. En Colombia, aquellas empresas creadas con posterioridad a 1994 no pueden estar integradas verticalmente.

En cuanto a la concentración, en Argentina no existe un límite preciso para la concentración horizontal. La Ley sólo se limita a defender las condiciones de competencia, prohibiendo expresamente la realización de actos que impliquen competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

En Brasil existen límites de concentración tanto para la generación como para la distribución, tanto a nivel nacional como por subsistema eléctrico. A nivel nacional se permite una concentración de 20% en ambos segmentos; por subsistema eléctrico el límite es 35% en los subsistemas Norte y Nordeste y 25% en los subsistemas Sur-Sudeste y Centro-Oeste.

En Perú, por su parte, no existe límite a la concentración, sólo se exige obtener el permiso de la autoridad para la adquisición de alguna otra compañía cuando, incluida ésta, se supere el 15% en el segmento respectivo. En Chile actualmente no hay límite.

En Colombia hay límite a la integración de comercialización del 25% de la demanda y para la generación es el menor entre 25% y la franja de potencia.

Acceso a la red

En Argentina, Brasil, Colombia y Perú el derecho de acceso y el peaje o precio de acceso son regulados por las autoridades. En Chile el acceso y precio de acceso a la red de transmisión son libremente negociados sobre la base de un procedimiento normado.

A continuación se detallan, por países, los aspectos regulatorios más significativos:

Chile

- Sistemas eléctricos: existen 4 sistemas eléctricos que no están interconectados entre sí. El principal, es el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre la región donde se concentra

sobre el 90% de la población nacional. El segundo sistema en relevancia es el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre la zona norte del país, donde están ubicados principalmente los grandes centros de explotación minera. Los otros dos sistemas están ubicados en sur del país, zonas sin grandes consumos.

- Normativa: el instrumento principal es la Ley Eléctrica DFL N°1 de 1982. Se ha presentado una propuesta de Ley Eléctrica al Parlamento ("Ley Corta") en el mes de Mayo del año 2002. El objetivo es modificar los temas relacionados con el pago por el uso de las redes de transporte y la aplicación de mecanismos específicos para remunerar los servicios complementarios y crear un mercado específico para los mismos.
- Actividades: actualmente se desarrollan las actividades de producción, transporte y distribución de electricidad que están separadas jurídicamente. Las empresas productoras y las distribuidoras pueden realizar el suministro a los consumidores elegibles, que son los que poseen una potencia instalada superior o igual a 2,000 [kW]. La producción, el transporte, la distribución y la venta a clientes no elegibles son actividades reguladas. El suministro a los clientes elegibles está liberalizado.
- Tarifas: Las tarifas a cliente regulado se fijan cada 4 años como la suma de los precios de generación (precio nudo) y el Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD reconoce los costes eficientes de operación, así como la remuneración de un valor standard de la inversión. La próxima revisión está prevista para el año 2004.
- Entidades: las principales entidades son:
 - El Ministerio de Economía, fija los precios regulados, tanto a nivel de distribución como a nivel de generación, otorga las concesiones definitivas y dirime los desacuerdos que se producen al interior de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).
 - La Comisión Nacional de Energía (CNE), es un organismo técnico con rango de ministerio que elabora y coordina los planes, políticas y normas por las que debe regirse el sector energético nacional, asesora a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía y conduce los estudios técnicos para la determinación de los precios regulados.
 - La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), es el organismo fiscalizador.
 - Los CDEC, se encuentran constituidos por generadores y transmisores y tienen la misión de coordinar la operación de los sistemas interconectados garantizando la seguridad de servicio, su operación a mínimo costo y el derecho a servidumbre sobre líneas de transporte. Además deben valorizar las transferencias de energía y potencia entre sus integrantes. A la fecha están constituidos los CDEC del Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC-SIC y CDEC-SING respectivamente.
- Limitaciones a la propiedad: no existen límites máximos de participación relacionados con la integración vertical u horizontal.

Colombia

- Sistemas eléctricos: existe un sistema eléctrico principal denominado SIN (Sistema Interconectado Nacional) y otros sistemas aislados que proveen electricidad a zonas rurales.
- Normativa: los instrumentos normativos básicos son la Ley N°142 de 1994 (de Servicios Públicos Domiciliarios) y la Ley N°143 de 1994 (Ley Eléctrica). La regulación detallada del sector, se encuentra dada por resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- Actividades: actualmente se desarrollan las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de electricidad, separadas jurídicamente. Tanto distribuidores como comercializadores están habilitados para vender electricidad a clientes elegibles y no elegibles. Los clientes elegibles son aquellos con una demanda máxima superior a los 100 [kW]. El transporte, la distribución y la venta a clientes no elegibles son actividades reguladas. La compra destinada a clientes no elegibles no está regulada, sin embargo si lo está el pass-through de estas compras a la tarifa. La venta a los clientes elegibles es una actividad liberalizada.

- Tarifas: la tarifa a cliente regulado se fija por periodos de 5 años (la actual debe realizarse durante este año), según los costes medios reconocidos para la actividad de distribución y dependiendo de los niveles de tensión. Para el periodo 2003-2007, se ha modificado la metodología a una fórmula de retribución de un valor nuevo de reemplazo más costos de operación y mantenimiento, dado un cierto WACC
- Entidades: las principales entidades son:
 - Ministerio de Minas y Energía (MME), se orienta fundamentalmente a definir y mantener las condiciones para el adecuado funcionamiento del mercado, para lo cual posee facultades reguladoras y de planificación indicativa.
 - Superintendencia de Servicios Públicos y Domiciliarios (SSPD), ente fiscalizador.
 - Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), depende del MME y canaliza sus facultades reguladoras. Su directorio (lo preside el Ministro de Minas y Energía) está compuesto por 8 miembros de los cuales 3 son representantes de gobierno y 5 corresponden a expertos independientes. Las decisiones en el seno de esta entidad se toman por mayoría, aunque se requiere el voto favorable de uno de los miembros del Gobierno.
 - Consejo Nacional de Operación (CNO), su función principal es acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica. En el CNO hay representantes de generación, distribución y transporte.
 - Centro Nacional de Despacho (CND), organismo que, coordinadamente con los Centros Regionales de Despacho (CRD), se encarga de la planificación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión, en el corto plazo.
- Limitaciones a la propiedad: la concentración horizontal se encuentra limitada a los siguientes porcentajes. Generación: 25% de capacidad nominal del sistema (se consideran las interconexiones internacionales), comercialización: 25% de las ventas de energía a usuarios finales en el SIN y distribución: 25% de energía distribuida a usuarios finales en el SIN. Para calcular el porcentaje de participación de una empresa, se consideran las participaciones de mercado logradas producto de propiedades directas e indirectas en empresas agentes del mercado. Adicionalmente, el gobierno establece una Franja de Potencia que determina la máxima capacidad que puede controlar una empresa generadora en el país. Para 2002 esta franja fue fijada en 4,250 [MW].

Respecto de la integración vertical, las Empresas de Servicio Público (ESP) constituidas con anterioridad a la Ley N°143, que ya se encontraban integradas verticalmente a la fecha de promulgación de dicha ley, pueden continuar integradas pero con contabilidades separadas por tipo de negocio.

Por otro lado, para las ESP constituidas con posterioridad a la vigencia de la mencionada ley, pueden desarrollar simultáneamente las actividades de Generación - Comercialización o Distribución - Comercialización respectivamente. Adicionalmente para estas empresas, se ha establecido que no está permitida la integración (o existen limitaciones) para las actividades de Generación - Transmisión, Generación - Distribución, Transmisión - Distribución y Transmisión - Comercialización. Para el caso puntual de integración entre generadores y distribuidores, ésta se permite mientras la participación de una empresa, sea la distribuidora o la generadora, en el capital social (aplicable en ambos sentidos) de la otra no supere el 25%. No existe impedimento para la participación estatal en cualquiera de las actividades del Sector.

Argentina

- Sistemas eléctricos: existen 2 sistemas eléctricos que no están interconectados entre sí. El principal es el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) donde se encuentra cerca del 96% de la potencia instalada en el país. El otro es el Sistema Patagónico ubicado en la zona austral del país. Actualmente existe un proyecto para interconectar ambos sistemas mediante una línea de 500 [kV].

- Normativa: el instrumento principal es la Ley N°24,065 (Régimen de la Energía Eléctrica) vigente desde 1992. La normativa específica de operación del Mercado Mayorista está contenida en los procedimientos de CAMMESA.
- Actividades: actualmente se desarrollan las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de electricidad que están separadas jurídicamente. Existen tres categorías de clientes elegibles, los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) (demanda máxima mayor o igual a 1000 [kW] y consumo mínimo de energía de 4.38 [GWh]), los Grandes Usuarios Menores (GUME) (demanda máxima mayor o igual a 30 [kW] y menor a 2000 [kW]) y los Grandes Usuarios Particulares (GUPA) (demanda máxima mayor o igual a 30 [kW] y menor a 1000 [kW]), clientes que pueden negociar libremente sus contratos de suministro. Los GUMA tienen la obligación de contratar como mínimo el 50% de su demanda, pudiendo comprar el resto en el mercado spot. Los GUME y GUPA deben contratar el 100% de su demanda. La producción, el transporte, la distribución y la venta a clientes no elegibles son actividades reguladas. El suministro a clientes elegibles se encuentra liberalizado.
- Tarifas: las tarifas a clientes regulados se fijan cada 4 años como suma de los costes de generación (mercado mayorista) y los costes de distribución, que tratan de reflejar los costes marginales de la red. La revisión tarifaria debió haberse realizado durante el año 2002.
- Entidades: los principales organismos son los siguientes.
 - La Secretaría de Energía (SE), dicta resoluciones que establecen los procedimientos del despacho de carga y las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
 - El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es un organismo autárquico, responsable de controlar el cumplimiento de las obligaciones dispuestas en los contratos de concesión de transporte y distribución, otorgados por el Poder Ejecutivo Nacional y del cumplimiento de las normas del marco regulatorio en general. A esos efectos dicta las correspondientes resoluciones que le permiten implementar los mecanismos de control necesarios, aplicar las sanciones, aprobar las tarifas que aplican los concesionarios, etc.
 - La Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) está encargado de la administración del MEM en función de normativas emanadas de la Secretaría de Energía (realiza el despacho de cargas y liquida las transacciones económicas de energía y potencia).
- Limitaciones a la propiedad: los transportistas titulares de una concesión no pueden comprar ni vender energía eléctrica. Los generadores, distribuidores o grandes usuarios no pueden ser propietarios ni accionistas mayoritarios de un transportista. Para que dos o más transportistas o distribuidoras puedan fusionarse, deben obtener autorización del Ente Regulador (ENRE), como también para que un distribuidor o transportista compre acciones de otro distribuidor o transportista respectivamente. El comercializador puede vender hasta un 5% de la demanda de energía anual del mercado eléctrico.
- Emergencia económica: en enero de 2002 se aprobó la Ley N°25,561, de emergencia pública y de reforma del régimen cambiario que, sin derogar la legislación específica del sector, introduce cambios sobre el funcionamiento global de la economía. Esta norma establece que las tarifas de los servicios públicos y de los contratos locales son en moneda argentina (pesificación) y autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos de concesión con las empresas privatizadas.

Brasil

- Sistemas eléctricos: Existe un solo gran sistema denominado Sistema Interconectado Nacional (SIN) formado por las empresas de las regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste y parte de la región norte. Adicionalmente existen otros pequeños sistemas eléctricos aislados.
- Normativa: la normativa se compone como una suma de artículos de la Constitución, leyes complementarias y ordinarias y otras procedentes del Ministerio de Minas y Energía. Las líneas principales de la modernización del sector eléctrico están dadas por la Ley N°8,987 de 1995, la Ley N°9,074 de 1995 (ambas relativas a las concesiones de servicios públicos), la Ley N°9,427 de

1996, que crea ANEEL y la Ley N°10,433 de 2002 (reestructura el Mercado Atacadista de Energía - MAE).

- Actividades: actualmente se desarrollan las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de electricidad (esta última con muy poco desarrollo aún) las cuales están separadas jurídicamente. Los clientes elegibles actualmente son aquellos con una demanda máxima superior o igual a 3,000 [kW]. De acuerdo al modelo de desregulación del sector eléctrico establecido en 1995, los “contratos iniciales” separan los contratos que mantenían en el pasado las distribuidoras con sus generadores, en tres contratos, un contrato de compra y venta de energía, un contrato de uso del sistema de transmisión y un contrato de conexión. La energía de estos contratos disminuirá en un 25% anual a partir de 2003 y estos bloques comenzarán a licitarse públicamente. La producción, el transporte, la distribución y la venta de electricidad a clientes no elegibles se encuentra regulada. La venta a clientes elegibles está liberalizada.
- Tarifas: el sistema tarifario a cliente regulado se basa en un sistema de tarifas máximas que son fijadas en el momento en el que se otorga el contrato de concesión de distribución, y son sometidos a una revisión periódica cada cuatro años y actualizados anualmente de acuerdo con ANEEL. En estos últimos meses el regulador brasileño está procediendo a la revisión tarifaria periódica correspondiente a las empresas distribuidoras de electricidad
- Entidades: los principales organismos son los siguientes:
 - Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), ente que regula fiscaliza y además tiene el poder de dar concesiones. Depende del Ministerio de Minas y Energía (MME) y opera descentralizadamente en materia de fiscalización y gestión administrativa, delegando en Agencias en cada estado.
 - Operador Nacional del Sistema (ONS), empresa privada sin fines de lucro, conformada por titulares de concesiones y clientes elegibles (miembros con derecho a voto) y por representantes de los consumidores (miembros sin derecho a voto), cuya principal función es la de coordinar y controlar la operación de la generación y la transmisión en el SIN.
 - Mercado Atacadista de Energía (MAE), entidad sometida a la regulación de ANEEL que procesa todas las actividades comerciales de compra y venta de energía eléctrica por medio de contratos bilaterales y transacciones de corto plazo.
- Limitaciones a la propiedad: en Brasil, no se restringe directamente la participación en la propiedad de las empresas. La única limitación a la integración vertical en el sector afecta a los sectores generación - distribución y comercialización (sin incluir transmisión), y se deriva de una restricción de autosuministro contenida en la Resolución 278 de 2000, que impide suministrar más del 30% del mercado cautivo con energía producida o comercializada por un mismo agente (independiente de si participa a través de distintas empresas). En la práctica no ha comenzado a operar pues en el contexto de los contratos iniciales no rige, y su importancia será gradualmente mayor en la medida que se liberen bloques de dichos contratos. No se plantea ninguna restricción a la participación en transmisión, dado que se considera un negocio completamente regulado y operado por un ente independiente (ONS), lo que haría innecesaria una restricción de integración.
- Cambios Regulatorios en Brasil: Actualmente, también se está desarrollando un proceso de análisis y discusión del actual modelo sectorial entre el gobierno y los agentes que operan el mercado.

Perú

- Sistemas eléctricos: existe un sistema eléctrico principal denominado SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) y otros sistemas aislados que proveen electricidad a zonas rurales.
- Normativa: los principales instrumentos normativos son la Ley N°25,844 de 1992 (de Concesiones Eléctricas) y la Ley N°26,876 de 1997 (Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico).
- Actividades: actualmente se desarrollan las actividades de producción, transporte y distribución de electricidad, separadas jurídicamente. Las empresas productoras y las distribuidoras pueden comercializar la energía suministrada a los consumidores elegibles. El umbral de elegibilidad está

en los 1,000 KW. El transporte, la distribución y la venta a clientes no elegibles son actividades reguladas. El suministro a los clientes elegibles está liberalizado.

- Tarifas: las tarifas a clientes regulados se fijan cada 4 años (la próxima está prevista para el año 2005) a partir de un Valor Agregado de Distribución (VAD) teniendo en cuenta los costes de distribución de una empresa modelo eficiente y calculados para diferentes niveles de tensión y sectores de actividad.
- Entidades: las principales entidades son:
 - El Ministerio de Energía y Minas (MEM), define las políticas energéticas del país, regula temas relativos al medioambiente, otorga, supervisa y puede dar término a concesiones de generación, transmisión y distribución.
 - El Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG), es el ente regulador y fiscalizador. Está adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros.
 - El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), es quien efectúa el despacho centralizado. Opera el mercado spot y el de transferencias de potencia. Liquidada transferencias de energía y potencia. El directorio está conformado por ocho representantes de los generadores con más de un 1% de la capacidad instalada del sistema y que comercialicen más del 15% de su energía producida, más un representante del sistema principal de transmisión. Se restringe la participación en el directorio de cada grupo económico a un máximo de 2 miembros.
 - La Comisión Anti-Monopolio depende del Instituto de Defensa al Consumidor y la Propiedad Intelectual, INDECOPI.
- Limitaciones a la propiedad: se requiere de autorización para celebrar actos de concentración horizontal en los segmentos de generación, transmisión y distribución, que impliquen una propiedad mayor o igual al 15% del mercado. En el caso de la concentración vertical se requiere autorización cuando previa o posteriormente al acto de concentración, se posea un porcentaje mayor o igual al 5% en cualquiera de los segmentos mencionados.
- Reforma de Segunda Generación del Sector Eléctrico: el Ministerio de Energía y Minas ha comenzado un proceso de discusión, incluyendo a los agentes del sector, reguladores y representantes de los consumidores, para estudiar posibles modificaciones al marco regulatorio del sector eléctrico. La agenda de la discusión considera aspectos tendientes a consolidar la reforma del sector, potenciar la inversión privada, mejorar la eficiencia económica (dentro de este aspecto se discuten mejoras a los procesos de fijación tarifaria) y finalmente tópicos de corte más técnico.

IV.2. ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

ENDESA es la mayor empresa eléctrica de España y la primera multinacional eléctrica privada de Iberoamérica. Es un operador eléctrico relevante en el arco europeo mediterráneo, especialmente en Italia, y desarrolla actividades en otros países europeos. Además, está creciendo en el mercado ibérico de gas natural, tiene una importante presencia en el sector español de cogeneración y energías renovables, y posee participaciones en empresas del sector de telecomunicaciones y en otros servicios que complementan y aportan valor a su negocio principal.

Las empresas eléctricas controladas por ENDESA poseían una potencia instalada total de 39.941 MW al término de 2002 y alcanzaron en el ejercicio una generación anual de 155.849 GWh y unas ventas totales de electricidad de 133.096 GWh a unos 20,6 millones de clientes.

La actividad eléctrica de ENDESA se centra especialmente en España, Iberoamérica y zonas del arco europeo mediterráneo. Concretamente, realiza actividades de producción de electricidad en España, Chile, Argentina, Perú, Colombia, Brasil, Italia, Francia, Portugal y la República Dominicana; de distribución de electricidad en España, Chile, Argentina, Perú, Colombia, Brasil y Marruecos; y de comercialización de electricidad o prestación de servicios en España, Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Perú, Italia, Francia, Portugal, Alemania, Bélgica, Andorra y varios mercados mayoristas europeos.

La Empresa está presente en los mercados regulados y liberalizados de gas natural de la península ibérica. En España, cuenta con una cuota total de mercado del 8% y unos 300.000 clientes, y es la única compañía eléctrica considerada como operador principal del sector por parte de la Comisión Nacional de la Energía. Por otro lado, participa en instalaciones de energías renovables y cogeneración que suman una potencia total en servicio o construcción de 1.927 MW, de los cuales 1.182 MW corresponden a energías renovables y 745 MW a cogeneración y tratamiento de residuos. Por último, en el negocio de las telecomunicaciones, es accionista del grupo español AUNA, que suministra servicios de telefonía fija, telefonía móvil y telecomunicaciones por cable a unos 6,5 millones de clientes, y propietaria de la compañía chilena de telefonía móvil Smartcom, que cuenta con cerca de un millón de clientes.

En 2002, se produjeron dos hechos relevantes que afectan a la estructura societaria de ENDESA: la culminación de la venta de los activos integrados en Viesgo y la integración de ENDESA Gas en ENDESA Red. A finales de 2002, ENDESA decidió segregar de ENDESA Diversificación, S.A. la filial ENDESA Gas, S.A., que agrupa sus participaciones en diversas compañías que operan en el mercado regulado de gas natural, e integrarla en ENDESA Red, S.A., cabecera de su negocio de distribución de electricidad. Esta decisión responde al objetivo de potenciar el negocio de gas natural de la Empresa, en línea con su Plan Estratégico 2002-2006, aprovechando mejor la estrecha relación existente entre los mercados de electricidad y de gas, que han quedado totalmente abiertos a la competencia el 1 de enero de 2003.

En julio de 2002, ENDESA llevó a cabo una reorganización de su organigrama, que ha quedado articulado en línea con las necesidades derivadas de su estrategia actual y concretada en los siguientes aspectos:

- Ha dado respuesta al enfoque prioritario de la Compañía hacia su negocio básico, constituido por la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas y servicios relacionados.
- La estructura organizativa adoptada se ha estructurado en torno a dos grandes polos de actividad: el negocio eléctrico en España y Europa, integrados en una misma unidad de gestión, la Dirección General del Negocio Eléctrico; y el negocio eléctrico en Iberoamérica, integrado en la Dirección General de Internacional.
- Las líneas básicas de actuación de la Dirección General del Negocio Eléctrico han quedado centradas en el incremento de la calidad de servicio en España, el desarrollo del Plan de nueva capacidad de generación de la empresa y su consolidación como segundo operador en el mercado nacional del gas.
- La Dirección General de Internacional ha focalizado su campo de actuación en la rentabilización de las inversiones en Iberoamérica, la prosecución del traslado de las mejores prácticas a las compañías participadas, la reestructuración financiera y la optimización de las relaciones con los organismos reguladores.
- En el terreno de la eficiencia, el reforzamiento de la estructura de gestión se ha orientado a la profundización en los procesos de reducción de costes que se hallan en marcha tanto en España como en Iberoamérica.
- En cuanto a la estructura corporativa, los cambios introducidos han simplificado los servicios centrales y fortalecido las líneas de negocio.
- Por último, la reestructuración ha prestado una especial atención al fomento de la creatividad y de la innovación en el seno de la Empresa.

En paralelo, se ha procedido a reestructurar los órganos de Gobierno de las Compañías cabeceras de las distintas líneas de negocio para proporcionar el soporte adecuado a un mayor grado de responsabilización y descentralización.

Para ordenar sus líneas de negocio, ENDESA cuenta con las siguientes compañías: ENDESA Generación, ENDESA Red, ENDESA Energía, ENDESA Europa, ENDESA Internacional, ENDESA Diversificación, y ENDESA Servicios.

?? **ENDESA Generación**

Fue creada el 20 de septiembre de 1999 para concentrar en ella los activos de generación y minería de ENDESA. En junio de 2000, ENDESA Generación procedió a la integración de sus filiales peninsulares, Sevillana II, Fecsa-Enher II, ERZ II y Viesgo II, de las que ya era propietaria al 100 por cien. En esta operación no se procedió a la fusión en ENDESA Generación de Gesa II y Unelco II, compañías filiales también al 100 por cien. La decisión al respecto se adoptará más adelante, si se estima conveniente, teniendo en cuenta la situación de la actividad de generación en sistemas aislados.

Por otro lado, en enero de 2002 culminó la venta de Viesgo a ENEL en los términos descritos en el primer apartado del presente capítulo.

?? **ENDESA Red**

Fue creada en 2002 como culminación del proceso de integración de las compañías de distribución de ámbito territorial de ENDESA en España (Fuerzas Eléctricas de Cataluña, Compañía Sevillana de Electricidad, Gas y Electricidad Distribución Eléctrica, Unión Eléctrica de Canarias y Eléctricas Reunidas de Zaragoza Distribución) que se puso en marcha en noviembre de 2001.

ENDESA Red agrupa a dos sociedades: ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. y ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L. La primera asume las actividades reguladas de transporte y distribución de electricidad, así como la comercialización a tarifa, y la segunda desarrolla actividades de apoyo comercial a las compañías energéticas de ENDESA. La integración de las distribuidoras territoriales completa el proceso de consolidación corporativa iniciado por ENDESA en octubre de 1998, supone una importante contribución a la racionalización de la estructura societaria de la Empresa y posibilita un significativo ahorro de costes. Además, la operación ha situado a ENDESA en mejores condiciones para afrontar la apertura total del mercado eléctrico español iniciada el 1 de enero de 2003, dotándole de una organización comercial más ágil y flexible, capaz de asegurar la aplicación de mejoras sustanciales en la calidad del servicio y en la atención al cliente, de manera compatible con el mantenimiento de marcas comerciales de ámbito territorial.

?? **ENDESA Energía**

ENDESA Energía fue creada el 21 de enero de 1998 para desarrollar actividades de comercialización en el mercado liberalizado, respondiendo así a las exigencias derivadas del proceso de liberalización del sector eléctrico español. Fue la primera empresa comercializadora de energía a clientes con libertad de elección de suministrador que operó en el mercado eléctrico español.

La actividad fundamental de ENDESA Energía es el suministro de energías y servicios de valor añadido a los clientes que deciden ejercer su derecho a elegir suministrador y recibir el servicio a través del mercado liberalizado. Además, ENDESA Energía realiza actividades de comercialización en los mercados liberalizados de Portugal, Francia, Italia, Alemania y Bélgica.

?? **ENDESA Europa**

ENDESA Europa fue creada el 7 de noviembre de 2001 con el objetivo de centralizar en una sola compañía la administración y gestión de las participaciones que ENDESA tiene en empresas eléctricas de Europa y Norte de África. Estas participaciones fueron transferidas a ENDESA Europa en enero de 2002. La participación más relevante es el 51% que posee en el capital de la generadora ENDESA Italia, lo que proporciona a ENDESA el control de esta compañía. Además, ENDESA Europa agrupa las participaciones de ENDESA en Tejo Energia (Portugal), Snet, Soprolif y Powernext (Francia), ENDEX (Holanda), Gielda Energii (Polonia), Lydec (Marruecos) y ENDESA Trading.

?? **ENDESA Internacional**

Fue creada el 26 de enero de 1998 y su objetivo es canalizar la presencia de ENDESA en el mercado iberoamericano. Las operaciones de toma de control realizadas por ENDESA en Enersis y en ENDESA Chile en 1999, aparte de incrementar su dimensión de manera considerable, le permitieron asumir la gestión de un amplio número de empresas iberoamericanas en cuyo capital social la suma de las participaciones que ya tenía ENDESA directamente y de las que poseían Enersis y ENDESA Chile le otorgan una posición mayoritaria.

Entre otras, y aparte de las ya citadas, ENDESA Internacional integra las participaciones de ENDESA en Chilectra y Río Maipo (Chile), Edesur, Costanera y El Chocón (Argentina), Cien, Cerj y Coelce (Brasil), Emgesa y Codensa (Colombia), Edegel y Edelnor (Perú), etc.

?? ENDESA Diversificación

ENDESA Diversificación, creada el 21 de enero de 1998, agrupa las participaciones de ENDESA en empresas de los sectores de cogeneración, energías renovables, agua, telecomunicaciones y medio ambiente.

Entre ellas, cabe citar las que posee en el grupo de telecomunicaciones Auna, que controla a su vez compañías de telefonía fija, telefonía móvil y telecomunicaciones por cable, y en instalaciones de cogeneración y de aprovechamiento de energías renovables a través de ECYR (ENDESA Cogeneración y Renovables).

?? ENDESA Servicios

ENDESA Servicios se constituyó el 15 de enero de 1999 para integrar el conjunto de los servicios de apoyo de cada una de las sociedades participadas por ENDESA en una única compañía.

Su misión principal es prestar asistencia a las sociedades de ENDESA y a clientes externos en sistemas de información, telecomunicaciones y sistemas de control, aprovisionamientos y servicios generales, gestión del patrimonio, y gestión medioambiental y de desarrollo sostenible.

IV.2.1. PRINCIPALES MAGNITUDES

Se adjunta Balance Consolidado de ENDESA por actividades a 31 de diciembre de 2002 (cifras en millones de euros):

	GENER.	DISTRIB.	COM.	SERV.	EUROPA	OTROS	LATAM	ESTR.	AJUST.	TOTAL
Inmov.Inmat.	32	144	26	53	41	135	87	29	(29)	518
Inmov.Mater.I	8.316	6.729	10	59	2.349	505	9.286	154	333	27.741
Inmov.Finan.	1.009	1.194	380	194	464	1.628	1.464	39.760	(38.560)	7.533
F.Com. Cons.	-	7	-	-	1.720	446	2.705	-	92	4.970
Gtos.D.Var. Ej.	25	155	1	-	-	5	126	663	(437)	538
Activo circulante	1.261	1.207	528	44	382	383	2.565	4.228	(3.722)	6.876
Total Activo	10.643	9.436	945	350	4.956	3.102	16.233	44.834	(42.323)	48.176
Fondos propios	4.188	1.449	29	84	1.443	357	2.098	18.948	(20.553)	8.043
Socios externos	-	-	-	2	1.130	58	1.897	-	88	3.175
Dif. Neg. Cons.	27	68	-	-	-	3	17	-	(102)	13
Ingr.D.Var.Ej.	103	1.042	1	43	2	86	120	12	(53)	1.356
Prov. R.G.	1.165	1.717	34	117	146	69	659	290	24	4.221
Acreedores LP	3.333	3.259	524	3	627	1.826	8.137	20.301	(18.224)	19.786
Acreedores CP	1.827	1.901	357	101	1.608	703	3.305	5.283	(3.503)	11.582
Total Pasivo	10.643	9.436	945	350	4.956	3.102	16.233	44.834	(42.323)	48.176

Se adjunta la Cuenta de Resultados de ENDESA por actividades a 31 de diciembre de 2002 (cifras en millones de euros):

	GENER.	DISTRIB.	COM.	SERV.	EUROPA	OTROS	LATAM	ESTR.	AJUST.	TOTAL
Cifra de negocio	4.345	5.597	1.323	254	1.744	260	3.850	211	(845)	16.739
Otros ingresos	55	127	54	-	16	59	234	38	(84)	499
Consumos	(1.711)	(3.725)	(804)	(12)	(1.248)	(138)	(1.257)	(111)	324	(8.682)
O. Gtos. Externos	(384)	(610)	(429)	(169)	(169)	(73)	(755)	(47)	611	(2.025)
Gtos. Personal	(329)	(341)	(32)	(44)	(79)	(30)	(317)	(79)	-	(1.251)

Dot.Amort.Prov.	(612)	(364)	(14)	(23)	(114)	(45)	(487)	(39)	-	(1.698)
Rdo.Explotación	1.364	684	98	6	150	33	1.268	(27)	6	3.582
Rdos.Fin.Netos	(115)	(213)	(19)	(1)	(60)	(72)	(1.029)	(119)	(6)	(1.634)
Rdo.Particip. Consolid.Netas	-	1	-	-	(75)	(233)	(208)	67	-	(448)
Rdo.Extraord.	1.083	(178)	(25)	6	(22)	(277)	(455)	(61)	-	71
Rdo.Antes Imp.	2.332	294	54	11	(7)	(549)	(424)	(140)	-	1.571
Impuestos	(250)	204	(16)	16	64	60	(39)	(476)	-	(437)
Rdo. Minoritarios	-	-	-	-	(36)	(7)	182	(3)	-	136
Rdo. Neto	2.082	498	38	27	21	(496)	(281)	(619)	-	1.270

IV.2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE NEGOCIO

Las principales líneas de negocio de ENDESA y su grupo consolidado son:

- (i) La producción, distribución y suministro de energía eléctrica por cualquier medio o técnica de generación en España, Iberoamérica, y Europa y el norte de África;
- (ii) El desarrollo de otras actividades tales como la cogeneración y energía renovables, la distribución de agua y gas, y actividades relacionadas con las telecomunicaciones.

Para realizar una comparación adecuada de la información que se presenta a continuación es preciso considerar que ésta no es homogénea debido a las modificaciones efectuadas en determinados criterios contables, y la reestructuración societaria realizada en años anteriores.

A continuación se resume la distribución del importe neto de la cifra de negocios del Grupo ENDESA por actividades (cifras en millones de euros):

	2002	% sobre Total	2001	% sobre Total	2000	% sobre Total
Nacional	11.265	67	10.997	71	10.625	70
Generación (1)	4.345	26	4.149	27	4.093	27
Distribución (2)	5.597	33	5.129	33	5.027	33
Comercializ. (3)	1.323	8	1.115	7	960	6
Act.No Eléctricas	-	-	604	4	545	4
Europa	1.744	10	-	-	-	-
Latinoamérica	3.850	23	5.125	33	4.941	32
Otros	514	3	-	-	-	-
Est.Corporativa (4)	211	1	350	2	431	3
Ajustes (5)	(845)	(5)	(896)	(6)	(732)	(5)
TOTAL	16.739	100	15.576	100	15.264	100

(1) Mercado mayorista.

(2) Mercado a clientes regulados y transporte.

(3) Mercado a clientes liberalizados.

(4) Corresponde básicamente a ingresos en concepto de CTC.

(5) Ajustes por operaciones entre compañías.

A continuación se resume la distribución del resultado de explotación del Grupo ENDESA por actividades (cifras en millones de euros):

	2002	% sobre Total	2001	% sobre Total	2000	% sobre Total
Nacional	2.146	60	1.767	56	1.570	51
Generación	1.364	38	1.018	32	912	30
Distribución	684	19	730	23	645	21
Comercializac.	98	3	51	2	32	1
Act.No Eléctricas	-	-	(32)	(1)	(19)	(1)
Europa	150	4	-	-	-	-
Latinoamérica	1.268	35	1.423	45	1.303	43
Otros	39	1	-	-	-	-
Est. Corporativa	(27)	(1)	(9)	-	188	6
Ajustes	6	-	(6)	-	-	-
TOTAL	3.582	100	3.175	100	3.061	100

A continuación se resume la distribución del resultado neto del Grupo ENDESA por actividades (cifras en millones de euros):

	2002	% sobre Total	2001	% sobre Total	2000	% sobre Total
Nacional	2.618	206	925	63	814	58
Generación	2.082	164	663	45	506	36
Distribución	498	39	334	23	375	27
Comercializac.	38	3	26	2	13	1
Act.No Eléctricas	-	-	(98)	(7)	(80)	(6)
Europa	21	2	-	-	-	-
Latinoamérica	(281)	(22)	489	33	406	29
Otros	(469)	(37)	-	-	-	-
Est. Corporativa	(619)	(49)	65	4	187	13
Ajustes	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1.270	100	1.479	100	1.407	100

La distribución del importe neto de la cifra de negocio por mercados geográficos ha sido la que figura a continuación (cifras en millones de euros):

	2002	% sobre Total	2001	% sobre Total	2000	% sobre Total
España	11.145	67	10.338	66	10.275	67
Italia	1.109	7	-	-	-	-
Resto Europa	635	4	-	-	-	-
Chile	1.171	7	1.359	9	1.373	9
Argentina	385	2	1.302	8	1.326	9
Brasil	1.111	7	1.277	8	1.182	8
Colombia	685	4	775	5	719	5
Perú	498	3	525	3	389	3
TOTAL	16.739	100	15.576	100	15.264	100

IV.2.2.1. NEGOCIO ELECTRICO EN ESPAÑA

Infraestructura de ENDESA en el negocio eléctrico nacional

⚡ Potencia instalada

ENDESA opera en España un total de 20.956 MW de los que 17.895 MW corresponden al sistema eléctrico peninsular y 3.061 MW a los sistemas extrapeninsulares.

POTENCIA INSTALADA	Año 2002		%	Año 2001		%	Año 2000	
	MW	%		MW	%		MW	%
Térmica Convencional	11.956	57,1	(7,5)	12.923	56,8	(1,7)	13.147	57,4
Nuclear	3.632	17,3	-	3.632	16,0	0,4	3.617	15,8
Hidroeléctrica	5.368	25,6	(13,1)	6.179	27,2	0,7	6.135	26,8
TOTAL	20.956	100,0	(7,8)	22.734	100,0	(0,7)	22.899	100,0

Este parque generador posee una estructura adecuadamente diversificada: el 29,9% corresponde a centrales que consumen carbones nacionales y de importación, el 25,6% a centrales hidroeléctricas, el 17,3% a centrales nucleares y el 27,2% a centrales de fuelóleo o gas natural, de las cuales el 17% corresponde a centrales de ciclo combinado.

Este adecuado nivel de diversificación del "mix" de generación de ENDESA le permite afrontar en buenas condiciones los períodos de baja hidráulicidad que son característicos del sistema eléctricos español. En ellos, su producible hidroeléctrico se ve menos afectado que la media nacional en razón de la ubicación de sus centrales hidráulicas y su potencia termoeléctrica clásica es capaz de incrementar sustancialmente su producción y, por consiguiente, su cuota de mercado con unos costes de combustible inferiores a los del resto de las empresas del sector.

Cabe señalar que en 2001 se procedió a la constitución de un paquete de activos de generación y distribución que se integraron en Viesgo en el marco del proceso de desinversión de esta compañía. Concretamente, los de generación sumaban una potencia total de 2.365 MW. En septiembre de 2001, tras un proceso competitivo de recepción de ofertas, Viesgo fue adjudicada a la compañía italiana Enel y, una vez obtenida la aprobación de la operación por parte de las autoridades competentes, tanto españolas como comunitarias, la operación culminó en los primeros días de enero de 2002.

Durante el año 2002, las centrales térmicas convencionales de ENDESA tuvieron una activa participación en los mercados de regulación secundaria, en los que se optimizan en tiempo real las desviaciones entre generación y demanda. Como complemento de los ya efectuados en los años anteriores, se llevaron a cabo ensayos para flexibilizar el "mix" de combustible, a fin de aprovechar recursos competitivos, como coque de petróleo, carbones de importación o carbones marginales de procedencia nacional.

Estas actuaciones fueron posibles merced al funcionamiento de las instalaciones de desulfuración de gases de combustión, que permiten compatibilizar el uso de combustibles competitivos con una importante mejora del impacto medioambiental.

Por lo que se refiere a nueva potencia, ENDESA invirtió 427 millones de euros en 2002 en la construcción de nuevas instalaciones de generación. A continuación, se describe la situación de los proyectos que fueron terminados, desarrollados o iniciados en 2003:

- En los meses de julio y agosto, como antes se ha señalado, se realizaron las pruebas de puesta en marcha y entrada en operación comercial de los grupos de ciclo combinado de San Roque y Besós, con una potencia bruta de 400 MW cada uno.
- Continuaron las actividades de construcción y montaje de los equipos del ciclo combinado de Tarragona, situado en el polígono industrial de esta ciudad. En los últimos meses del año se iniciaron las pruebas de los mismos, a fin de que la entrada en operación de la central tenga lugar en el primer semestre del año 2003.
- Se adjudicó el suministro de los equipos principales y de la ingeniería del ciclo combinado de Cristóbal Colon (Huelva), se realizó parte de esta ingeniería y se inició la contratación de la Obra Civil, con el fin de que en los primeros meses del año 2003 comiencen las actividades de construcción y montaje.
- En Baleares, finalizó la segunda fase de la construcción del ciclo combinado de la central de Son Reus (Mallorca), de 225,8 MW de potencia total instalada. Esta segunda fase consistió en el inicio de la operación de los equipos correspondientes a la parte de vapor que cierra el ciclo combinado e incluyó la instalación de una turbina de vapor y de su generador, con una potencia de 70 MW. Por otro lado, se realizó la contratación e inicio de las obras de un segundo ciclo combinado para el mismo emplazamiento, formado por dos turbinas de gas y una de vapor, con sus correspondientes generadores, que alcanzará una potencia total de 218 MW.
- En Canarias, se llevó a cabo el montaje y puesta en funcionamiento del segundo grupo diesel de 18 MW de la central de Punta Grande (Lanzarote) y se realizaron las contrataciones, el suministro de equipos principales y el inicio de las obras para la instalación de un nuevo motor diesel de 12 MW en la central de Los Guinchos (La Palma).
- Finalizaron las contrataciones y se iniciaron las obras de instalación de dos ciclos combinados de 225 MW en las centrales de Barranco de Tirajana (Gran Canaria) y de Granadilla (Tenerife) y se instaló y puso en servicio una nueva turbina de gas de 40 MW en esta última central. Los ciclos combinados mencionados tienen equipos y configuración idénticos al contratado para el emplazamiento de Son Reus en Baleares.
- De cara a reforzar el suministro en la isla de Tenerife, se realizó la contratación, suministro e inicio de obras para la instalación de dos turbinas de gas de 25 MW en la subestación de Arona.

- Se realizaron las contrataciones de los equipos principales para la instalación de un motor diesel de 18 MW en la central de Las Salinas (Fuerteventura) que entrará en servicio en el año 2003.
- Finalizó la instalación y puesta en marcha de un nuevo grupo diesel de 12,6 MW de potencia en la central de Melilla, que inició su operación en el último mes del año. Durante los primeros meses de 2003 se realizarán las pruebas de garantías técnicas correspondientes.

Adicionalmente, se ha repotenciado una serie de activos hidráulicos, nucleares o de carbón, como resultado de la implantación de mejoras tecnológicas, de explotación o de aprovechamiento de la capacidad excedentaria de las instalaciones. Estas actuaciones han supuesto, en el ámbito peninsular, unos incrementos de potencia de 236,5 MW en centrales de carbón, 370,9 MW en centrales nucleares y 42,9 MW en centrales hidroeléctricas.

A continuación, se muestra detalle del parque de generación de ENDESA en España al 31 de diciembre de 2002:

DESCRIPCION	LOCALIDAD	TIPO DE COMB.	Nº DE GRUPOS	POTENCIA INSTALADA (MW)	PARTICIP. ENDESA (%)	POTENCIA ENDESA (MW)
SISTEMA PENINSULAR						
CONVENCIONALES						
Carbón						
COMPOSTILLA	León	H-A	5	1.340,6	100,0	1.340,6
ANLLARES	León	H-A	1	365,2	33,3	121,7
AS PONTES	La Coruña	LP	4	1.468,5	100,0	1.468,5
TERUEL	Teruel	LN	3	1.101,4	100,0	1.101,4
LITORAL	Almería	CI	2	1.158,9	100,0	1.158,9
LOS BARRIOS	Cádiz	CI	1	567,5	100,0	567,5
Total Carbón	-	-	16	6.002,1	-	5.758,6
Fuel-Gas Convencional						
BESOS	Barcelona	F-GN	2	450,0	100,0	450,0
FOIX	Barcelona	F-GN	1	520,0	100,0	520,0
SAN ADRIAN 1 Y 3	Barcelona	F-GN	2	700,0	100,0	700,0
SAN ADRIAN 2	Barcelona	F	1	350,0	100,0	350,0
CRISTOBAL COLON	Huelva	F-GN	3	378,0	100,0	378,0
Total Fuel-Gas Convencional	-	-	9	2.398,0	-	2.398,0
Ciclo Combinado						
San Roque 2	Cádiz	CCTG	1	366,8	100,0	366,8
Besós 3	Barcelona	CCTG	1	373,1	100,0	373,1
Total Ciclo Combinado	-	-	2	739,9	-	739,9
Total Térmica Convencional	-	-	11	9.140,0	-	8.896,5
Nucleares						
ASCO I	Tarragona	N	1	1.028,0	100,0	1.028,0
ACO II	Tarragona	N	1	1.027,2	85,0	873,1
VANDELLOS II	Tarragona	N	1	1.087,1	72,0	782,7
GAROÑA	Burgos	N	1	466,0	50,0	233,0
ALMARAZ I	Cáceres	N	1	973,5	36,0	350,5
ALMARAZ II	Cáceres	N	1	982,6	36,0	353,7
TRILLO	Guadalajara	N	1	1.066,0	1,0	10,7
Total Térmica Nuclear	-	-	7	6.630,4	-	3.631,7
Hidroeléctrica						
Hidráulica Convencional						
UPH Noroeste	-	H	31	727,6	100,0	727,6
UPH Ebro-Pirineos						
U.Territorial Pont de Suert	-	H	51	709,2	100,0	709,2
U. Territorial Zaragoza	-	H	64	586,0	100,0	586,0
U. Territorial Lleida	-	H	64	1.246,3	100,0	1.246,3
UPH Sur						
U. Territorial Córdoba	-	H	47	403,7	100,0	403,7
U. Territorial Antequera	-	H	53	279,7	100,0	279,7
Generación con Bombeo						
Moralets	-	H	3	221,4	100,0	221,4
Sallente y Montamara	-	H	6	539,0	100,0	539,0

Ip y Urdiceto	-	H	3	84,0	100,0	84,0
Tajo Encantada y Guillena	-	H	7	570,0	100,0	570,0
Total Hidroeléctrica	-	-	-	5.366,9	-	5.366,9
TOTAL PENINSULAR	-	-	-	21.137,3	-	17.895,1
SISTEMA EXTRAPENINSULAR						
BALEARES						
Carbón						
ALCUDIA	Mallorca	CI	4	510,0	100,0	510,0
Fuel-Gas						
ALCUDIA	Mallorca	G	2	75,0	100,0	75,0
SON MOLINAS	Mallorca	GO	3	64,0	100,0	64,0
SON REUS	Mallorca	G	8	386,8	100,0	386,8
MAHON	Menorca	F-G	5	123,4	100,0	123,4
IBIZA	Ibiza	F-G	15	193,5	100,0	193,5
FORMENTERA	Formentera	G	1	14,0	100,0	14,0
Total Baleares	-	-	-	1.366,7	-	1.366,7
CANARIAS						
Fuel-Gas						
JINAMAR	Gran Canaria	F-G	13	415,6	100,0	415,6
BARRANCO DE TIRAJANA	Gran Canaria	F-G	4	235,0	100,0	235,0
CANDELARIA	Tenerife	F-G	10	288,2	100,0	288,2
GRANADILLA	Tenerife	F-G	6	287,5	100,0	287,5
PUNTA GRANDE	Lanzarote	D-G	10	174,5	100,0	174,5
LAS SALINAS	Fuerteventura	D-G	8	116,1	100,0	116,1
EL PALMAR	La Gomera	D	9	16,1	100,0	16,1
LLANOS BLANCOS	El Hierro	D	7	9,0	100,0	9,0
LOS GUINCHOS	La Palma	D-G	8	60,6	100,0	60,6
Hidráulica						
El Muleto	La Palma	H	1	0,8	100,0	0,8
Total Canarias	-	-	-	1.603,4	-	1.603,4
CEUTA Y MELILLA						
Ceuta	Ceuta	F-D	7	49,0	100,0	49,0
Melilla	Melilla	F-G	6	41,5	100,0	41,5
Total Ceuta y Melilla	-	-	-	90,5	-	90,5
TOTAL INSULAR-EXTRAP.	-	-	-	3.060,7	-	3.060,7
TOTAL NACIONAL G.ENDESA	-	-	-	24.198,0	-	20.955,8

Generación de energía eléctrica

La producción neta de ENDESA en el año 2002 fue de 78.120 GWh en el conjunto del territorio nacional y en el sistema extrapeninsular la producción neta fue de 11.238 GWh conforme al cuadro que figura a continuación:

PRODUCCION NETA	Año 2002		%	Año 2001		%	Año 2000	
	GWh	%		GWh	%		GWh	%
Hidráulica	7.914	8,9	(37,8)	12.728	13,6	35,8	9.374	10,2
Nuclear	28.391	31,8	(0,05)	28.405	30,4	2,6	27.691	30,6
Carbón nacional	25.875	29,0	(1,2)	26.188	28,0	(10,5)	29.244	32,0
Carbón importado	11.185	12,5	(0,3)	11.221	12,0	(4,0)	11.684	12,8
Fuelóleo-gas	4.755	5,3	14,8	4.143	4,4	34,3	3.084	3,4
Total Peninsular	78.120	87,4	(5,5)	82.685	88,4	1,6	81.346	88,9
Extrapeninsular	11.237	12,6	3,7	10.839	11,6	7,2	10.110	11,1
TOTAL	89.357	100,0	(5,0)	93.524	100,0	2,3	91.456	100,0

Los años 2001 y 2000 incluyen los datos relativos a Viesgo

En 2002, el parque de generación de ENDESA alcanzó una producción neta total de 89.357 GWh., Esta cifra de producción refleja la equilibrada dimensión del parque de generación de la Empresa respecto del volumen de demanda que tiene que atender en el mercado español. Esto implica que, al revés que otros competidores, ésta no precisa efectuar otras inversiones en nueva capacidad que las derivadas del crecimiento orgánico de su mercado y de la necesidad de cubrir la potencia que vaya siendo retirada de servicio.

Por otro lado, cabe señalar que en 2001 se procedió a la constitución de un paquete de activos de generación y distribución que se integraron en Viesgo en el marco del proceso de desinversión de esta compañía. Concretamente, los de generación sumaban una potencia total de 2.365 MW.

En septiembre de 2001, tras un proceso competitivo de recepción de ofertas, Viesgo fue adjudicada a la compañía italiana Enel y, una vez obtenida la aprobación de la operación por parte de las autoridades competentes, tanto españolas como comunitarias, la operación culminó en los primeros días de enero de 2002.

Infraestructuras de distribución

En el año 2002, ENDESA realizó unas inversiones brutas de 748,8 millones de euros en sus redes de transporte y distribución con el objetivo de atender las necesidades de nuevas infraestructuras derivadas del crecimiento del mercado y acometer otros desarrollos que promueven una mejora de la calidad del servicio. Estas inversiones dieron lugar a un incremento de 4.650 km la longitud de sus líneas, de los que 102 km correspondieron a líneas de alta tensión, 1.650 km a media tensión y 2.898 km a baja tensión.

Como consecuencia de este incremento, la longitud de las líneas de transporte y distribución de ENDESA al término del ejercicio 2002 era de 280.166 km, de los cuales el 21,6% correspondía a líneas subterráneas:

Km de tendido eléctrico	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Líneas aéreas de alta tensión	25.728	(5,9)	27.327	0,9	27.076
Líneas subterráneas de alta tensión	544	(1,4)	552	7,2	515
Líneas aéreas de media tensión	76.706	(16,5)	91.810	1,5	90.469
Líneas subterráneas de media tensión	23.320	(7,3)	25.153	7,4	23.429
Líneas aéreas de baja tensión	117.196	(11,2)	131.994	1,8	129.623
Líneas subterráneas de baja tensión	36.672	(3,7)	38.082	8,1	35.235
Centros de transformación (MVA)	38.975	(3,1)	40.205	(6,1)	42.810
Subestaciones (MVA)	56.614	(5,1)	59.669	1,6	58.755

Los años 2001 y 2002 incluyen los datos relativos a Viesgo.

Por otra parte, en 2002 se pusieron en servicio 9 nuevas subestaciones y 4.555 centros de transformación de media a baja tensión. Tras estas incorporaciones, el número total de subestaciones de ENDESA al término del ejercicio era de 821 y el de centros de transformación, 120.449. La potencia instalada en transformación se incrementó en 2.254 MVA, lo que representa un 13,5% de la demanda en punta del mercado de distribución de ENDESA.

Entre las actuaciones singulares realizadas en este terreno, cabe destacar que ha continuado el desarrollo de la infraestructura eléctrica necesaria para la línea ferroviaria de Alta Velocidad Madrid – Barcelona, en particular la de las dos subestaciones de tracción de 220 kV que se alimentan desde la red de ENDESA.

La primera de estas subestaciones se sitúa en las proximidades de Zaragoza capital y se ha puesto en servicio en el mes de diciembre. La segunda está próxima a Lérida y, dada su situación respecto de la línea de la que se alimenta, requiere de la construcción de una subestación de entronque, de la que deriva la alimentación a la subestación de tracción. El desarrollo de ambas líneas eléctricas avanza de acuerdo con el calendario previsto de la línea ferroviaria de alta velocidad.

Por otro lado, se ha llevado a cabo un importante número de proyectos para mejorar la calidad del suministro mediante la adecuación y renovación de instalaciones, y la implantación de telemandos de redes, que permiten además la reducción de los costes operativos. Otras actuaciones han estado enfocadas a la reducción del impacto ambiental de las redes. Cabe destacar también las enmarcadas en diferentes planes de electrificación rural que cuentan con subvenciones por parte de las Administraciones y de los Fondos comunitarios.

Conviene subrayar al respecto las dificultades que en ocasiones deben afrontar ENDESA y el resto de las compañías eléctricas para obtener las autorizaciones legales y los permisos de paso necesarios para el desarrollo de nuevas instalaciones de transporte y distribución. Estas dificultades retrasan la

puesta en servicio de un número significativo de ellas, aplazan la obtención de mejoras en la calidad de suministro y llegan a impedir, en algunos casos, la cobertura de nuevos suministros en las zonas afectadas. Para evitarlo, ENDESA está intensificando su colaboración con las distintas Administraciones para conseguir el desbloqueo de los proyectos correspondientes.

Entre los trabajos desarrollados durante el año 2002 en relación con la infraestructura de transporte y distribución cabe destacar:

- En Aragón, además de la subestación del AVE en Zaragoza antes mencionada, la continuación de las instalaciones necesarias para la evacuación de generación eólica contemplada en el Plan de Evacuación de Régimen Especial de Aragón (PEREA); la ampliación de la transformación de 132/66 kV en la subestación Naranjos; las nuevas subestaciones de 132/MT de Águila y Alcaudete y las de 66/MT de Mazagón, La Barrosa, Gran Capitán y Guadaira; la nueva línea de 66 kV Carambolo - Tomares y Quintos - Enramadilla y, por último, la ampliación de la transformación de 440/220 kV en Pinar.
- En Canarias, la ampliación de la transformación AT/MT en las subestaciones de Cinsa y Chayofa.
- En Cataluña, las infraestructuras de 220 kV del entorno de la desembocadura del Besós, en la ciudad de Barcelona. Entre estas infraestructuras se encuentran dos nuevos parques de 220 kV de tecnología blindada en las subestaciones de Tinitat y Sant Adrià, y nuevas líneas subterráneas de 220 kV que permitirán el desmantelamiento de líneas aéreas de 220 y 110 kV en el entorno en el que se celebrará el Forum de las Culturas 2004, patrocinado por ENDESA, y la conexión de una nueva central de ciclo combinado, integrada por dos grupos de 400 MW de potencia unitaria, propiedad de ENDESA y de Gas Natural, respectivamente. Por otra parte, se amplió la transformación 220/MT en las subestaciones de Asland, Can Jardí, Hospitalet y Palau.
- En Baleares, entraron en servicio la entrada/salida en la subestación Son Reus de la línea Son Orlandis-Vallldurgent de 220 kV, que aporta dos nuevas vías de evacuación de energía de la central de Son Reus; la nueva subestación Nuredduna de 66/15 kV, que mejorará la alimentación de la ciudad de Palma de Mallorca, y nuevos transformadores de 66/15 kV en las subestaciones Santa Catalina, Polígono, Sant Joan de Deu y Santanyí.
- En Andalucía y Badajoz, se pusieron en servicio la nueva subestación Alvarado de 220/132 kV y la línea de 220 kV Balboa - Alvarado (58 km); las nuevas subestaciones de 220/66 kV en Casillas, Villanueva del Rey y Don Rodrigo correspondió a ENDESA la instalación de la posición de 220 kV.

Venta de la red de transporte

En noviembre de 2002, ENDESA y Red Eléctrica de España, S.A. (REE) alcanzaron un acuerdo para la venta a ésta última de los activos de transporte de energía eléctrica peninsular de la primera. La operación se materializó en marzo de 2003, una vez obtenidas las autorizaciones y aprobaciones necesarias. El acuerdo comprende los activos de transporte que estaban en explotación a 31 de diciembre de 2002, así como determinadas inversiones en curso cuya entrada en explotación está previsto que se produzca en 2003. Adicionalmente, las partes acordaron que ENDESA asumirá durante un plazo de tres años la operación y mantenimiento de los activos enajenados. Concretamente, las instalaciones de transporte en explotación incluidas en la operación suman unos 5.858 kilómetros de circuitos, 3.449 MVA de capacidad de transformación, 701 elementos de protección y 134 subestaciones y se encuentran repartidas básicamente entre cuatro Comunidades Autónomas: Cataluña, Andalucía, Aragón y Galicia. Han quedado expresamente excluidos de la operación los despachos de maniobras y sistemas de control de la Empresa, así como las conexiones internacionales que ésta posee a 66 kV y 15 kV de tensión.

Por otro lado, ENDESA mantendrá los derechos de uso y explotación, por un período de 99 años, del tendido de fibra óptica que ya se halla instalado en las líneas transmitidas y compartirá con REE el derecho a tender nueva fibra óptica sobre esas líneas, respetando la funcionalidad eléctrica prioritaria de las instalaciones. Independientemente de esta venta, ENDESA conserva el derecho a realizar actividades de transporte de energía eléctrica en el sistema peninsular.

Disponibilidad de la red

En 2002, el nivel de disponibilidad de la red de distribución de ENDESA fue del 99,97%. El indicador que habitualmente se toma como referente para estimar la continuidad del suministro, es el TIEPI imprevisto de las redes de distribución debido a causas propias o producidas por terceros (tiempo medio de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión), que fue de 2 horas y 29 minutos en el conjunto del año, lo que supone una mejora del 2,7% respecto de 2001.

Por otro lado, en algunos de los territorios distribuidos por ENDESA, particularmente en Cataluña y en los archipiélagos balear y canario, se produjeron incidencias extraordinarias debidas a condiciones atmosféricas adversas de especial intensidad. Este factor fue causa de 33 minutos de interrupción como media

Si se comparan las cifras de incidencias imprevistas más las derivadas por causas por fuerza mayor, se observa una mejora del TIEPI del 19,8 % entre 2001 y 2002.

Extracción de carbón

ENDESA extrajo en 2002 un total de 8,4 millones de toneladas de carbón, equivalentes a 20.001 millones de termias, lo que supone un aumento del 1,1% respecto de 2001 medido en toneladas y del 2,8% medido en termias. Esta extracción representa aproximadamente el 38% de la producción nacional de carbón medida en toneladas.

El cuadro que figura a continuación refleja la evolución de la producción minera (millones de termias de P.C.I.):

SOCIEDAD RECEPTORA	C.T. DESTINO	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Endesa Generación	Puentes	11.321	8,1	10.476	0,1	10.463
Endesa Generación	Teruel	2.727	(4,8)	2.866	(0,9)	2.891
Viesgo Generación	Puente Nuevo	2.352	(11,3)	2.652	(1,9)	2.702
Viesgo Generación	Puertollano	2.284	14,3	1.999	(0,9)	2.017
Viesgo Generación	Escucha	-	(100,0)	305	(33,3)	458
Elcogas	Puertollano GICC	1.076	(5,4)	1.137	(0,9)	1.148
Otros	Calderas domésticas	1	(85,5)	7	(58,8)	17
TOTAL	-	19.761	1,6	19.442	(1,4)	19.696

P.C.I.: Poder Calorífico Inferior

Las ventas totales de carbón aumentaron un 1,6% respecto de 2001 medidas en termias y fueron levemente inferiores a la producción, por lo que los stocks aumentaron, aunque muy ligeramente.

Del total de estos suministros, medidos en termias, el 71,1% se realizó a ENDESA Generación, el 5,4% a la sociedad participada Elcogas y el 23,5% a Viesgo Generación.

SOCIEDAD PRODUCTORA	TIPO DE CARBON	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Endesa Generación	Lignito pardo	11.321	8,1	10.476	0,1	10.463
Endesa Generación	Lignito negro	2.727	(4,8)	2.866	(0,9)	2.891
Encasur	Hulla	4.354	(0,9)	4.395	1,1	4.349
Encasur	Antracita	1.599	12,8	1.418	(12,8)	1.626
Minas y Ferrocarril de Utrillas	Lignito negro	-	(100,0)	307	(26,2)	416
TOTAL	-	20.001	2,8	19.462	(1,4)	19.745

Mercados en que ENDESA desarrolla su actividad en el negocio eléctrico nacional

ENDESA atiende en España a tres mercados de electricidad de distinta naturaleza: el mercado liberalizado a clientes con capacidad para elegir suministrador, con los que negocia contratos de suministro en régimen de competencia; el mercado regulado, formado por los clientes que, por su nivel de consumo, no disponían todavía de capacidad de elección de suministrador o disponiendo de la misma no optaron por el mercado liberalizado, y, finalmente, el mercado mayorista de generación.

En 2002, ENDESA vendió 21.246 GWh en el mercado de clientes liberalizados, lo que supone una cuota del 36,7 %, y distribuyó 62.805 GWh a unos 10,3 millones de clientes en el mercado regulado, lo que representa una cuota del 43,4 %. Por último, vendió 78.922 GWh en el mercado mayorista de generación, alcanzando una cuota del 41,8 %. La energía circulada en 2002 por las redes de distribución de ENDESA, con destino tanto a clientes del mercado regulado, como a clientes liberalizados de ENDESA Energía o de otras comercializadoras, ascendió a 85.080 GWh.

ENDESA suministró 21.246 GWh en el mercado de clientes liberalizados, lo que supone un descenso del 2,28 % respecto de 2001 y una cuota de mercado del 36,7 %.

🔗 Mercado liberalizado

En 2002, ENDESA suministró 21.246 GWh en el mercado de clientes liberalizados, lo que supone un descenso del 2,28 % respecto de 2001 y una cuota de mercado del 36,7 %. Este descenso se ha debido, en lo fundamental, a la creciente presencia de nuevos agentes comercializadores en este mercado y a que la estrategia de la Empresa se ha orientado más a la obtención de márgenes, que al mantenimiento de cuota.

En cualquier caso, su cuota de mercado, aunque ha descendido ligeramente respecto de 2001, año en el que se situó en un 38,9 %, lo ha hecho en menor medida que la de sus inmediatos competidores y la Empresa ha conseguido un alto porcentaje en la renovación de contratos.

En 2002, la demanda total de los clientes que, en función de su consumo anual, podían elegir suministrador representaba en torno al 53 % del consumo total peninsular. Sin embargo, el mercado liberalizado real, es decir, el integrado por los clientes que han ejercido ese derecho, suponía en torno al 29 % del mismo.

La mayoría de los clientes que, pudiendo elegir suministrador, han decidido permanecer en el mercado regulado, están acogidos a contratos interrumpibles que les permiten obtener precios más ventajosos que los del mercado liberalizado, puesto que las tarifas de acceso que se aplican en éste, a diferencia de las tarifas integrales del mercado regulado, no contemplan ningún tipo de bonificación en concepto de interrumpibilidad.

El 1 de enero de 2003, según estaba previsto en el marco regulatorio vigente, se ha producido la apertura total a la competencia del mercado eléctrico peninsular. Este hecho ha extendido el derecho a elegir suministrador a todos los clientes domésticos y a las PYMEs que reciben el suministro en baja tensión, que representan conjuntamente el 99,6 % de los clientes eléctricos y el 45,3 % de la energía total suministrada en el sistema peninsular.

A lo largo del pasado ejercicio, la Empresa consolidó su posición comercial como suministrador de referencia en los principales sectores económicos, apoyándose en una oferta amplia e innovadora de productos y servicios orientada en cada caso a las necesidades específicas del cliente.

Su actividad de comercialización es particularmente relevante en los sectores de automoción y el químico, en los que vende, además de electricidad, gas natural y otros servicios en el marco de su estrategia de suministrar servicios energéticos integrados.

Por otro lado, durante el pasado ejercicio intensificó su presencia comercial en mercados territoriales distintos de los de las zonas donde distribuye energía. Sus ventas a clientes cualificados de estos mercados representaron en 2002 el 9 % de su cifra total de comercialización y dispone ya de oficinas comerciales en Madrid, Bilbao, Valencia y Alicante.

Por último, en 2002 ENDESA realizó una intensa actividad para poner a punto sus estructuras comerciales a fin de afrontar con éxito la apertura total a la competencia del mercado eléctrico iniciada el 1 de enero de 2003.

En concreto, ha definido una serie de productos y servicios energéticos para el mercado liberalizado, en función de los diferentes segmentos del mismo y de la importancia de los distintos grupos de

clientes, que le están permitiendo establecer vínculos de relación más sólidos y mejorar la atención prestada.

En lo referente al mercado doméstico, ha lanzado una cartera de productos de electricidad y gas que están integrados por una tarifa energética más un servicio de valor añadido gratuito. Estas tarifas han sido concebidas atendiendo a los diferentes perfiles de consumo de sus clientes a fin de que se adapten mejor a sus necesidades.

Para el segmento de empresas, existen tanto productos estándares como ofertas personalizadas en función del nivel de consumo y tipología del cliente. Estas ofertas se completan con una gama de servicios adicionales.

Además, se mantiene un canal de información para asesorar a los clientes acerca del suministro eléctrico, las tarifas, la eficiencia en el consumo y otros temas u ofertas que pueden ser de su interés.

🔗 Mercado regulado

El mercado de distribución de ENDESA en España se extiende por una superficie de unos 200.000 km², repartida fundamentalmente entre 20 provincias de siete Comunidades Autónomas (Cataluña, Andalucía, Baleares, Canarias, Aragón, Extremadura y Castilla-León), con una población total de alrededor de 20 millones de habitantes. En consecuencia, la mayor parte de este territorio se encuentra en el arco mediterráneo, el eje del Ebro y los archipiélagos canario y balear, áreas todas ellas de intenso dinamismo económico, lo que da lugar a que las zonas abastecidas por ENDESA registren habitualmente tasas de incremento de la demanda eléctrica mayores que la media nacional.

El número de clientes de ENDESA en el mercado regulado creció un 2,6 % en 2002 respecto del año anterior, alcanzando los 10.253.836 al término del ejercicio. Los incrementos fueron especialmente significativos en los mercados del Sur (3,2%), Canarias (3,7%) y Baleares (2,7%) y se debieron en buena medida a la implantación en ellos de segundas residencias de ciudadanos españoles y extranjeros.

El cuadro que figura a continuación refleja la evolución del número de clientes de ENDESA en el mercado regulado:

SOCIEDAD	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Aragón	738.543	1,6	727.181	1,9	713.900
Cataluña	3.876.535	1,9	3.803.862	2,0	3.728.622
Baleares	584.750	2,7	569.137	2,6	554.498
Sur	4.105.419	3,2	3.979.170	2,9	3.867.478
Canarias	948.589	3,7	914.865	2,5	875.072
TOTAL ENDESA	10.253.836	2,6	9.994.215	2,6	9.739.570

Para efectuar la comparación en condiciones homogéneas se han eliminado los datos relativos a Viesgo.

La energía total suministrada a través de las redes de distribución de ENDESA ascendió a 85.080 GWh en 2002, con un crecimiento del 3,0% respecto de 2001. Cabe destacar los crecimientos experimentados en los mercados Sur, con un 4,6%, y Canarias, con un 4%.

El cuadro siguiente muestra la evolución de la energía circulada por las redes de ENDESA (GWh):

SOCIEDAD	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Aragón	5.956	0,6	5.918	5,7	5.599
Cataluña	38.559	2,3	37.709	3,8	36.332
Baleares	4.280	1,5	4.215	8,6	3.880
Sur	29.844	4,6	28.526	4,9	27.184
Canarias	6.441	4,0	6.196	8,4	5.716
TOTAL ENDESA	85.080	3,0	82.564	4,9	78.711

Para efectuar la comparación en condiciones homogéneas se han eliminado los datos relativos a Viesgo.

El porcentaje de la energía total suministrada por las redes de ENDESA que fue destinada a servir a clientes del mercado liberalizado pasó del 26,7 % en 2001, al 26,2 % en 2002, dado que durante el año

no se produjo la liberalización de ningún nuevo segmento de clientes. Las ventas de la Empresa en el mercado regulado aumentaron en un 3,8% en 2002 con respecto al año 2001, situándose en 62.805 GWh.

El incremento de la energía de Endesa Distribución para el mercado liberalizado respecto de la cual sólo se cobran peajes fue del 1,0 %. El cuadro que figura a continuación muestra la evolución de las ventas de energía eléctrica de ENDESA en el mercado regulado (GWh):

SOCIEDAD	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
ERZ Endesa	4.129	2,0	4.050	1,0	4.010
Fecsa Endesa	25.519	3,5	24.647	(2,1)	25.183
Gesa Endesa	4.280	1,5	4.215	8,6	3.880
Sevillana Endesa	22.436	4,8	21.403	1,8	21.017
Unelco Endesa	6.441	4,0	6.196	8,4	5.716
TOTAL ENDESA	62.805	3,8	60.511	1,2	59.806

Para efectuar la comparación en condiciones homogéneas se han eliminado los datos relativos a Viesgo.

?? Mercado mayorista de generación

En 2002, ENDESA vendió a este mercado 78.922 GWh. Su participación en las ventas, sumadas las del mercado diario y posteriores, fue del 41,8 % en términos físicos y del 41,4 % en términos económicos. Desde el punto de vista de las compras, ENDESA adquirió 70.428 GWh para cubrir la demanda de sus compañías de distribución y comercialización, así como sus autoconsumos de bombeo. Dicha cantidad representó el 37,5 % del total de las compras contratadas en el mercado.

El mercado mayorista español está dividido en dos tipos: por un lado, los mercados diarios e intradiarios, gestionados por el Operador del Mercado; y, por otro, los mercados de operación, gestionados por el Operador del Sistema, cuyo objeto es proveerle de las reservas necesarias para seguimiento de la demanda y otros servicios complementarios. Al margen de este mercado organizado, es posible realizar contratos directos entre generador y cliente para el suministro de electricidad y contratos financieros para aseguramiento del precio, si bien el volumen que han alcanzado hasta la fecha estas formas de contratación ha sido reducido.

En 2002, el volumen de contratación en el mercado diario alcanzó los 184.602 GWh, con un incremento del 4,08 % respecto al año anterior. En los mercados intradiarios se negociaron 3.147 GWh y en el resto de mercados de operación, 1.153 GWh. Por tanto, en el mercado principal o diario se negoció cerca del 98 % del total de la energía transada en los mercados. Los mercados posteriores al diario, que en términos netos movieron únicamente un 2,3% de la energía final contratada, representaron sin embargo un 7,3% de la facturación económica, debido al mayor valor unitario de las energías de operación-reserva y a las restricciones identificadas por el Operador del Sistema para solventar la seguridad del mismo.

Por lo que se refiere a la oferta total de energía al sistema eléctrico peninsular, el 80,5% procedió del régimen ordinario, el 15,2% del régimen especial y el 4,3% de importaciones. Cabe destacar que, de acuerdo con la normativa prevista de obligado cumplimiento, la parte de la energía del régimen especial que fue ofrecida al mercado mayorista representó únicamente el 2,7% de los excedentes totales de energía vertidos por este tipo de régimen al conjunto del sistema.

En cuanto a la participación de las diferentes tecnologías en el conjunto de las ventas al mercado, sin considerar autoprodutores, el carbón alcanzó el mayor porcentaje, con un 43,1%, seguida de la nuclear con un 33,8%, la hidráulica con un 12,2%, fuel-gas con un 7,9% y de los ciclos combinados, que suministraron energía por primera vez al mercado mayorista, concretamente el 3% de la total. Con respecto a las compras al mercado mayorista, el 31,8% correspondió a las comercializadoras y el 61,9 % a las empresas distribuidoras que suministran a tarifa regulada. El bombeo, con un 4%, y el saldo neto de las exportaciones, con un 2,3%, completaron la estructura.

El precio medio del mercado diario se situó en 38,9 eur/MWh en 2002, oscilando entre los 64,9 eur/MWh de enero y los 22,3 eur/MWh de diciembre. Si a este precio medio se le añaden 2,5 eur/MWh por sobrecostes de los mercados posteriores y 4,5 eur/MWh en concepto de garantía de potencia, el precio final alcanza los 45,8 eur/MWh, un 18 % mayor que el de 2001.

IV.2.2.2. NEGOCIO ELECTRICO EN EUROPA Y NORTE DE AFRICA

ENDESA realiza actividades de generación de electricidad a través de compañías participadas en Italia, Portugal y Francia, actividades de comercialización en Portugal, Francia, Italia, Alemania,

Andorra y desde 2003 en Bélgica, actividades de “trading” en mercados liberalizados e intercambios internacionales con los países vecinos de España. A finales del 2002, las empresas europeas no españolas en las que ENDESA posee participaciones sumaban un total de 9.254 MW, de los cuales la Empresa controla, en razón de su participación, los 5.720 MW correspondientes a ENDESA Italia.

En el terreno de la comercialización, vendió 8.582 GWh en el conjunto del año a 547 puntos de consumo de clientes con capacidad de elección de suministrador. La energía vendida se repartió de la siguiente manera: 2.672 GWh en Italia, 5.267 GWh en Francia, 321 GWh en Portugal y 322 GWh en el resto de Europa.

Por lo que se refiere al norte de África, ENDESA está presente en Marruecos a través de las participaciones que posee en una empresa distribuidora de electricidad y agua, y en la compañía encargada de la construcción y operación de una central de ciclo combinado.

La estrategia de la Empresa en Europa está orientada a adquirir una presencia relevante en su entorno geográfico más próximo, es decir, en los mercados de la zona mediterránea, y a desarrollar una presencia selectiva fuera de ella. ENDESA ha alcanzado un elevado grado de cumplimiento de esta estrategia, pues se halla presente en los mercados que se había fijado como objetivo. En consecuencia, en estos momentos se halla centrada en la consolidación de esta presencia y en la mejora operativa de los negocios que desarrolla en esos mercados, atendiendo al mismo tiempo a su crecimiento orgánico. Esta estrategia se ha desarrollado fundamentalmente a través de la adquisición de activos de generación que facilitan la disponibilidad de energía y el acceso al mercado, y en actividades de comercialización en los mercados liberalizados. En este contexto, la gestión de la energía es básica para el conocimiento y valoración del mercado europeo.

Generación

En julio de 2001, un consorcio liderado por ENDESA se adjudicó Elettrogen, la primera compañía que puso a la venta ENEL dentro del proceso de desinversiones iniciado en el marco de las medidas liberalizadoras aprobadas por el Gobierno italiano en 1999. El 1 de enero de 2002, ENDESA Italia SRL, sociedad creada a finales de 2001, absorbió Elettrogen, culminando así el proceso de toma de control de la sociedad italiana. El consorcio que se adjudicó la compañía italiana estaba integrado inicialmente por ENDESA (45 %), Santander Central Hispano (SCH) (40%) y la empresa energética italiana de propiedad municipal ASM Brescia (15%). No obstante, en marzo de 2002, ENDESA llegó a un acuerdo con SCH para adquirir un 5,7% de la participación que éste poseía en la compañía. Por consiguiente, su participación en ENDESA Italia se eleva en la actualidad al 51%, por lo que ha pasado a consolidar sus resultados por integración global.

ENDESA Italia es la tercera generadora del país, con 5.720 MW de potencia instalada. Su parque de generación está compuesto por las centrales térmicas de Tavazzano, de 1.280 MW de potencia; Monfalcone, de 976 MW; Núcleo de Terni, de 530 MW; Ostiglia, de 1.320 MW; Fiume Santo, de 960 MW y Trapani, de 170 MW; y las hidroeléctricas de Núcleo de Cotronei, de 369 MW y Núcleo de Catanzaro, de 115 MW. A través de Endesa Italia, ENDESA esta presente en uno de los mercados eléctricos más atractivos de Europa desde el punto de vista estratégico. Por el momento, la mayor parte de los ingresos de ENDESA Italia proceden de la venta de energía a Enel a precio regulado. No obstante, a medida que el mercado italiano se vaya liberalizando, es previsible que obtenga ingresos adicionales derivados de actividades de comercialización y “trading”.

A pesar de que las actividades de ENDESA Italia se han desarrollado en un entorno difícil, debido a la evolución de los precios internacionales de los combustibles y al menor crecimiento de la demanda eléctrica en Italia como consecuencia de la recesión económica, la evolución de sus principales parámetros ha cumplido con creces los objetivos establecidos en el Plan de Negocio diseñado por ENDESA para la compañía.

En abril de 2001, ENDESA adquirió un 30% de la generadora francesa Snet a Charbonnages de France (CdF). El resto de los accionistas de la compañía son CdF, con un 51 %, y Electricité de France (EdF), con el 19 % restante. Snet posee ocho unidades térmicas de carbón en Francia con una potencia instalada de 2.604 MW. Estas unidades, que se hallan ubicadas en cuatro emplazamientos muy repartidos por el territorio nacional, son las siguientes: los grupos 3, 4, 5 y 6 de la

central Emile Huchet, que totalizan 1.213 MW de potencia; la central de Hornaing, de 253 MW de potencia; los grupos 4 y 5 de la central de Gardanne, con una potencia total de 868 MW; y la central Lucy 3, de 270 MW de potencia. La mayor parte de la producción de estas centrales se vende a EdF a través de un contrato a largo plazo. Además, Snet posee una participación de control del 52,3% en la central polaca de cogeneración de Bialystock, de 330 MW. En 2002, el parque generador de Snet produjo 7.363 GWh. Sus características le han permitido servir de soporte a actividades de "trading" y comercialización por un total de 4.645 GWh a 149 clientes liberalizados en Francia a lo largo de 2002.

En el acuerdo suscrito con CdF en abril de 2001, ENDESA adquirió también un derecho preferente de compra de cualquier paquete accionarioal que la compañía francesa pusiera a la venta en el futuro. No obstante, desde entonces, se han producido cambios relevantes en la situación de Snet que afectan, en especial, al contrato de venta de energía suscrito con EdF y a las posibilidades de reestructuración de la compañía. En 2003, CdF ha ofrecido a ENDESA la compra del 51% que la primera mantiene en Snet. Considerando los cambios que se han producido en la situación de Snet desde que se suscribieron estos acuerdos, ENDESA Europa ha iniciado negociaciones con la citada sociedad vendedora tendentes a evaluar la posibilidad de adquirir las acciones que continúan siendo propiedad de CdF en condiciones y plazos distintos a los inicialmente acordados. A la fecha de registro del presente Folleto continúan abiertas las indicadas negociaciones.

ENDESA posee el 25% de Soprolif, la empresa que opera la unidad 4 de la central francesa de Gardanne, antes mencionada, un grupo termoeléctrico de lecho fluido circulante de 250 MW de potencia. El accionariado de Soprolif está integrado, aparte de por ENDESA, por el grupo EdF (55 %), Sodelif (10%) y SNET (10%). Por lo tanto, el porcentaje del 25 % que ENDESA posee de manera directa en la instalación es adicional al que tiene de manera indirecta como consecuencia de su participación en SNET.

ENDESA está presente en el mercado portugués de generación a través del 35% que posee en Tejo Energia, compañía que opera la central térmica de Pego (Portugal), de 600 MW de potencia. Esta central tiene vendida su energía a largo plazo al sistema vinculado portugués y produjo 4.794 GWh en 2002.

El cuadro que figura a continuación muestra la potencia instalada de ENDESA en otros países europeos al 31 de diciembre de 2001:

	LOCALIDAD	POTENCIA INSTALADA (MW)	PARTICIPACION ENDESA (%)
Italia			
Tavazzano	Italia	1.280,0	51,0
Monfalcone	Italia	976,0	51,0
Núcleo de Terni	Italia	530,0	51,0
Ostiglia	Italia	1.320,0	51,0
Fiume Santo	Italia	960,0	51,0
Núcleo de Cotronei	Italia	369,0	51,0
Trapani	Italia	170,0	51,0
Núcleo de Catanzaro	Italia	115,0	51,0
Francia			
Emile Huchet 3	Francia	125,0	30,0
Emile Huchet 4	Francia	125,0	30,0
Emile Huchet 5	Francia	345,0	30,0
Emile Huchet 6	Francia	618,0	30,0
Hornaing 3	Francia	253,0	30,0
Provence 4 (Gardanne)	Francia	250,0	30,0
Provence 5 (Gardanne)	Francia	618,0	30,0
Lucy 3	Francia	270,0	30,0
Portugal			
Pego	Portugal	600,0	35,0
Polonia			
Bialystock (1)	Polonia	330,0	15,3

(1) Central de cogeneración participada en un 51% por la sociedad francesa Snet.

Suministro a clientes liberalizados

En 2002, ENDESA ha continuado consolidando su posición en varios mercados eléctricos liberalizados europeos. A finales del ejercicio, contaba con 547 puntos de suministro a clientes con capacidad de elección de suministrador, repartidos entre Portugal (275), Francia (227), Italia (40), Alemania (4) y el Principado de Andorra (1).

La energía total suministrada a estos clientes a lo largo del año ascendió a 8.582 GWh, lo que triplica la cifra obtenida en 2001. La cartera de clientes a cierre de 2002 representaba unas ventas comprometidas de 2.131 GWh para 2003, lo que, sumado a los 5.424 GWh que comercializará aproximadamente Snet en el mercado libre francés en ese ejercicio y a los 3.000 GWh de ENDESA Italia, sitúa en 10.555 GWh el volumen total de esa cartera.

Como consecuencia del crecimiento de su actividad de comercialización la cuota de ENDESA en mercados liberalizados europeos se situaba, al cierre de 2002, en un 30% en Portugal, en un 2,4% en Italia y en un 5,1% en Francia.

Por otro lado, el 1 de mayo de 2002 ENDESA constituyó una joint-venture con el grupo industrial portugués SONAE, denominada SODESA y participada al 50 % por ambas compañías, con el objetivo de comercializar electricidad y servicios a los clientes portugueses del mercado liberalizado. A finales de 2002 la cartera total de clientes de SODESA totalizaba un volumen de energía contratada de más de 900 GWh.

Por último, ENDESA ha ampliado hasta 2008 el contrato de suministro que tiene acordado con Forces Electriques d'Andorra (FEDA).

Intercambios internacionales

ENDESA exportó 881 GWh durante el año 2002, un 20 % del total de las exportaciones de electricidad realizadas desde España. Estas operaciones tuvieron como destino el suministro a clientes de ENDESA Energía en el extranjero y operaciones de venta al por mayor a otros sistemas. Dentro del suministro a clientes de Endesa Energía en el extranjero, se encuentran 301 GWh vendidos a FEDA y 332,4 GWh suministrados desde España a clientes finales de Portugal; otros 21 GWh para suministro a clientes finales en Portugal fueron adquiridos en el propio país.

Las ventas al por mayor a otros sistemas supusieron 248 GWh, repartidos entre las efectuadas a Portugal y las realizadas a ENDESA Trading a través de la frontera francesa para abastecer clientes propios o necesidades comprometidas con otras compañías. Los altos precios registrados en el mercado a lo largo del ejercicio, salvo en los últimos meses, han dificultado las ventas a Europa. Por el contrario, la escasez de recursos hidráulicos en Portugal permitió enviar excedentes de producción a este mercado, principalmente durante los fines de semana. Por otro lado, ENDESA importó en 2002 un total de 13 GWh, procedentes de Portugal y Marruecos, que destinó al mercado mayorista español.

Gestión de energía y participación en mercados mayoristas

La gestión de energía en Europa consiste en la actuación en mercados mayoristas para la gestión de las posiciones de Endesa en generación y comercialización fuera de España. ENDESA Trading es la sociedad de ENDESA encargada de esta actividad. Durante 2002, Endesa Trading se ha centrado en el suministro de energía a las operaciones comerciales de Endesa Energía y de Snet, proporcionando más del 90 % de la energía servida a clientes con capacidad de elección de suministrador por parte de estas empresas; en la venta al por mayor de los excedentes de producción de Snet, y en otras operaciones con diversos comercializadores, productores y otros agentes.

La actividad de los mercados mayoristas europeos ha estado condicionada significativamente por las consecuencias de la suspensión de pagos de Enron, producida a finales de 2001, y de la de TXU filial europea en 2002, que se han visto acompañadas por el cierre de actividades en esta área por parte de un elevado número de compañías estadounidenses. No obstante, los mercados han afrontado con solidez las consecuencias de esta situación. Se ha producido un descenso de la liquidez, especialmente en el mercado alemán, pero no se ha registrado ningún problema de suministro, ni incidentes de crédito significativos en la Europa continental.

Por otro lado, ha seguido aumentando la liquidez en el mercado francés y han crecido notablemente algunos mercados organizados, como Powernext, EEX o APX. ENDESA ha contribuido a su desarrollo y participa como accionista o agente en todos los mercados de la Europa continental.

En Francia, Powernext, del cual ENDESA es accionista con un 5 %, empezó a operar el 26 de noviembre de 2001. En su primer año completo de actividad, ha alcanzado un crecimiento mensual del 30% y 32 participaciones.

ENDESA es también accionista del mercado organizado de Polonia (Giolda Energii), con un 10%, y del mercado de futuros holandés (ENDEX). En mayo de 2002, éste último ha realizado una ampliación de capital a la que ENDESA no ha acudido, por lo que su participación en el mismo se ha reducido del 10% adquirido inicialmente al 2,5% actual.

Participación en mercados mayoristas

ENDESA posee un 2,5% de ENDEX un mercado liberalizado de ámbito centroeuropeo, y de Giolda Energii, operador del mercado mayorista de Polonia, así como el 5% de Powernext, la Bolsa de energía francesa. ENDEX inició sus operaciones en 1999, con la denominación de Amsterdam Power Exchange (APX), y su objetivo es convertirse en uno de los mercados eléctricos de referencia de la Europa Occidental y Central. Aparte de ENDESA, otros accionistas relevantes del ENDEX son las empresas Electrabel y Vattenfall, y la Bolsa de Valores de Amsterdam.

Giolda Energii comenzó a operar el 1 de julio de 2000, antes de haberse cumplido un año desde que el Gobierno polaco sacó a concurso internacional la creación de la compañía operadora de su mercado mayorista de electricidad. ENDESA ha tenido una destacada participación en el lanzamiento de esta iniciativa.

En cuanto a Powernext, empezó a operar el 26 de noviembre de 2001. Entre sus accionistas, se encuentran entidades financieras y empresas del sector energético, como HGRT (un grupo de gestores de red europeos), BNP Paribas, Electricité de France (EdF), Electrabel, Société Générale y TotalFinaElf.

Negocios en el norte de Africa

ENDESA posee una participación directa del 18% en la empresa Lydec, que distribuye agua y electricidad en Casablanca (Marruecos) y cuenta con 640.000 clientes eléctricos. Por otra parte, en noviembre de 2001 se firmó un acuerdo para la construcción de una central de ciclo combinado en el norte de Marruecos. Mediante este acuerdo, la compañía marroquí Office National d'Electricité (ONE) adjudicó la construcción y el derecho de uso de la central a una sociedad integrada por la propia ONE (48%), ENDESA (32%) y Siemens (20%). El 19 de diciembre de 2002, esta sociedad, denominada Energie Electrique de Tahaddart, firmó los contratos de EPC (Engineering, Procurement and Construction), operación y mantenimiento, construcción, puesta en marcha y financiación de la instalación. Se espera que la central, que contará con una potencia instalada de 384 MW y estará ubicada en Tahaddart, a unos 30 kilómetros de Tánger, entre en operación en febrero de 2005.

IV.2.2.3. NEGOCIO ELECTRICO EN LATINOAMERICA

ENDESA desarrolla actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad en seis países iberoamericanos. Es la mayor empresa eléctrica privada de Chile, Argentina, Colombia y Perú, tiene una presencia significativa en Brasil y, en menor medida, en la República Dominicana.

Además, participa en el proyecto SIEPAC consistente en el desarrollo de una línea de interconexión eléctrica entre los seis países de Centroamérica. En total, sus empresas eléctricas participadas en Iberoamérica poseen 13.265 MW de potencia instalada. En 2002, produjeron 43.116 GWh y vendieron 47.494 GWh a más de 10,3 millones de clientes. Endesa Chile, compañía participada de Enersis,

gestiona los negocios de generación de ENDESA en Latinoamérica, y Chilectra, también filial de Enersis, participa en los de distribución.

La distribución del inmovilizado del negocio eléctrico en Iberoamérica por mercados geográficos es la que figura a continuación (cifras en millones de euros):

	2002	%Variación	2001	%Variación	2000
Chile	2.952	(15,5)	3.494	(7,6)	3.780
Argentina	799	(58,2)	1.911	(38,5)	3.106
Brasil	1.298	(30,1)	1.857	8,9	1.706
Colombia	2.684	(29,7)	3.817	8,6	3.514
Perú	1.634	(18,1)	1.994	15,8	1.722
TOTAL (*)	9.367	(28,3)	13.073	(5,5)	13.828

(*) Incluye el efecto de las diferencias de conversión derivadas de la evolución del tipo de cambio al cierre de cada ejercicio. En Argentina, la devaluación del peso argentino con el euro considerada al cierre del año 2001 es del 33%.

Generación

A finales del año 2002, ENDESA controlaba en Iberoamérica un parque de generación de 13.265 MW de potencia instalada conforme al detalle que figura a continuación:

	LOCALIDAD	POTENCIA INSTALADA (MW)	PARTICIPACION ENDESA (%)
Chile			
Los Molles	Chile	18,0	60,00
Rapel	Chile	377,0	60,00
Sauzal-Sauzalito	Chile	90,0	60,00
Cipreses	Chile	106,0	60,00
Isla	Chile	68,0	60,00
Pehuenche	Chile	566,0	55,53
Currillinque	Chile	89,0	55,53
Loma Alta	Chile	40,0	55,53
Abanico	Chile	136,0	60,00
El Toro	Chile	450,0	60,00
Antuco	Chile	320,0	60,00
Pangue	Chile	467,0	55,49
Canutillar	Chile	172,0	60,00
Tarapacá	Chile	181,8	60,00
Atacama	Chile	781,0	30,00
Tal Tal	Chile	243,0	60,00
Diego de Almagro	Chile	23,8	60,00
Huasco	Chile	80,2	60,00
San Isidro	Chile	379,0	45,00
Bocamina	Chile	128,0	60,00
Argentina			
Costanera	Argentina	1.982,0	51,70
CBA	Argentina	320,0	51,70
Dock Sud	Argentina	822,0	69,80
El Chocón	Argentina	1.320,0	65,20
Brasil			
Cachoeira Dourada	Brasil	658,0	98,80
Cerj	Brasil	63,0	83,90
Colombia			
El Guavio	Colombia	1.150,0	48,50
Cadena Vieja	Colombia	263,5	48,50
Cadena Nueva	Colombia	580,5	48,50
Termopiza	Colombia	220,0	48,50
Betania	Colombia	540,0	85,60
Perú			
Ventanilla	Perú	324,6	60,00
Piura	Perú	146,0	60,00
Huinco	Perú	247,3	69,80
Matucana	Perú	128,6	69,80
Callahuanca	Perú	75,1	69,80
Moyopampa	Perú	64,7	69,80

Huampamí	Perú	30,2	69,80
Santa Rosa	Perú	263,6	69,80
Yanango	Perú	42,6	69,80
Chimay	Perú	150,9	69,80
República Dominicana			
Punta Cana	República Dominicana	57,1	40,00
Bayahibe	República Dominicana	15,2	40,00

El detalle de la evolución de la potencia instalada de ENDESA en Iberoamérica es el que figura a continuación (MW):

	2002	%Variación	2001	%Variación	2000
Chile	3.935	--	3.935	(2,5)	4.035
Argentina	4.444	0,5	4.424	19,9	3.691
Colombia	2.754	(9,3)	3.035	-	3.035
Perú	1.474	0,8	1.486	49,0	997
Brasil	658	--	658	-	658
TOTAL	13.265	(2,0)	13.538	9,0	12.417

La potencia instalada se incrementó ligeramente en Argentina, se mantuvo en Brasil y Chile, y descendió en Perú y Colombia, en este último país como consecuencia del cierre definitivo de las instalaciones de Cadena Vieja (CASALACO).

Durante el ejercicio 2002, ha continuado la construcción de la central de ciclo combinado de Fortaleza, en el Estado de Ceará (Brasil), con una potencia instalada prevista de 310 MW. En el desarrollo de este proyecto participan ENDESA y Enersis con un 51 % y un 49 %, respectivamente. Se estima que la central entrará en funcionamiento a finales de 2003 y que su producción cubrirá alrededor del 30 % de la demanda eléctrica del Estado de Ceará. La venta de su energía está asegurada a través de un contrato firmado con Coelce, empresa participada por ENDESA, que distribuye electricidad en ese mismo Estado. La operación supone una inversión conjunta cercana a los 210 millones de US\$.

Por otro lado, Endesa Chile continuó la construcción de la central hidroeléctrica de Ralco, de 570 MW de potencia, en la zona del Alto Bío Bío, que permitirá aportar al sistema interconectado central de Chile una generación media anual de 3.100 GWh. A 31 de diciembre de 2002, el avance en la construcción de la instalación era del 74%. La inversión prevista asciende a 568 millones de US\$ y se calcula que la central entrará en operación durante el primer semestre de 2004. La central de Ralco se está realizando sobre la base de equilibrar de manera razonable la necesidad de llevar a cabo una instalación que es imprescindible para la autonomía energética de Chile, con las exigencias sociales y medioambientales propias del desarrollo sostenible.

El gobierno peruano licitó un contrato de gas procedente de los yacimientos de Camisea al sector privado, junto con un contrato de compra de electricidad por parte de Electroperú, y exigiendo únicamente que dicho gas sea utilizado en ciclo abierto entre el 2004 y 2006, y al 50% en ciclo cerrado (CCGT) a partir del 2006. El ganador de la licitación fue nuestra filial peruana ETEVENSA, si bien el proceso de adjudicación no ha concluido. En caso de resultar finalmente vencedora, ETEVENSA deberá reconvertir TG diesel a gas natural (Agosto 2004) y cerrar al menos una de las unidades en ciclo combinado (Mayo 2006) para vender toda la producción a Electroperú durante los próximos siete años. La conversión a gas de las turbinas de ETEVENSA requerirá una inversión de 1,2 millones de dólares y el cierre posterior de una unidad de ciclo combinado supondrá una inversión de 81,3 millones de dólares hasta mayo de 2006. Eventualmente y a más largo plazo, el cierre de la segunda unidad de ciclo combinado requerirá otros 80 millones de dólares aproximadamente.

La generación total de electricidad de las empresas iberoamericanas participadas por ENDESA fue de 43.116 GWh en 2002. Esta cifra supone un descenso del 3,0% respecto de 2001, que ha sido debido fundamentalmente a la situación económica de Argentina y a la casi nula exportación de energía de este país a Brasil. Por el contrario, la generación de electricidad de las compañías participadas registró incrementos significativos en Colombia, Chile y, sobre todo, Brasil, en este caso como consecuencia de la progresiva superación del grave período de sequía que afectó al país en 2001.

	2002 (GWh)	%Variación	2001 (GWh)	%Variación	2000 (GWh)
--	------------	------------	------------	------------	------------

Chile	16.495	4,8	15.741	2,6	15.346
Argentina	8.750	(26,2)	11.864	13,3	10.470
Colombia	10.837	7,2	10.106	5,1	9.618
Perú	4.567	1,9	4.480	23,7	3.623
Brasil	2.467	9,4	2.256	(33,8)	3.406
TOTAL	43.116	(3,0)	44.447	4,7	42.463

Incluye sólo las cifras de las empresas que se consolidan por integración global.

Transporte y Distribución

En agosto de 2002, culminó la segunda fase del Proyecto CIEN, relativo a la interconexión eléctrica a alta tensión entre Brasil y Argentina. La primera fase del proyecto entró en servicio durante el primer semestre de 2000, con una capacidad de 1.000 MW. A finales del segundo semestre de ese año, se inició el desarrollo de la segunda fase del mismo, con el objetivo de duplicar la capacidad de transporte de la interconexión, lo que se ha cumplido en 2002. CIEN, está participada en un 55 % por ENDESA y en un 45 % por Endesa Chile. La inversión global del proyecto ha sido de unos 700 millones de US\$.

Por otro lado, desde finales de 2001, ENDESA es socio de la Empresa Propietaria de la Red (que en 2002 adoptó las siglas EPR, en lugar de la denominación inicial EPL), sociedad que tiene por objeto la realización del Proyecto Siepac, consistente en el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá a través de una línea troncal de 1.880 kilómetros y 230 kV cuya finalización está prevista para 2006. El presupuesto estimado de este proyecto es de 320 millones de US\$. En 2002, se ha cerrado la obtención de un préstamo por importe de 240 millones de US\$ del BID (Banco Interamericano de Desarrollo) destinado al cumplimiento del mismo.

ENDESA está también presente en el transporte de energía eléctrica en Argentina a través de la empresa Yacylec, que opera una línea de 282 km entre la central hidroeléctrica de Yaciretá y la estación transformadora de Resistencia. Por otro lado, ENDESA posee, a través de su filial Endesa Chile, el 50% de la compañía GasAtacama, propietaria del gasoducto Gas Atacama que une Argentina y Chile. Este gasoducto, que entró en funcionamiento en 1999 y cuenta con unos 950 km de longitud, transporta gas desde la cuenca norte de Argentina hasta el Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING).

La energía distribuida por las empresas iberoamericanas participadas por ENDESA ascendió a 47.494 GWh en 2002, con un aumento del 1,5 % respecto del ejercicio anterior.

PAIS	MILES CLIENTES	%	GWh	%
Chile	1.620	2,3	9.895	3,9
Argentina	2.090	(0,3)	12.140	(6,0)
Colombia	1.911	3,3	8.951	4,0
Perú	883	1,8	3.851	4,8
Brasil	3.788	5,0	12.657	4,7
TOTAL	10.292	2,9	47.494	1,5

De los países en los que opera ENDESA a través de compañías participadas, la energía distribuida se incrementó de manera significativa en Perú, Colombia, Brasil y Chile, y sólo descendió en Argentina, como consecuencia del efecto de la recesión económica sobre el consumo medio por cliente. No obstante, cabe señalar que, en este país, las ventas en distribución disminuyeron en menor medida que el PIB, lo que refleja que el mercado eléctrico ha acusado menos que otros el descenso de la actividad económica. Por otro lado, en los últimos meses de 2002 y primeros de 2003 se han advertido señales de recuperación en la demanda eléctrica argentina. Concretamente, la energía distribuida, que había descendido un 7,2 % en los tres primeros trimestres de 2002 respecto del mismo período de 2001, disminuyó sólo un 0,6 % en el último trimestre de 2002 y se incrementó en un 2,2 % en enero de 2003. Esta misma tendencia se observa en Brasil, país en el que la demanda eléctrica creció un 20,8 % en el último trimestre de 2002 y un 15,7 % en enero de 2003, frente al descenso acumulado del 0,6% en los nueve primeros meses de 2002.

En los cinco países citados, ENDESA contaba con una base de unos 10,3 millones de clientes al término del ejercicio 2002, lo que supone un incremento del 2,9 % respecto del cierre de 2001, que fue

debido al crecimiento del mercado en todos los países excepto en Argentina, donde, a pesar de la crisis económica, se mantuvo prácticamente estable.

Plan de fortalecimiento financiero de Enersis

Durante el año 2002, ENDESA continuó consolidando su situación en el mercado eléctrico iberoamericano, mejorando la posición competitiva y los ratios de eficiencia de sus compañías participadas. Por otro lado, con el fin de hacer frente a los retos que plantea actualmente el exigente entorno macroeconómico y sectorial de la región, el Directorio de Enersis celebrado el 4 de octubre de 2002 aprobó un Plan de Fortalecimiento Financiero de la compañía. Los objetivos fundamentales de este Plan son los siguientes:

- ?? Reforzar el Balance del Grupo para anticiparse a contingencias que puedan afectar en el futuro a la región.
- ?? Mejorar la liquidez de sus compañías participadas para que puedan afrontar en mejores condiciones sus necesidades financieras a corto plazo, manteniendo la posición de liderazgo que el Grupo posee en Iberoamérica.

Este Plan de Fortalecimiento Financiero gira en torno a cuatro ejes principales (*Véase más detalle en Capítulo VII. Apartado 1.1.*):

- ?? Una ampliación de capital en Enersis por importe de hasta 2.000 millones de US\$ (aproximadamente 1.730 millones de euros), operación que ha sido aprobada por la Junta General de Accionistas de la empresa el 31 de marzo de 2003. La ampliación está abierta a todos los accionistas mediante aportaciones dinerarias y/o por capitalización de deuda.
- ?? La refinanciación de la deuda bancaria de Enersis y de Endesa Chile mediante un crédito sindicado que incluya a todos los bancos acreedores de las compañías matrices con el objetivo de evitar riesgos de liquidez y aumentar el plazo medio de los vencimientos de la deuda y adecuar las estipulaciones financieras ("covenants") de la deuda al nuevo entorno económico.
- ?? Un plan de desinversiones selectivas, en activos considerados como no estratégicos para la Compañía, por importe de entre 900-1.000 millones de US\$ (aproximadamente 780-865 millones de euros) que se concretará en el año 2003 y del que, a la fecha de registro del presente Folleto, se ha conseguido un elevado grado de cumplimiento.
- ?? El incremento del cash flow operativo, a través de mayores eficiencias operativas, en un importe mínimo de 130 millones de US\$ anuales (aproximadamente 112 millones de euros), objetivo que se alcanzaría de manera progresiva en un período de tres años, es decir, en 2005. Los pilares básicos de este objetivo son la optimización de los costes fijos, la reducción de la inversión en capital recurrente, la mejora de la gestión en distribución y generación, centrada en la gestión de riesgos y de la demanda, la reducción de pérdidas y la mejora de la cobrabilidad. En esta línea se ha diseñado y puesto en marcha un Nuevo Plan de eficiencia operativa. El horizonte temporal que contempla este plan es el medio plazo (2003-2007) y el objetivo es mejorar la eficiencia operativa de las compañías en las que ENDESA posee el control efectivo en Iberoamérica, tanto en el negocio de distribución como en el de generación. El objetivo final cuantificado en 2007 es llegar a alcanzar unos costes operativos por MWh en generación de 2,4 euro/MWh producido y en distribución de 11,3 euro/MWh vendido. Durante el ejercicio 2002, las compañías iberoamericanas participadas por ENDESA han sido capaces de contener sus costes de operación y mantenimiento más sus inversiones recurrentes a niveles similares a los de 2001, medidos en monedas locales, a pesar de las fuertes tasas de inflación registradas por algunos de los países en los que operan y la fuerte devaluación de las monedas nacionales respectivas. Expresado en euros, este esfuerzo de eficiencia da lugar a un fuerte descenso de los costes mencionados. Concretamente, los del negocio de generación pasan de 4,83 euros por MWh producido en 2001 a 3,23 euros en 2002; y los de distribución, de 24,1 euros por MWh vendido en 2001, a 14,2 euros en 2002.

?? Chile

El 46% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica se encuentra en Chile. La plantilla total de la Empresa en este país asciende a 2.794 empleados.

ENDESA está presente en el mercado chileno a través de Enersis, el mayor grupo eléctrico privado de Iberoamérica, del cual es accionista de control como propietario del 65 % de su capital social. Como consecuencia de su participación de control en Enersis, ENDESA está presente en Endesa Chile, la principal generadora del país andino, que cuenta directamente, o a través de sus compañías participadas, con un total de 3.935 MW de potencia instalada. La participación de control de ENDESA en esta generadora es del 60%. Endesa Chile compañía posee a su vez participaciones en otras generadoras chilenas, como San Isidro, Pangué, Celta y Pehuenche. Por otra parte, ENDESA controla, también a través de Enersis, dos sociedades distribuidoras en Chile: Chilectra y Río Maipo, que tienen 1,3 millones y 300.000 clientes, respectivamente.

Además, Enersis cuenta con participaciones significativas, tanto en Chile como fuera de Chile, en sociedades del sector inmobiliario, de ingeniería, informática y servicios a la distribución.

?? Colombia

En Colombia se concentra el 20% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica. La plantilla total de la Empresa en este país es de 1.349 empleados.

ENDESA gestiona 2.754 MW de potencia instalada en el país. Cuenta con una participación del 48,5 % en Emgesa, la mayor empresa productora de electricidad de Colombia, que posee 2.214 MW de potencia instalada, y del 85,6 % en la central de Betania, de 540 MW.

En distribución, ENDESA tiene una participación de control del 48,5 % en Codensa, compañía que distribuye electricidad a 2 millones de clientes en Bogotá.

En 2002, Codensa ha reducido capital por importe de 551.000 millones de pesos colombianos, devolviendo dicho importe a los socios. El porcentaje de participación de ENDESA tras esta operación no ha variado.

Argentina

El 7% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica se encuentra en Argentina. La plantilla total de la Empresa en este país suma 2.706 empleados.

En el negocio de generación, ENDESA tiene una participación de control del 69,8 % en Central Dock Sud, una instalación que posee dos grupos con una potencia total de más de 822 MW. Además, ENDESA controla, a través de Enersis y de ENDESA Chile, el 51,9 % de la central térmica Costanera, de 2.302 MW de potencia instalada, y el 65,2 % de la central hidráulica El Chocón, de 1.320 MW.

En distribución, controla a través de Enersis la empresa Edesur, que distribuye electricidad a 2,1 millones de clientes de la zona sur de Buenos Aires y en la que tiene una participación económica del 48,5 %.

Por último, como antes se ha mencionado, ENDESA está también presente en el negocio del transporte de energía eléctrica de Argentina a través de una participación del 22,2 % en la empresa Yacylec, compañía que opera y mantiene la línea de Yaciretá, de 282 km de longitud, y la estación transformadora de Resistencia.

?? Brasil

El 16% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica se encuentra en Brasil. La plantilla total de la Empresa en este país se sitúa en 3.135 empleados.

En generación, ENDESA cuenta, a través de Enersis, con una participación de control del 99,6 % en la central hidroeléctrica de Cachoeira Dourada, de 658 MW de potencia.

En transporte, controla la compañía CIEN que, como antes se ha señalado, gestiona la interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil a través de una línea de unos 1.000 km de longitud y 2.000 MW de

potencia instalada, que empezó a funcionar en el primer semestre del año 2000 con óptimos resultados y cuya construcción ha finalizado en agosto de 2002.

A principios del año 2003, Copel suspendió los pagos a CIEN derivados del contrato suscrito entre ambas sociedades en el año 1999, estimándose que el importe actualmente impagado asciende aproximadamente a 100 millones de dólares. Ambas compañías están actualmente negociando un acuerdo en esta materia pudiendo derivar dichas negociaciones en una modificación de los términos y condiciones de los actuales contratos.

En distribución, ENDESA gestiona las empresas CERJ y COELCE. La primera distribuye energía a 1,8 millones de clientes en el Estado de Río de Janeiro, además de poseer 63 MW de potencia en generación, y la segunda, a 2 millones de clientes en el Estado de Ceará. La Empresa tiene en ellas una participación del 83,9 % y del 58,86 %, respectivamente.

En 2002, ENDESA ha llevado a cabo dos operaciones dirigidas a fortalecer la posición financiera de CERJ. En julio, se formalizó una conversión de bonos en capital por importe de 100 millones de US\$ y, en diciembre, la Junta de Accionistas de la compañía acordó la capitalización de otras deudas por importe de otros 100 millones de US\$.

Además, se ha reducido capital en la empresa Investluz -- sociedad inversora integrada por Endesa, Enersis, Chilectra y Cerj, que detenta la participación en Coelce -- por importe de 10 millones de reales brasileños, devolviendo dicho importe a los socios.

?? Perú

En Perú se se halla el 11% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica. La plantilla total de la Empresa en este país es de 1.135 empleados.

ENDESA gestiona directamente 1.474 MW de potencia instalada en el país. Posee el 60 % de las generadoras Etevensa, de 325 MW, y Empresa Eléctrica de Piura, de 146 MW; y, a través de Enersis, cuenta con una participación de control del 63,6 % de Edegel, empresa que posee 1.003 MW de potencia instalada.

Además, ENDESA, junto con Enersis, tiene una participación de control del 60 % en Edelnor, empresa que distribuye energía en la zona norte de Lima a 883.000 clientes.

?? República Dominicana

ENDESA posee el 40% del capital social del Consorcio Energético Punta Cana Macao (CEPM), sociedad generadora y distribuidora con una potencia instalada de 72,3 MW en dos emplazamientos, Punta Cana-Macao con 57,1 MW y Bayahibe con 15,2 MW, próximos al este de la isla, en zonas turísticas con grandes instalaciones hoteleras.

IV.2.2.4. OTROS NEGOCIOS

ENDESA está presente en otros negocios que complementan su perfil como empresa energética. Este es el caso de la distribución de gas, la cogeneración y las energías renovables. También realiza otras actividades que tienen una similitud conceptual con la distribución de electricidad y gas, como es el abastecimiento de agua.

1. Negocio de gas en el mercado ibérico

Durante el ejercicio 2002 el sector del gas natural en el mercado ibérico se ha caracterizado por un fuerte proceso de expansión, continuando con la línea de fuerte crecimiento de los últimos años.

Las ventas totales de gas natural en España durante el ejercicio 2002 han alcanzado los 242.988 GWh, lo que representa un crecimiento del 14,7% con respecto al año anterior. Durante este ejercicio se ha registrado un elevado incremento en el número de clientes, se ha progresado en la actividad del

mercado liberalizado y se han inaugurado las primeras plantas de ciclo combinado de producción de electricidad.

ENDESA está presente en los mercados relacionados con el negocio del gas en España: en el suministro a clientes liberalizados y en la distribución y suministro a clientes en el mercado regulado. También participa en proyectos de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado.

Ventas de gas a clientes liberalizados

La expansión de ventas de gas natural en el mercado liberalizado ha sido uno de los rasgos más destacados de 2002, año en el que el 55% de las ventas totales de gas natural fueron efectuadas por compañías comercializadoras.

Durante 2002 ENDESA se ha consolidado como uno de los principales comercializadores de gas natural en el mercado nacional, con un volumen de ventas de 4.561 GWh, que se verán incrementadas en el futuro gracias a su cartera de clientes.

A 31 de diciembre de 2002, dicha cartera estaba integrada por 71 clientes, con un consumo contratado anual de 5.852 GWh. Si a este volumen se suman las compras de gas de sus centrales térmicas, la Empresa alcanza una cuota del 12% en el mercado liberalizado.

Distribución de gas y ventas a tarifa

En 2002, ENDESA suministró gas natural mediante contratos a tarifa a más de 491.000 usuarios en el mercado ibérico, lo que representa un incremento del 15 % con respecto al año anterior.

ENDESA está presente en el sector de la distribución de gas a través de su sociedad participada al 100% ENDESA Gas, que agrupa las participaciones en los negocios de distribución y venta a tarifa de gas natural en España y Portugal.

En España, opera en siete Comunidades Autónomas y cuenta con autorización para la distribución de gas canalizado en más de 150 poblaciones. A 31 de diciembre de 2002, suministró en ellas unos 3.610 millones de kWh de gas a 291.081 clientes, lo que supone una cuota de mercado del 4 %.

Concretamente, está presente en Aragón, a través de Gas Aragón, en la que participa con más del 60 %; en Baleares, por medio de Gesa Gas, de la que es único accionista, al igual que en Gas Meridional, compañía que desarrolla su actividad en el ámbito geográfico de Andalucía y de Gas Alicante, que opera en el Levante español.

Además, participa en otras dos sociedades distribuidoras: Distribuidora Regional de Gas, con ámbito de actuación en la Comunidad de Castilla-León y de la que posee el 45 % del capital social, y Distribuidora y Comercializadora de Gas Extremadura, participada por ENDESA en un 30 %.

En el mercado portugués prestó servicio a 199.952 clientes en 2002, lo que representa un incremento del 16 % respecto al año anterior. Las ventas de gas alcanzaron los 2.171 millones de kWh, lo que supone un crecimiento con respecto al año anterior de un 12 %. Del total de ventas, 758,9 millones de kWh corresponden al mercado doméstico-comercial y 1.149,2 millones de kWh al mercado industrial.

En este mercado, ENDESA participa en las compañías PORTGAS y SETGAS, las cuales suministran gas canalizado a Oporto y a otras veinticuatro ciudades de la zona norte de Portugal, y a Setúbal y a otras nueve ciudades de la zona sur, respectivamente.

La consolidación de las compañías gasistas integradas en ENDESA y el momento en el que se encuentra el sector del gas en España ofrecen atractivas expectativas de crecimiento. La Compañía espera superar los 670.000 consumidores en cinco años.

SOCIEDAD	PARTICIPACION (%)	USUARIOS	MILLONES KWH
Gas Aragón, S.A.	60,7	172.198	1.907,81
Gesa Gas, SA.U.	100,0	77.295	399,93

Distribuidora Regional de Gas, S.A.	45,0	9.876	538,91
Meridional de Gas, S.A.U.	100,0	6.981	42,08
D.C.Gas Extremadura, S.A.	30,0	21.818	705,25
Gas Alicante, S.A.U.	100,0	2.913	15,62
TOTAL España	-	291.081	3.609,60
Portgas		118.573	1.687,35
Setgas		81.379	483,57
TOTAL Portugal	-	199.952	2.170,92

Infraestructuras de transporte y distribución

ENDESA está presente en el sector de transporte de gas a través de ENDESA Gas Transportista, S.L., sociedad participada al 100 por cien por ENDESA con objeto de desarrollar la actividad de transporte de gas natural.

Durante el año 2002 ENDESA construyó 496 km de canalizaciones, alcanzando los 4.905 km de red de distribución en el Mercado Ibérico, lo que supuso un incremento con respecto al año anterior del 11%. Las inversiones realizadas en estos nuevos trazados fueron de 75,73 millones de euros.

ENDESA también ha iniciado la construcción y puesta en marcha de distintos gasoductos de transporte entre los que cabe destacar: Gasoductos de las Cuencas Mineras de Teruel, Gasoducto Boecillo-Olmedo-Medina del Campo, Gasoducto de Alimentación a las centrales de Tarragona Power y ENDESA Generación en Tarragona y gasoducto Santa Ana-Alcalá la Real.

La energía circulada por las redes de distribución de ENDESA con destino a clientes a tarifa y a clientes cualificados, en el mercado ibérico, ascendió a 5.780 GWh, lo que representa un incremento del 8 %.

Proyectos de recepción, almacenamiento y regasificación

ENDESA participa directamente en las infraestructuras previstas para la expansión del mercado de gas. La participación en estos proyectos es vital para garantizar el abastecimiento de este combustible, que deberá cubrir las futuras necesidades de consumo, tanto de las nuevas Centrales de Ciclo Combinado como de todos los posibles usuarios.

Los proyectos de nuevas Terminales Marítimas de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), que se encuentran actualmente en fase de ejecución, y en los que ENDESA participa, son los siguientes:

- REGANOSA, en el que la participación de ENDESA es del 21 %. Tendrá una capacidad de almacenamiento y de regasificación de 300.000 m³, que permitirán la distribución de 412.500 Nm³/h (3,6 bcm/año) de gas natural. Está proyectada una ampliación que permitirá duplicar dichas capacidades. La planta, que se construirá en Mugardos (La Coruña), incluirá una red de gasoductos de 130 km de longitud. Se prevé su puesta en servicio durante el segundo semestre del 2005.
- PLANTA REGASIFICADORA DE SAGUNTO, S.A. en la cual la participación de ENDESA es del 20 %. Tendrá una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ y de regasificación de 600.000 Nm³/h (5,25 bcm/año), estando prevista una ampliación futura de las instalaciones. Esta Planta, que se construirá en Sagunto (Valencia), entrará en servicio en el cuarto trimestre del 2005.
- GASIFICADORA DE CANARIAS (GASCAN), en la que ENDESA cuenta con una participación mayoritaria. En la actualidad se están realizando los estudios y actividades iniciales de los nuevos proyectos de Arinaga (Gran Canaria) y Granadilla (Tenerife), que tienen prevista su puesta en servicio para los años 2007 y 2009 respectivamente. Cada una de estas plantas tiene prevista una capacidad de almacenamiento de 150.000 m³ y de regasificación de 210.000 Nm³/h (1,8 bcm/año).

En lo que respecta a infraestructuras de transporte, ENDESA participa con un 12 % en el estudio de viabilidad técnica y económica del nuevo gasoducto que unirá directamente Argelia con España a

través de Almería. A tal efecto se ha constituido en el año 2001 la sociedad MEDGAZ, la cual está llevando a cabo los trabajos técnicos preliminares. Este proyecto aumentará la capacidad de suministro de gas natural a España y al resto de Europa, a finales del año 2006.

2. Energías renovables

ENDESA está presente en el sector de las energías renovables y la cogeneración a través de la sociedad ENDESA Cogeneración y Renovables. Al término del año 2002, ENDESA Cogeneración y Renovables participaba en instalaciones de Régimen Especial por una potencia total de 1.927 MW (incluyendo las plantas en construcción), correspondiendo 1.182 MW a energías renovables y 745 MW a cogeneración y tratamiento de residuos. La producción total de electricidad de ENDESA en 2002 con instalaciones de cogeneración y energías renovables, correspondiente a su participación en cada una de ellas, ascendió a 2.463,7 GWh, lo que supone un incremento del 4,5% respecto de 2001.

TIPO ENERGIA	2002 (GWh)	2001 (GWh)	2000 (GWh)
Minihidráulica	461,4	572,2	484
Eólica	869,7	637,2	454
Cogeneración	984,3	1.025,1	1.626
Otros	148,3	123,7	108
PRODUCCION TOTAL	2.463,7	2.358,2	2.672

Durante el año 2002, ENDESA Cogeneración y Renovables ha puesto en funcionamiento 12 nuevas instalaciones, con una potencia total de 211 MW, correspondiendo un 70% de esta potencia a parques eólicos.

En el campo de la cogeneración y tratamiento de residuos se han llevado a cabo algunas desinversiones en plantas con una potencia total de 45,5 MW, con el fin de optimizar la cartera de participaciones en este sector.

A final del 2002 la participación de ENDESA en el Régimen Especial en España representa el 15% del total, desglosándose dicha participación por sectores en un 11,8% en cogeneración y tratamiento de residuos y un 17,7% en energías renovables.

Energía eólica

ENDESA participaba al término del año 2002 en instalaciones eólicas que sumaban 780 MW en funcionamiento y 74 MW adicionales en construcción, lo que le proporciona una cuota del 20% en el mercado español de energía eólica. Durante el año 2002 ENDESA ha puesto en explotación un total de 6 parques eólicos que totalizan 147 MW. Asimismo se ha continuado la labor de promoción de nuevos parques, obteniendo autorizaciones administrativas para construir nuevas instalaciones en Andalucía, Galicia, Aragón, Castilla-León y Castilla La Mancha.

Centrales minihidráulicas

Al cierre del ejercicio 2002, ENDESA participaba en 38 minicentrales hidroeléctricas en funcionamiento, con una potencia total de 207 MW. En el pasado ejercicio se ha puesto en explotación la central minihidráulica de Serradó, con una potencia de 2,1 MW, y se ha iniciado la construcción de la central de Aitona, de 4,5 MW, ambas en la provincia de Lérida.

Otras energías renovables

En tratamiento de residuos ENDESA participa en cinco plantas en explotación, con una potencia conjunta de 90 MW. De ellas, tres se dedican al aprovechamiento energético de residuos sólidos urbanos (Tirme, Tirmadrid y TRM) y otras dos aprovechan residuos industriales de distinta naturaleza. TIRME, empresa gestora de los residuos de la isla de Mallorca, ha comenzado durante el 2002 a adaptar sus instalaciones al Plan de Residuos de Baleares con objeto de adecuar el tratamiento de los residuos sólidos urbanos a las nuevas directrices europeas.

Respecto a la energía de la biomasa, ENDESA tiene participaciones en siete centrales de biomasa en explotación que suman 61 MW de potencia total. Durante el año 2002 se han puesto en marcha dos nuevas centrales de biomasa que utilizarán orujillo como combustible con una potencia de 16 MW cada una.

ENDESA participa en tres plantas de aprovechamiento de biogás, una de ellas en la EDAR de Aguas de Jerez (Cádiz), y las otras dos en los vertederos de RSU de Can Mata y El Garraf en la provincia de Barcelona. Esta última planta, con una potencia de 13 MW, ha sido construida a lo largo del año 2002.

Cogeneración

Por lo que se refiere a la cogeneración, al cierre del ejercicio 2002, ENDESA participaba en plantas con una potencia total de 655 MW (en operación y en construcción), de las cuales un 17 % se hallaba fuera de España (Portugal e Iberoamérica). En Portugal, ENDESA Cogeneración y Renovables

participa al 50 % en Sociedade Térmica Portuguesa, junto con Sonae, uno de los grupos industriales más importantes de Portugal. Térmica Portuguesa es líder en el mercado portugués de cogeneración, con una potencia de 77,5 MW, incluyendo las plantas en construcción. Durante el 2002 se ha puesto en explotación la planta de Tagol de 7,4 MW.

3. Fabricación de aerogeneradores

Al 31 de diciembre de 2002, ENDESA es propietaria al 100% de la sociedad Made Tecnologías Renovables, cuyo objeto principal es el diseño, la fabricación de aerogeneradores y colectores solares, así como la construcción, operación y mantenimiento de parques eólicos.

Made Tecnologías Renovables, cuyas instalaciones principales se encuentran situadas en Medina del Campo (Valladolid) viene desarrollando desde sus inicios una tecnología propia, lo que le ha permitido en el ejercicio comercializar dos nuevos modelos de aerogenerador de la serie de 800 kW de paso y velocidad variable: el AE-56 y el AE-59, que junto con el AE-52, completan la serie. Made ha emprendido en el año 2002 el diseño del aerogenerador AE-90 de 2 MW que iniciará su comercialización en el segundo semestre de 2003.

En el ejercicio 2002 las ventas de aerogeneradores han superado los 119 MW. Las ventas acumuladas de MADE desde el inicio de sus actividades en el sector eólico alcanzan los 1.558 aerogeneradores, con una potencia total de 789 MW.

Las ventas de colectores solares realizadas en el ejercicio superan las 7.900 unidades. En el ejercicio 2002 se ha comenzado la construcción de las nuevas instalaciones para el desarrollo de esta actividad, que permitirán incrementar la capacidad de producción hasta situarla por encima de las 30.000 unidades/año, fabricando paneles solares de tecnología más avanzada y mejores prestaciones.

ENDESA inició el proceso de desinversión de su participación en esta sociedad, habiendo suscrito en junio del año 2003 un acuerdo con Gamesa. El importe de la operación de desinversión asciende a 120 millones de euros, de los que 25 millones de euros corresponden al valor de las acciones y 95 millones de euros a la deuda de dicha sociedad.

4. Ciclo integral del agua

ENDESA está presente en el mercado del ciclo integral del agua a través de su participación del 11,64 % en Aguas de Barcelona y de las siguientes sociedades de distribución y tratamiento de agua en España:

SOCIEDAD	PARTICIPACION (%)	COMUNIDAD AUTONOMA	NUMERO CLIENTES
Aguas de Herrera, S.A.	100,0	Andalucía	6.231
Aguas de la Janda, S.A.	100,0	Andalucía	10.042
Aguas de Guadix, S.A.	40,0	Andalucía	8.732
Gestión e Aguas del Norte, S.A.	55,0	Canarias	18.402
Empresa Mixta de Aguas de Las Palmas, S.A.	33,0	Canarias	149.774

En el ejercicio 2002 ENDESA ha procedido a vender a Aguas de Barcelona su participación en el capital de las sociedades Interagua, Emasagra, Aguas Vega Sierra Elvira y Gestión de Aguas de Aragón, en las que ya participaba Aguas de Barcelona como accionista de control.

5. Desalación de agua de mar

ENDESA participa con un 75% del capital en la empresa adjudicataria del proyecto de construcción y explotación (25 años) de la planta desaladora de Carboneras (Almería). Esta planta, actualmente en construcción, entrará previsiblemente en explotación en 2003, con una capacidad de desalación de 120.000 m³/día.

Además, ENDESA participa con un 50% en el capital de Decosol, sociedad que posee una planta desaladora en Marbella (Málaga) de 50.000 m³/día de capacidad

6. Otros negocios

ENDESA está presente en otros negocios que complementan y aportan valor a su negocio principal, fundamentalmente telecomunicaciones, "power line communications" y otros servicios.

En telecomunicaciones, posee el 29,89 % del capital social del grupo español Auna Operadores de Telecomunicaciones, S.A., que desarrolla actividades de telefonía fija, telefonía móvil y telecomunicaciones por cable. Además, tiene el 10 % de Euskaltel, el 50,5 % de Netco Redes y el 100% de Endesa Ingeniería de Telecomunicaciones, S.A. (Enditel). Fuera de España, ENDESA es propietaria al 100% de la empresa chilena de telefonía móvil Smartcom.

Por otro lado, está realizando experiencias para poner a punto la utilización de la tecnología de "power line communications", que permite la transmisión de voz y señales a través de los cables de la red eléctrica de baja tensión.

Por último, desarrolla otros servicios de apoyo (sistemas de telecomunicaciones, aprovisionamientos, sistemas comerciales, etc.) necesarios para las actividades de sus compañías participadas y que suministra también a terceros.

6.1. Telecomunicaciones

a) Auna

En 2002, ENDESA ha aumentado en un 2 % su participación en Auna hasta alcanzar el 29,89 %, lo que le convierte en el mayor accionista de este grupo empresarial de telecomunicaciones. Además, durante el ejercicio se ha formalizado el cambio accionarial acordado en 2001 en el seno del Grupo, lo que ha permitido la salida del mismo de Telecom Italia y el aumento de la participación de Santander Central Hispano.

En el pasado año, Auna ha realizado una revisión de su estrategia con el fin de adaptarse a las actuales circunstancias del sector. En este contexto, ha decidido centrar su actividad en el servicio al cliente, en la rentabilización de sus activos, en la obtención de sinergias de grupo y en la puesta en valor de actividades no estratégicas.

En el marco de esta estrategia, constituyó la sociedad Auna Telecomunicaciones, S.A., con el objeto de integrar en ella las operaciones de todos los negocios de telecomunicaciones fijas de Auna, que anteriormente se encontraban repartidos entre las sociedades Retevisión I, Aunacable, Madritel, Able, Menta, Supercable y Canarias Telecom. Con esta operación, se persigue la consecución de sinergias en la comercialización de servicios y optimizar el coste de los mismos, con el máximo aprovechamiento conjunto de todas las redes fijas de telecomunicación desplegadas por el grupo.

Al cierre del ejercicio 2002, se ha perfeccionado la aportación de todas las sociedades mencionadas a Auna Telecomunicaciones, S.A. La fusión de todas ellas se ha completado a la fecha de registro del presente Folleto. En el mes de octubre de 2002, Auna vendió a Wanadoo su participación en Eresmas, empresa de prestación de servicios de acceso y portal de Internet, obteniendo una plusvalía de 21,5 millones de euros. El acuerdo contempla que los clientes de Eresmas continúen utilizando las redes de telecomunicación de Auna Telecomunicaciones, S.A.

Por otra parte, al cierre del pasado ejercicio, estaba en marcha el proceso de desinversión de Retevisión Audiovisual, sociedad perteneciente al 100% a Auna, que realiza el transporte y la difusión de la señal de televisión analógica y digital en España, habiéndose adjudicado en el mes de junio de 2003 a Avertis a la espera de las autorizaciones regulatorias pertinentes.

Por último, la compañía de televisión digital terrestre Quiero TV cesó la prestación de sus servicios el pasado año, ante la falta de expectativas de rentabilidad de su negocio. La participación de Auna en Quiero TV al cierre del mismo era del 49 % del capital.

Por otro lado, todos los negocios básicos de Auna registraron un importante crecimiento en 2002, acompañado de una desaceleración del ritmo inversor del grupo. Su facturación se incrementó en más de un 34% respecto del año anterior, alcanzando una cuota en el mercado nacional del 18,6% sobre ingresos en telefonía móvil y del 5,4% sobre ingresos en telefonía fija.

Amena, filial de telefonía móvil del grupo y participada por Auna en un 97,9%, alcanzó en el año 2002 los 6.450.000 clientes, lo que representa una cuota de mercado del 19,6% y un crecimiento del 23,6 % respecto de la base de clientes con la que finalizó el año 2001. La compañía consiguió un beneficio neto positivo por primera vez en su historia, situado en 101 millones de euros y alcanzado en el cuarto año desde el comienzo de sus operaciones.

A su vez, Auna Telecomunicaciones, filial de telefonía fija del grupo y participada por Auna en un 98,69 %, alcanzó en 2002 la cifra de 521.000 clientes conectados a su red propia, lo que supone casi duplicar el número de clientes de acceso directo con respecto al ejercicio precedente.

b) Smartcom

El operador de telefonía móvil chileno Smartcom, propiedad al 100% por Endesa, ha alcanzado una base de 946.542 clientes al final del año 2002, lo que supone un incremento del 56 % respecto de los que poseía al final de 2001. Entre junio de 2000, fecha en la que ENDESA adquirió la compañía, y diciembre de 2002, Smartcom ha pasado de 70.000 clientes y una cuota de mercado del 3 %, a la base de clientes antes citada, que corresponde a una cuota de mercado del 15,4 %.

La estrategia comercial de Smartcom durante 2002, basada en productos innovadores y en la tecnología más avanzada del sector, ha permitido a la compañía alcanzar un 29 % del total de las altas netas del mercado. Cabe destacar al respecto el lanzamiento de la tecnología 1xRTT en la ciudad de Santiago, que permite el acceso a Internet móvil a velocidades de hasta 144 Kbps, muy por encima del resto de sus competidores.

Los resultados económicos de 2002 han sido asimismo satisfactorios, ya que la compañía ha obtenido un cash flow operativo positivo por primera vez en su historia y la facturación creció un 47 %, hasta alcanzar los 159,7 millones de euros. Se estima que Smartcom estará en condiciones de generar un resultado neto positivo a lo largo del año 2004.

4.4. Otros

A lo largo del ejercicio 2002, ENDESA ha continuado desarrollando pruebas de la tecnología PLC (Power Line Communications), que permite la transmisión de datos y voz a través de los cables eléctricos de baja tensión. Su utilización en el terreno de las telecomunicaciones puede resolver el actual cuello de botella de acceso al cliente, fomentando la difusión de servicios de banda ancha y telefonía, y facilitando el desarrollo de la Sociedad de la Información. Se trata, además, de una tecnología que presenta un amplio número de ventajas respecto de otras alternativas competidoras: utiliza una infraestructura ya desplegada (cables eléctricos); basta un simple enchufe para estar conectado; tiene un coste competitivo; ofrece una alta velocidad (banda ancha); suministra servicios múltiples con la misma plataforma; se instala con rapidez y permite disponer de conexión permanente.

En el pasado ejercicio, ENDESA puso en marcha en Zaragoza la primera prueba masiva de transmisión de voz y datos a través de la red eléctrica de baja tensión que se lleva a cabo en España. En esta experiencia, se está suministrando servicios de telefonía e Internet de banda ancha a 2.500 hogares a través de los enchufes eléctricos convencionales. Esta prueba masiva complementa a las dos pruebas piloto realizadas en el año anterior en Barcelona y Sevilla.

Por otro lado, la Empresa está desarrollando otras pruebas piloto de utilización de "power line communications" en Santiago (Chile) y está colaborando en su implantación en Méjico. Además de las experiencias mencionadas, ENDESA está presente en el terreno del "power line" mediante su participación en la empresa valenciana DS2, líder tecnológico en el diseño de chips de silicio para equipos PLC.

IV. 2.1.6. SERVICIOS

Una compañía con las dimensiones y líneas de negocio de ENDESA precisa de una organización que preste servicios de apoyo de manera normalizada a todas ellas y ofrezca soluciones integradas que faciliten mayores niveles de eficiencia. ENDESA Servicios da respuesta a estas necesidades, aportando soluciones en materia de servicios a las empresas participadas por ENDESA.

ENDESA Servicios registró una cifra de ingresos de 254 millones de euros en el año 2002, de los cuales 222,1 millones procedieron de la prestación de servicios internos a los diferentes negocios de ENDESA y 31,9 millones de proyectos realizados para empresas relacionadas y terceros. Las áreas en las que se llevaron a cabo actuaciones más relevantes fueron las de sistemas comerciales, telecomunicaciones, sistemas técnicos de distribución, aprovisionamientos, patrimonio y servicios generales

Sistemas comerciales

Para apoyar las actividades de las líneas de negocio de distribución y comercialización, en 2002 se ha desarrollado un sistema comercial, denominado Solución Empresas, para atender a 60.000 clientes potenciales con suministro en alta tensión y se ha llevado a cabo el proyecto Gran Público para atender a más de 10 millones de clientes con suministro en media y baja tensión.

Asimismo, se han desarrollado aplicaciones que dan soporte con tecnología Internet de bajo coste de despliegue. Algunos proyectos relevantes han sido el proyecto "Clientes Singulares", consistente en el envío de mensajes SMS a clientes para atención personalizada de incidencias, y el proyecto "SIMER" (Sistema de Inteligencia de Mercado) para el área de marketing de la Empresa.

Por último, se ha realizado una prueba piloto consistente en dotar a los Puntos de Servicio de arquitectura de telecomunicaciones E-Net (Internet ENDESA). Los resultados de la prueba, que se efectuó sobre 32 puntos de suministro en Zaragoza, permiten prever que durante 2003 este sistema se extienda a otros 470 puntos.

Telecomunicaciones

ENDESA Servicios ha participado, en el marco del Plan de Mejora Técnica de la Calidad de Suministro Eléctrico, en la incorporación al telecontrol de 490 instalaciones remotas de media tensión y en la puesta en marcha del Despacho de control de la energía para emergencias en Barcelona. Por otro lado, se ha prestado asistencia técnica a los sistemas de radiotelefonía móvil para la coordinación de las brigadas de mantenimiento de la red eléctrica y para el soporte de comunicaciones del telecontrol de la red de media tensión.

ENDESA cuenta con sistemas propios con cobertura para móviles en el 90 % del territorio en que opera, con más de 270 estaciones de radiotelefonía y 4 sistemas troncales que incorporan 26 estaciones radio base con más de 4.900 equipos terminales. Entre las acciones realizadas en 2002, destaca asimismo la puesta en servicio del nuevo Centro de Operaciones de Atención Telefónica de la Empresa, que puede atender más de 14 millones de llamadas al año mediante la incorporación de las últimas tecnologías en la atención telefónica y supone una importante contribución a la calidad del servicio.

Por lo que se refiere a los servicios prestados en 2002 a otras empresas, cabe destacar la explotación de sistemas e infraestructuras de los operadores de AUNA y la implantación en sus instalaciones de los sistemas SIEBEL (marketing y ventas) y GIS (información geográfica)

En cuanto a las actividades realizadas fuera de España, las más relevantes han sido las vinculadas a la adjudicación a ENDESA del proyecto de implantación piloto del PLC (Power Line Communications) en la compañía mejicana CFE y la elaboración del diagnóstico de sistemas y telecomunicaciones en la generadora francesa Snet.

Sistemas técnicos de apoyo a la distribución

A lo largo del pasado ejercicio, ha continuado el proceso de expansión a la totalidad de la Empresa del Sistema de Ayuda a la Conducción de la red (SAC) y se ha ampliado el alcance del Sistema de Distribución (SDE), proporcionando herramientas de apoyo a diferentes procesos de negocio: atención de clientes singulares, definición de planes de mantenimiento, seguimiento y control de la calidad de producto, análisis de incidentes, gestión de proyectos de nuevos suministros, planificación de la red de alta tensión y difusión de información corporativa.

Asimismo, se han realizado actuaciones significativas en empresas iberoamericanas, entre las que cabe destacar la entrada en operación comercial de 22 subestaciones telecontroladas desde el nuevo sistema de gestión de distribución de la compañía colombiana Codensa, así como la renovación de su red de telecomunicaciones.

Finalmente, cabe mencionar el lanzamiento de los proyectos de implantación de los sistemas técnicos de distribución de ENDESA en Edelnor (Perú), Edesur (Argentina) y Chilectra (Chile), la implantación del SDE-SAC en Coelce (Brasil) y la adjudicación de un proyecto en la empresa eléctrica pública paraguaya ANDE para la implantación de algunas funcionalidades del SAC (Sistema de Ayuda a la Conducción).

Aprovisionamientos

En el ejercicio 2002, se ha diseñado el Plan Director 2003-2005 de aprovisionamientos, cuyo objetivo es suministrar ventajas competitivas para la Compañía en este terreno. Durante el mismo, ENDESA Servicios ha participado en la gestión para la contratación de materiales, equipos, obras y servicios por un importe de aproximadamente 2.000 millones de euros en España y de 75 millones de euros en Iberoamérica. La interlocución electrónica de la actividad propia de compras (ofertas, pedidos y facturación) con los proveedores, a través de Internet, alcanzó el 70 % del número total de transacciones en el conjunto del ejercicio.

Patrimonio y servicios generales

En el área de Patrimonio, cabe destacar la gestión de las operaciones de venta y alquiler relacionadas con la desinversión de 12 inmuebles de la Empresa por importe de 385 millones de euros. Adicionalmente, se han realizado otras ventas patrimoniales por valor de unos 48 millones de euros. Además, se ha desarrollado la planificación y asignación de espacios para los 2.000 puestos de trabajo de la nueva sede social en el Campo de las Naciones de Madrid, así como la programación detallada del traslado.

IV.2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES COSTES E INPUTS

IV.2.2.1. DESCRIPCIÓN DE LOS COSTES

A continuación se presenta la evolución de los principales parámetros contenidos en los gastos de explotación (cifras en millones de euros):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Aprovisionamientos	9.425	13,0	8.338	6,6	7.819
Compras energía	6.221	9,6	5.678	8,7	5.223
Consum.mat. prim.	2.461	22,3	2.013	(1,0)	2.034
Gastos transporte de energía	743	14,8	647	15,1	562
Gastos de personal	1.251	(6,1)	1.332	(2,2)	1.362
Dot. amortización	1.696	(7,3)	1.829	(0,2)	1.833
Var. Prov. de tráfico	2	(98,2)	109	(50,0)	218
Otros gastos de explotación	1.282	1,5	1.302	9,3	1.191
TOTAL	13.656	5,8	12.910	3,9	12.423

A continuación se presenta la evolución de los principales parámetros contenidos en los gastos de explotación del negocio nacional, que se han incrementado en el año 2002 un 5,8% con respecto al año anterior (cifras en millones de euros):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Aprovisionamientos	6.426	9,2	5.885	6,5	5.528
Compras energía	4.605	13,0	4.074	11,4	3.656
Consum.mat. prim.	1.434	(2,8)	1.476	(4,5)	1.546
Gastos transporte de energía	387	15,5	335	2,8	326
Gastos de personal	825	(4,9)	868	(1,6)	882
Dot. amortización	1.074	(1,9)	1.095	(2,8)	1.127
Var. Prov. de tráfico	(22)	(195,7)	23	(72,6)	84
Otros gastos de explotación	641	9,8	584	0,9	579
TOTAL	8.944	5,8	8.455	3,1	8.200

En 2002, los aprovisionamientos experimentaron un aumento de 541 millones de euros en valor absoluto con respecto a 2001 y del 9,2% en términos porcentuales. Este incremento fue consecuencia especialmente de los dos factores que se indican a continuación:

- ?? Las compras de energía realizadas fundamentalmente por la distribuidora y la comercializadora de ENDESA para venta a clientes se incrementaron en 768 millones de euros, es decir, en un 20,0% respecto de la cifra registrada en el año 2001. Este incremento se debió sobre todo al aumento del precio medio del "pool".
- ?? El coste de los combustibles creció 116 millones de euros como consecuencia de la mayor producción de origen térmico respecto del año anterior.

El importe de provisiones de explotación del año 2002 incluye las dotaciones de provisiones habituales de cada año. Este importe se ha minorado por los 56 millones de euros cobrados en el ejercicio 2002 de las primas por consumo de carbón nacional correspondientes al primer semestre de 2000. La cuenta a cobrar por estas primas se provisionó en 2000, por lo que, al haberse realizado el cobro, la provisión se ha revertido en 2002.

Los gastos de personal del ejercicio 2002 ascendieron a 825 millones de euros, es decir, fueron prácticamente iguales a los del año 2001 una vez eliminados de este último años los costes de personal de Viesgo.

A continuación se presenta la evolución de los principales parámetros de los gastos de explotación del negocio eléctrico en Latinoamérica, que se han reducido en el año 2002 un 27,8% con respecto al año anterior (cifras en millones de euros):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Aprovisionamientos	1.508	(29,6)	2.142	2,3	2.093
Compras energía	1.086	(31,7)	1.591	2,3	1.555
Consum.mat. prim.	171	(40,2)	286	(14,1)	333
Gastos transporte de energía	251	(5,3)	265	29,3	205
Gastos de personal	317	(24,2)	418	(6,5)	447
Dot. amortización	467	(29,6)	663	0,5	660
Var. Prov. de tráfico	20	(72,6)	73	(41,1)	124
Otros gastos de explotación	504	(16,8)	606	11,6	543
TOTAL	2.816	(27,8)	3.902	0,9	3.867

Por lo que respecta al negocio internacional, los gastos de explotación incluyen un importante esfuerzo de mejoras de eficiencia que se están alcanzando en todas las compañías participadas por ENDESA en Iberoamérica, que están permitiendo compensar los efectos de la actual situación económica en la región.

A continuación se presenta la evolución de los principales parámetros contenidos en los gastos de explotación del negocio eléctrico europeo para el año 2002 (cifras en millones de euros):

	2002
Aprovisionamientos	1.334
Compras energía	530
Consum.mat. prim.	718
Gastos transporte de energía	86
Gastos de personal	79
Dot. Amortización	113
Var. Prov. de tráfico	1
Otros gastos de explotación	83
TOTAL	1.610

A continuación se presenta la evolución de los principales parámetros de los gastos de explotación de otros negocios, que se han reducido en el año 2002 un 48,3% con respecto al año anterior (cifras en millones de euros):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Aprovisionamientos	157	(49,5)	311	(57,1)	198
Compras energía	-	(100,0)	13	8,3	12
Consum.mat. prim.	138	(45,0)	251	61,9	155
Gastos transporte de energía	19	(59,6)	47	51,6	31
Gastos de personal	30	(34,8)	46	39,4	33
Dot. Amortización	42	(40,9)	71	54,4	46
Var. Prov. de tráfico	3	(76,9)	13	30,0	10
Otros gastos de explotación	54	(51,8)	112	62,3	69
TOTAL	286	(48,3)	553	55,3	356

IV.2.3.2. DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES INPUTS

Los principales *inputs* utilizados por el Grupo ENDESA en su actividad empresarial son (i) el carbón obtenido en sus propias explotaciones mineras (véase en este mismo *Capítulo el apartado 2.2.1*) y el carbón y otros combustibles adquiridos a terceros.

En el año 2002, ENDESA adquirió para el consumo de sus centrales en España 11,7 millones de toneladas de carbón de producción nacional, incluida producción propia, 10,1 millones de toneladas de hulla de importación y coque de petróleo, 2,5 millones de toneladas de combustibles líquidos y 1.007 millones de m³ de gas natural.

Cabe indicar que las cifras relativas al año 2001 incluyen bs suministros a las centrales de Viesgo Generación, que no están contempladas en las compras del año 2002.

Compras de carbón

El ejercicio 2002 se caracterizó por una baja hidraulicidad que favoreció una mayor utilización de las centrales de carbón y de fuel-gas. En las primeras, la mayor producción se realizó incrementando el consumo de carbón importado y coque de petróleo; en las segundas, mediante un mayor consumo de gas, que se vio además incrementando por la puesta en marcha de las centrales de ciclo combinado de Besós y San Roque. El suministro de carbón nacional de 2002 fue aproximadamente el mismo que el del año anterior. No se produjeron reducciones de actividad en las empresas acogidas al Plan de Futuro de la Minería del Carbón. Por lo que se refiere a los precios, fueron ligeramente menores que los del año precedente debido a la evolución del mercado internacional. En cuanto al suministro de carbón importado, fue ligeramente mayor que el de 2001, fundamentalmente por el incremento del consumo de las centrales de Compostilla, Teruel y Puentes. En el año 2002 un 26% del tonelaje consumido por las centrales de ENDESA fue producido por las minas propias.

El cuadro siguiente muestra la evolución de los suministros a ENDESA Generación, incluyendo la producción propia de carbón (en miles de toneladas):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Carbón nacional	11.678	(14,7)	13.692	(5,5)	14.492
Carbón importación	10.143	4,0	9.757	(4,2)	11.040
Combustible líquido	2.466	4,2	2.367	4,0	2.250

Entre las actuaciones llevadas a cabo en 2002 en materia de aprovisionamiento de combustibles, cabe destacar la desinversión parcial de la participación que Carboex mantenía en Arch Coal Inc.

Por otro lado, se comenzaron a gestionar los suministros de carbón a la central térmica Monfalcone, de ENDESA Italia, negociándose un contrato para la utilización del puerto de Koper en Eslovenia como base logística para los suministros de 2003 y años siguientes.

Gas natural

La sociedad tiene suscrito un acuerdo a largo plazo con Gas Natural SDG por el que se ha asegurado un suministro fiable, en condiciones y precios competitivos, de una parte significativa del gas natural necesario para su programa de construcción de nueva potencia en ciclos combinados. Bajo dicho contrato, ENDESA compra a Gas Natural SDG un volumen mínimo anual de gas, pudiendo vender a terceros la parte no consumida.

ENDESA participó también en el año 2001 en la subasta realizada del 25% del gas natural que provee la compañía argelina Sonatrach obteniendo, conforme a ello, aproximadamente un 4,5% del volumen total de gas objeto de la subasta.

Por lo que respecta al gas, se inició el suministro a los ciclos combinados de San Roque y Besós y continuaron las importaciones de gas natural líquido (GNL) para actividades de comercialización de ENDESA Energía. Por último, cabe subrayar que comenzó la ejecución de las inversiones logísticas de combustible líquido para las centrales mediterráneas, con objeto de asegurar y diversificar el suministro de combustible de las mismas.

El cuadro siguiente muestra la evolución de los suministros de gas natural (en millones de m3):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Gas natural	1.007	23,4	816	40,4	581

Combustible nuclear

El combustible utilizado en las centrales nucleares en las que participa ENDESA es uranio enriquecido, el cual es adquirido en su totalidad a la Empresa Nacional del Uranio, S.A. (ENUSA), una sociedad participada en un 60% por SEPI y en un 40% por el CIEMAT. ENUSA cubre sus necesidades de uranio parcialmente con sus propias minas en España y el resto a través de contratos de suministro a largo plazo con diversos productores extranjeros. ENUSA también tiene contratos con varias plantas de enriquecimiento de uranio situadas en el extranjero. ENDESA es de la opinión, de que ENUSA es capaz de hacer frente a la demanda de todas las centrales nucleares operativas en España a lo largo de toda su vida útil.

Otra compañía pública, Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. (ENRESA) es responsable exclusivo del desmantelamiento de las centrales nucleares y asume la responsabilidad del tratamiento y eliminación de los residuos radioactivos. ENRESA se financia a través de un porcentaje específico que se detrae de las tarifas cobradas por todas las empresas eléctricas a los consumidores. Los residuos radioactivos de las centrales nucleares de ENDESA son almacenados temporalmente en depósitos construidos para esta finalidad en cada central. Dada la corta vida operativa de las centrales nucleares, la cantidad de residuos radioactivos es pequeña y ENDESA entiende que la capacidad de almacenamiento es suficiente para cubrir las necesidades futuras previsibles.

ENDESA y ENRESA han suscrito un contrato que define las responsabilidades de los operadores de todas sus centrales nucleares en España con relación al almacenamiento de residuos radioactivos. De acuerdo con los términos de ese contrato, ENDESA es responsable de cualquier incidente que pudiera

ocurrir con respecto a los residuos radioactivos depositados en sus centrales nucleares. Una vez que los residuos son transportados fuera de la central nuclear, la responsabilidad corresponde a ENRESA, hasta que son definitivamente almacenados, en cuyo momento la responsabilidad es asumida por el Estado. La responsabilidad de ENDESA por el almacenamiento de residuos nucleares, en los términos descritos, está, actualmente, cubierta por un seguro.

Las operaciones de todas las centrales nucleares en España son reguladas y supervisadas por el Consejo de Seguridad Nuclear, entidad pública que depende directamente del Congreso, con facultades en lo que respecta a la autorización para la construcción, el licenciamiento y seguridad de las centrales nucleares y somete a dichas instalaciones a un proceso continuo de inspección.

El Derecho español limita la responsabilidad de los propietarios de centrales nucleares por accidentes nucleares. Estos límites coinciden con los principios establecidos en los tratados internacionales ratificados por España (Convenios de París y Bruselas). Así se establece que el propietario de cada unidad en una central nuclear únicamente responde hasta una cantidad de 150 millones de euros, para eventuales reclamaciones que resulten de un único accidente nuclear. En consecuencia, en cumplimiento de las disposiciones legales en vigor en España y ajustándose a lo dispuesto por la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, ENDESA tiene asegurados los riesgos a terceros por accidente nuclear que puedan surgir en la explotación de sus centrales, hasta 150 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 y de un seguro de avería de maquinaria, con un límite máximo de cobertura de 700 millones de euros para cada central.

IV.2.3. MERCADOS DE LAS LÍNEAS DE ACTIVIDAD

El sector eléctrico español está integrado fundamentalmente por cinco grupos que producen y distribuyen, aproximadamente, el 90% de la electricidad consumida en España, cuyas cabeceras son: Iberdrola, S.A, Unión Eléctrica Fenosa, S.A., Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., Electra de Viesgo, S.L. y ENDESA, S.A.

La Ley del Sector Eléctrico establece un mercado competitivo con libre entrada para todos los agentes interesados. La remuneración de los generadores no estará basada en sus costes estándares, sino en los precios resultantes del mercado. La Ley define una actividad separada de comercialización, basada en la libre elección de suministrador por parte de los consumidores cualificados. El transporte y la distribución se mantienen como actividades reguladas, cuyas retribuciones serán establecidas por la Administración; se establece el principio de acceso de terceros a la red, con lo que la propiedad de la red no garantizará su uso exclusivo.

De acuerdo con la mencionada Ley, los generadores venden su energía a través del mercado de producción de energía eléctrica. El orden de entrada en funcionamiento de las distintas instalaciones hasta cubrir la demanda se establece en función de los precios que ofertan. El precio de la energía eléctrica durante cada periodo horario se calcula a partir de la última oferta necesaria para satisfacer la demanda en ese periodo. Aunque la liberalización del sector eléctrico español es más agresiva y rápida que la de la práctica totalidad de los países de la Unión Europea, el Gobierno ha adoptado sucesivas medidas para acelerar aún más dicho proceso (véase en este mismo *Capítulo el apartado 1.3.*) de manera que, en la actualidad, todos los consumidores y generadores tienen libre acceso a las redes de transporte y distribución, tras el pago de las correspondientes tarifas y peajes, establecidas por la Administración.

A continuación se comparan magnitudes y ratios de ENDESA con otras compañías eléctricas, al 31 de diciembre de 2002:

EMPRESA	CIFRA NEGOCIO (MM/EUROS)	RDO.NETO (MM/EUROS)	TOTAL ACTIVO (MM/EUROS)	RDO. NETO / / C.NEGOCIO (%)	RDO. NETO / / ACTIVO (%)
ENDESA	16.739	1.270	48.176	7,59	2,64
Iberdrola	9.594	963	23.632	10,03	4,07
Unión Fenosa	5.831	345	15.779	5,92	2,19
RWE	46.633	1.050	100.273	2,25	1,05
E.ON	37.059	2.777	113.065	7,49	2,46
ENEL	31.219	2.008	67.937	6,43	2,96
Suez	46.090	(863)	84.150	(1,87)	(1,03)
Duke Energy	14.923	985	58.085	6,60	1,70
Aes	8.224	(3.343)	32.180	(40,65)	(10,39)

Elaboración propia

IV.3. CIRCUNSTANCIAS CONDICIONANTES

IV.3.1. GRADO DE ESTACIONALIDAD DEL NEGOCIO O NEGOCIOS DEL EMISOR

La producción y venta de energía eléctrica, sus costes e inclusive sus resultados, está afectada por factores cíclicos de ritmos de consumo y producción y el nivel de actividad industrial y económica, así como también por factores estacionales de naturaleza climática, tiempo frío o caluroso, y por el régimen de lluvias. Estos factores estacionales a veces pueden tener una incidencia en el volumen de los ingresos y resultados trimestrales y semestrales dentro de un mismo año, que no tienen por qué ser homogéneos. No obstante, en conjunto, el negocio de ENDESA no sufre variaciones significativas a lo largo de los años.

IV.3.2 EVOLUCION DE LOS TIPOS DE CAMBIO

Como consecuencia de su estrategia de internacionalización, ENDESA ha realizado inversiones en el exterior, principalmente en Latinoamérica, que han supuesto la incorporación de activos en divisas al balance consolidado de ENDESA, a través de la consolidación global de las sociedades controladas, de manera que el valor en euros de los referidos activos varía en función de la fluctuación de esta moneda respecto de las monedas locales.

En los países en los que opera ENDESA, la variación más significativa en el cambio de la moneda nacional con respecto al dólar y al euro fue la del peso argentino, que pasó de una paridad de 1 peso – 1 dólar a 31 de diciembre de 2001, a 3,37 pesos por dólar a 31 de diciembre de 2002, lo que supone una devaluación del 70,3%. Dado que la empresa cerró las cuentas del ejercicio 2001 aplicando un cambio de 1,7 pesos por dólar, el efecto en las cuentas del ejercicio 2002 corresponde a una devaluación del 49,6%. Del resto de las monedas de los países en los que estamos presentes, destaca la devaluación del 34,3% del real brasileño con respecto al dólar.

La devaluación respecto del dólar tiene un impacto negativo sobre los estados financieros en monedas locales de las compañías participadas por ENDESA en los países citados, ya que aumenta el importe de la deuda en dólares y genera una diferencia negativa de cambio en la cuenta de resultados; por otra parte, la devaluación respecto del euro repercute sobre los estados financieros consolidados de ENDESA, al reducirse el valor de los fondos propios de las filiales de estos países medidos en euros. Los efectos anteriormente citados tuvieron un impacto negativo de 392 millones de euros sobre el epígrafe de "Diferencias de conversión" de los fondos propios de ENDESA en el ejercicio 2002, y 67 millones de euros sobre el epígrafe "Diferencias de cambio" de la cuenta de resultados.

Al cierre del ejercicio 2002, el importe formalizado de las operaciones de cobertura de tipo de cambio asciende a 2.514 millones de euros. Además, International Endesa, B.V. tiene formalizadas permutas de divisa por 1.896 millones de euros (Véase más detalle en Capítulo V. Apartado 1.1.4.F)

IV.3.3 PATENTES Y MARCAS

El ejercicio por ENDESA de su actividad principal, no se ve afectado por la existencia de patentes y marcas. No obstante, se realizan las acciones tendentes a la defensa de los activos que integran su propiedad industrial.

IV.3.4. POLÍTICA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

En 2002, ENDESA ha intensificado las actuaciones de I+D encaminadas a garantizar la adecuación de sus instalaciones térmicas a la normativa comunitaria de grandes instalaciones de combustión. Los resultados de los diversos proyectos en curso se hallan en línea con el calendario de los objetivos marcados, especialmente en relación con la reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno, y se han conseguido mediante una adecuada optimización de los recursos invertidos.

El programa de pilas de combustible iniciado con Electric Power Research Institute (EPRI), cuyo objetivo es realizar una demostración de las prestaciones de una pila de polímeros para aplicaciones de calidad de suministro, siguió su curso a lo largo del ejercicio.

En línea con las grandes prioridades establecidas por la Comisión Europea en el campo de la investigación relacionada con la energía, ENDESA participa en proyectos relativos a hidrógeno y CO₂. En el caso del hidrógeno, participa en un proyecto que intenta validar y evaluar la generación de hidrógeno a partir de energía eólica y su utilización como vector energético, integrando sistemas de almacenamiento y pilas de combustible, con el objetivo de obtener un sistema energético autosuficiente.

En el caso del CO₂, se han iniciado trabajos relacionados con las tecnologías destinadas a su captura, confinamiento y uso industrial, con el objetivo de evaluar el "estado del arte" de estas tecnologías y posibles soluciones de futuro para su aplicación a instalaciones convencionales.

El Grupo considera inversiones medioambientales las realizadas en elementos cuyo objeto es ser utilizados de forma duradera para la minimización del impacto medio ambiental y la protección del medio ambiente. Las principales inversiones medioambientales se han destinado a la reducción y control de emisiones, el tratamiento de aguas y posterior vertido. Estas inversiones se concretan en instalaciones de desulfuración, plantas de tratamiento de aguas, emisarios submarinos, central de lecho fluido, soterramiento de líneas en las instalaciones de transporte y distribución, y otras actuaciones cuyo objeto es la minimización del impacto ambiental.

Al 31 de diciembre de 2002 el importe de estas inversiones medioambientales incluidas en el activo del balance de situación consolidado asciende a 723 millones de euros y la amortización acumulada a 330 millones de euros. Los gastos medioambientales han ascendido en el ejercicio 2002 a 75 millones de euros y los de investigación y desarrollo a 11 millones de euros.

IV.3.5. LITIGIOS O ARBITRAJES

No, existen reclamaciones, demandas, juicios o litigios contra ENDESA o empresas de su Grupo, que por su cuantía afecten al equilibrio patrimonial o a la solvencia de la Sociedad o del Grupo en su conjunto.

Al 31 de diciembre de 2002, ENDESA tiene dotada una provisión por importe de 621 millones de euros correspondientes a litigios pendientes de resolución y reclamaciones de terceros, y de 215 millones de euros correspondientes al importe estimado para hacer frente a responsabilidades probables o ciertas, nacidas de indemnizaciones u obligaciones pendientes y riesgos fiscales de cuantía indeterminada.

Dos accionistas de ENHER, con un total de 48.278 acciones, representativas de un 0,07% de su capital social, han impugnado la totalidad de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de dicha sociedad de 22 de abril de 1998, y específicamente los acuerdos relativos a la fusión de ENDESA con sus antiguas filiales eléctricas españolas, entre la que se encontraba ENHER, al no estar conformes con la valoración del patrimonio de ENHER. Dicha impugnación ha sido desestimada en primera instancia, habiéndose presentado recurso de apelación por parte de los demandantes.

El 30 de mayo de 2000, Pérez Companc, S.A. y PCI Power Edesur Holding Limited iniciaron una acción contra Endesa Chile, Chilectra y Enersis ante la Corte Internacional de Arbitraje de París solicitando el reconocimiento de su derecho a nominar ambos un consejero y un consejero suplente adicional a los que ya tenía derecho a nombrar, y solicitando la determinación de que Pérez Companc

y el Grupo Enersis podrían cada uno tener un número igual de consejeros en Distrilec Inversora. Endesa Chile, Chilectra y Enersis han contestado a la referida acción. El día 2 de septiembre de 2002 el Tribunal Arbitral dictó laudo notificado el siguiente 12 de septiembre. Este laudo fue objeto de recurso de nulidad en Uruguay, país sede del arbitraje presentado por Endesa Chile, Chilectra y Enersis. Este recurso ha paralizado la ejecución del laudo y tiene por objeto declarar nulo el laudo antes citado. Enersis y Chilectra interpusieron recurso de nulidad contra el laudo dictado por el Tribunal Arbitral ante la jurisdicción de Uruguay. El 18 de junio de 2003 el Tribunal de Montevideo dictó sentencia rechazando dicho recurso. Esto significa que la sentencia es firme y ejecutable en Argentina, por lo que se mantendrá la igualdad en la composición del Directorio de Distrilec Inversora entre los Grupos Enersis y Pérez Companc.

En el pasado ejercicio 2002, EDF International interpuso demanda de arbitraje ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional contra Endesa internacional, Repsol YPF, S.A. e YPF, S.A. en la que solicita se condene a la primera a que pague a EDF International, la suma de 256 millones de US\$ más intereses y al Grupo REPSOL YPF la suma de 69 millones de US\$ más intereses. Esta demanda fue contestada por Endesa Internacional, S.A., REPSOL YPF, S.A. e YPF, S.A. presentando asimismo demanda reconvenzional solicitando que EDF International pague a Endesa Internacional la suma de 57,875 millones US\$ y a YPF, S.A. la suma de 13,85 millones de US\$. Este contencioso tiene su origen en la venta al grupo francés EDF de las participaciones de YPF, S.A. y Endesa Internacional en las sociedades argentinas EASA Y EDENOR. En opinión de los asesores jurídicos externos se trata de una demanda manifiestamente carente de fundamento.

En Abril de 2003, CELG presentó una demanda judicial contra Cachoeira Dourada y ANEEL reclamando la nulidad del contrato de venta de energía firmado con Cachoeira Dourada en 1998, alegando, entre otras cosas, que el contrato es extremadamente oneroso y perjudicial para la estabilidad financiera de CELG, causándole presuntos perjuicios de aproximadamente \$250 millones, entre 1997 y 2003. CELG obtuvo una medida cautelar que suspendió provisionalmente los efectos del contrato y autoriza a CELG a cesar en los pagos, también de manera provisional, de las cantidades contractualmente debidas a Cachoeira Dourada, que corresponden al precio de venta de la energía. Cachoeira Dourada y ANEEL presentaron sus defensas y argumentos legales contra la decisión de suspender el contrato. Todas las partes involucradas están esperando que el juez decida si confirma o no su decisión preliminar de suspender los efectos del contrato. Si el juez confirma su decisión, Cachoeira y ANEEL tendrán la oportunidad de apelar ante la autoridad judicial correspondiente. Cachoeira Dourada y sus abogados consideran que existen altas probabilidades de obtener una decisión final favorable.

Las Comunidades Autónomas de Baleares y Canarias han impuesto a Gas y Electricidad II, S.A. y a Unión Eléctrica de Canarias I, S.A., sociedades participadas indirectamente por Endesa sendas sanciones de 601.012 euros cada una por entender, respectivamente, que la primera había conservado inadecuadamente sus instalaciones de generación en Mallorca, y la segunda, con motivo de un incidente conocido como "cero eléctrico", había interrumpido el suministro a un importante número de usuarios en Tenerife sin justificación. Ambas sociedades han interpuesto ante los respectivos Tribunales Superiores de Justicia recursos contencioso-administrativos contra dichas sanciones, de la que ya se han evacuado los trámites de demanda, habiendo sido ésta contestada en el procedimiento correspondiente a Gas y Electricidad II, S.A. Asimismo, la Comunidad Autónoma de Cataluña impuso a Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A., con motivo de los incidentes en el suministro producidos en esa Comunidad a mediados de diciembre de 2001, tres sanciones por valor conjunto de 6.010.121,05 euros, que han sido objeto de recurso contencioso-administrativo ante el Tribunal Superior de Justicia de Cataluña. Con fecha 7 de mayo de 2002 el Tribunal ha notificado la suspensión cautelar de dichas sanciones.

Las sociedades del Grupo tienen abierto a comprobación inspectora, con carácter general, los diferentes impuestos que les son de aplicación por los cuatro últimos ejercicios. A 31 de diciembre de 2002, las cuentas anuales consolidadas incluyen una provisión que los administradores consideran razonable para cubrir todos los pasivos derivados de los litigios tributarios existentes a dicha fecha.

Los litigios de naturaleza tributaria más significativos son los siguientes:

a) Hasta 31 de diciembre de 1996, ENDESA y sus filiales tributaban por el Impuesto sobre Sociedades dentro del Grupo Consolidado Fiscal cuya sociedad dominante es la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI). La Ley del Impuesto sobre Sociedades establece que las sociedades que abandonan el Grupo asumen el derecho a aplicar las deducciones pendientes de utilización por el Grupo en la medida en que hayan contribuido a su generación. Por ello, la Inspección Financiera y Tributaria incoó Actas a ENDESA y UNELCO reconociendo el derecho de estas sociedades a aplicar en los ejercicios 1997 y siguientes las deducciones por inversiones que generaron durante los ejercicios 1992 a 1996. Sin embargo, con posterioridad, y como consecuencia de las comprobaciones inspectoras realizadas a SEPI, la Inspección Financiera y Tributaria aplicó, en el Acta incoada al Grupo SEPI correspondiente al ejercicio 1996, parte o la totalidad de las deducciones generadas en los ejercicios 1992 a 1996 por las sociedades del Grupo ENDESA. Con fecha 14 de junio de 2001, el Secretario de Estado de Hacienda dictó sendas Resoluciones declarando lesivas las Actas incoadas a ENDESA y UNELCO que reconocían el derecho de estas entidades a la aplicación de las deducciones que estas entidades generaron en los años mencionados. Los procedimientos contencioso - administrativos derivados de las citadas Resoluciones están planteados ante la Audiencia Nacional. Por otro lado, la Inspección Financiera y Tributaria ha incoado Actas a ENDESA en las que rechaza el derecho de ENDESA a aplicar las deducciones generadas en los ejercicios 1992 a 1996. Dichas Actas están impugnadas ante el Tribunal Económico - Administrativo Central.

b) Determinados Ayuntamientos están liquidando a Endesa Energía, S.A., a pesar de no ser titular de redes de distribución eléctrica, el pago de la tasa de vuelo, suelo y subsuelo por la ocupación del dominio público local por parte de dichas redes. Existen pronunciamientos judiciales contradictorios por parte de los distintos Tribunales Superiores de Justicia sobre la procedencia de dichas liquidaciones, por lo que la decisión final corresponderá a Tribunal Supremo.

IV.3.6. INTERRUPCIONES DE LA ACTIVIDAD

Las actividades realizadas por ENDESA se han desarrollado normalmente sin que se haya producido circunstancia alguna que interrumpiese las mismas.

IV.3.7. EVOLUCION ECONOMICA EN LATINOAMERICA

Una parte significativa del negocio de ENDESA se desarrolla en Latinoamérica, por lo que la evolución de las condiciones económicas y políticas de dichos países tiene influencia en los resultados de ENDESA.

En concreto, las fuertes devaluaciones del peso argentino y del real brasileño, así como las condiciones macroeconómicas imperantes en la región, pudieran repercutir en los negocios, condiciones financieras y resultados de las operaciones de las filiales argentinas y brasileñas.

Como es habitual, gran parte del endeudamiento financiero de Enersis y Endesa Chile contiene cláusulas de incumplimiento cruzado ("cross default") en relación con sus sociedades filiales, de forma que si una filial de Enersis o Endesa Chile incurriera en incumplimiento de sus obligaciones de pago u otros compromisos, en determinadas circunstancias, dicha situación podría desencadenar el vencimiento anticipado de una parte significativa del endeudamiento de Enersis y Endesa Chile. Por el contrario, la deuda financiera de ENDESA no contiene ningún tipo de cláusulas de incumplimiento cruzado en relación con sus filiales latinoamericanas. A la fecha de registro del presente Folleto, no se ha producido por parte de filiales de Enersis o Endesa Chile, el incumplimiento de obligaciones que hayan desencadenado vencimientos anticipados de deuda.

IV.4. INFORMACION LABORAL

IV.4.1. PLANTILLA MEDIA

A 31 de diciembre del 2002, la plantilla total de ENDESA ascendía a 26.354 empleados. La plantilla del Grupo ENDESA en España ha pasado, en el transcurso del ejercicio, de 14.745 a 14.020 empleados,

con una reducción del 4,9%. Como consecuencia de la desinversión de Viesgo, culminada en enero de 2002, se ha dejado de computar la plantilla de la misma, por razones de homogeneidad, en toda la serie histórica reflejada en el cuadro adjunto. En el ámbito internacional, la plantilla ha pasado de 10.617 empleados en el año 2001 a 12.334 empleados en el año 2002. Este incremento se debe fundamentalmente a la incorporación de la plantilla de ENDESA Italia, que consolida por primera vez en ENDESA desde el pasado ejercicio como consecuencia de la adquisición de hasta un 51 % de su capital social. Por el contrario, la plantilla del negocio internacional ha dejado de incorporar la relativa a la compañía de telefonía móvil Smartcom, cuyos datos no se consolidan desde 2002.

La tabla que figura a continuación muestra la evolución de la plantilla de ENDESA en los últimos tres años:

PLANTILLA FINAL	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Negocio en España	14.020	(4,9)	14.745	(14,6)	17.274
Negocio eléctrico internacional	12.334	16,2	10.617	(5,0)	11.170
Neg. Diversificación internacional	--	--	647	4,7	618
TOTAL	26.354	1,3	26.009	(10,5)	29.062

PLANTILLA MEDIA	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Negocio en España	14.221	(10,5)	15.891	(10,4)	17.734
Negocio eléctrico internacional	12.307	13,5	10.843	(13,1)	12.481
Neg. Diversificación internacional	--	--	655	111,3	310
TOTAL	26.528	(3,1)	27.389	(10,3)	30.525

La evolución de los gastos de personal en los últimos tres años es como figura en el cuadro siguiente (cifras en millones de euros):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Gastos de personal	1.251	(6,1)	1.332	(2,2)	1.362

IV.4.2. NEGOCIACIÓN COLECTIVA

A lo largo del año 2002, se avanzó en el desarrollo del I Convenio Marco en materia de estructura retributiva, con el reparto del fondo de homogenización. En el mes de octubre, los sindicatos procedieron a la denuncia del Convenio, vigente durante los años 2000 y 2001, iniciándose un nuevo proceso negociador para la firma del II Convenio Marco del Grupo ENDESA. Por otro lado, durante el año 2002, ENDESA ha mantenido su tradicional política de diálogo y concertación social. Ha alcanzado con los interlocutores sociales el Segundo Acuerdo Complementario de Reordenación Societaria y Reorganización Empresarial, por el que se regulan los derechos y garantías de los trabajadores afectados por el proceso de integración de las compañías distribuidoras de ámbito territorial en España, complementando y desarrollando los Acuerdos de Reordenación Societaria y Reorganización Empresarial de 27 de Abril y 29 de Diciembre de 1999.

Cabe también destacar la firma del Protocolo por el que se institucionaliza la interlocución internacional entre la Alta Dirección y la Representación Social de ENDESA, que estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2003, y la firma de la Prórroga del Protocolo por el que se Institucionaliza la Interlocución entre la Alta Dirección y la Representación Social de ENDESA. Por último, en 2003 se han celebrado las primeras elecciones sindicales de carácter general tras la implantación del nuevo modelo organizativo y societario.

En Italia, en junio de 2001 Confindustria firmó la negociación colectiva para el sector eléctrico italiano, siendo de aplicación de ENDESA Italia. En los aspectos económicos, el referido acuerdo tiene vigor hasta junio de 2003 mientras que, para los demás aspectos, su vigencia es hasta junio de 2005.

En Chile, el convenio colectivo de Enersis tiene vigencia hasta diciembre de 2003, el de Chilectra hasta diciembre de 2004, y el de Endesa Chile hasta mayo de 2004. En Argentina, Edesur cuenta con dos convenios colectivos con vencimientos en abril y octubre de 2005. En Brasil, el convenio colectivo de Coelce termina en octubre de 2004, los de Cachoeira Dourada en mayo de 2003 y 2004, y los de Cerj en octubre y noviembre de 2004. En Colombia, el convenio de Codensa y Emgesa termina en diciembre de 2003. Finalmente, en Perú los convenios de Edelnor vencen en noviembre y diciembre de 2005.

IV.4.3. VENTAJAS AL PERSONAL

En el ejercicio 2002, ha concluido el proceso de exteriorización de los compromisos por pensiones de ENDESA en España, cumpliendo el plazo legal que finalizaba el 16 de noviembre de 2002. A 31 de diciembre de 2002, estos compromisos ascendían a 3.216 millones de euros, de los que 1.758 millones corresponden a Planes de Pensiones, 1.039 millones a compromisos con personal activo y pasivo instrumentados mediante póliza de seguro y 419 millones de euros a Expedientes de Regularización de Empleo. Se ha alcanzado un acuerdo con los representantes sindicales para la formalización de un Plan de Pensiones de Promoción Conjunta para ENDESA, a cuyo término se producirá la integración en un solo Plan de los 21 Planes de Pensiones existentes en el conjunto de las empresas participadas en España.

Además, dependiendo de los distintos convenios, existen otro tipo de beneficios sociales como asistencia sanitaria, seguros de vida, ayuda escolar, y energía eléctrica.

A 31 de diciembre de 2002 ENDESA tiene dotada una provisión por importe de 4.221 millones de euros, de los que 332 millones de euros corresponden a pensiones y 2.374 millones de euros corresponden a la cobertura para hacer frente a las obligaciones futuras (excepto complementos de pensiones), derivados de los planes de reestructuración. Este importe recoge fundamentalmente el coste estimado de los expedientes de regulación de empleo aprobados en España que afectan a los empleados que alcancen los 50 años hasta el 2005 y que tengan más de 10 años de antigüedad. Al 31 de diciembre de 2002 se encuentran acogidos a dichos planes 7.800 personas, quedando 4.517 empleados pendientes de incorporación.

Del resto del saldo, 302 millones de euros corresponden a la cobertura de gastos futuros derivados de reparaciones extraordinarias y de la reestructuración de instalaciones, 232 millones de euros al pasivo devengado por los beneficios sociales del personal, 621 millones de euros a litigios pendientes de resolución y reclamaciones de terceros, y 145 millones de euros para cubrir el riesgo directo e indirecto por las inversiones realizadas y los préstamos concedidos a sociedades argentinas. Los 215 millones de euros restantes corresponden al importe estimado para hacer frente a responsabilidades probables o ciertas, nacidas de indemnizaciones u obligaciones pendientes y riesgos fiscales de cuantía indeterminada.

IV.5. POLITICA DE INVERSIONES

Los recursos generados en el ejercicio 2002 ascendieron a 4.285 millones de euros, y junto con los obtenidos mediante desinversiones, por importe de 1.889 millones de euros, permitieron financiar, entre otros aspectos, las inversiones por importe de 3.963 millones de euros. A continuación, se detallan las inversiones realizadas durante los ejercicios 2000, 2001 y 2002 (cifras expresadas en millones de euros):

INVERSION	2002	2001	2000
Adquisición participaciones en sociedades consolidadas	127	12	1.151
Recompra de acciones en filiales	-	-	204

Inversiones financieras	1.366	2.890	672
Inversiones materiales	2.372	2.403	1.972
Inversiones inmateriales	98	141	115
TOTAL	3.963	5.446	4.113

Como consecuencia de la política de contención de inversiones aplicada por ENDESA con el objetivo de reducir el endeudamiento en el marco de su Plan Estratégico 2002-2006, las inversiones totales de 2002, si no se incluye la financiación del déficit tarifario y de las compensaciones de extrapeninsulares, se reducen en un 40,2% respecto de 2001. Aun incluyendo la financiación de este déficit, la inversión total experimenta una reducción del 27,2%.

IV.5.1. INVERSIONES MATERIALES

El desglose de las inversiones materiales realizadas en los ejercicios 2000, 2001 y 2002 es el siguiente (cifras en millones de euros):

2000	TOTAL	NACIONAL	INTERNACIONAL
Generación	708	373	334
Distribución	1.025	550	475
Otros	240	200	40
TOTAL	1.972	1.123	849

2001	TOTAL	NACIONAL	INTERNACIONAL	TELECOM. Y OTROS
Generación	797	555	242	-
Distribución	1.281	591	690	-
Otros	325	65	46	214
TOTAL	2.403	1.211	978	214

2002	TOTAL	NACIONAL	EUROPA	LATINOAMERICA	OTROS
Generación	1.121	604	241	276	-
Distribución	1.060	658	-	402	-
Otros	191	88	4	32	67
TOTAL	2.372	1.350	245	710	67

En el año 2001, ENDESA invirtió 1.211 millones de euros en el negocio eléctrico español, lo que supone alrededor del 58% de la inversión total estimada del conjunto del sector en el ejercicio. De esta cantidad, 591 millones de euros, es decir, el 48,8%, se destinaron al negocio de distribución para extender y mejorar el suministro. Este importe representa en torno al 64% de la inversión estimada que el conjunto del sector realizó en el negocio de distribución en el año 2001. Por otro lado, la empresa dedicó 555 millones de euros a incrementar la capacidad de generación, en especial a la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado.

Como consecuencia de la política de contención de inversiones aplicada por ENDESA con el objetivo de reducir el endeudamiento en el marco de su Plan Estratégico 2002-2006, las inversiones materiales de 2002 ascendieron a 2.372 millones de euros. Cabe destacar que la significativa contención del esfuerzo inversor en su conjunto, antes mencionada, no afectó a las inversiones materiales en el negocio eléctrico español.

En particular, las inversiones en instalaciones de distribución en España en el año 2002 se situaron en 658 millones de euros, lo que supone el 48,7% de la inversión material realizada por ENDESA en el conjunto del negocio eléctrico español y un incremento del 11,3% respecto de 2001. Por otra parte, las inversiones de generación en España, que ascendieron a 604 millones de euros, se concentraron especialmente en el desarrollo de las nuevas centrales de ciclo combinado.

IV.5.2. INVERSIONES FINANCIERAS

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2000 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

SOCIEDAD	TOTAL	NACIONAL	INTERNACIONAL
Integración Global:	1.151	78	1.073
Easa	55	55	-
Smartcom	422	-	422
Chilectra	367	-	367
Cerj	193	-	193
Chispas	46	-	46
Río Maipo	25	-	25
Coelce	11	-	11
Cemsa	8	-	8
Endesa Marketplace	5	5	-
Endesa Web Hogar	9	9	-
Endesa Net Factory	9	9	-
Recompra de acciones:	204	-	204
Edesur	156	-	156
Edegel	47	-	47
Participadas:	314	282	32
Auna	143	143	-
Retevisión	51	51	-
Menta	37	37	-
Madritel	13	13	-
DS2	14	14	-
Cabo Blanco	24	-	24
Otras	34	26	8
Créditos	358	278	80
TOTAL	2.026	638	1.388

En el ejercicio 2000 el importe de las adquisiciones de participaciones en sociedades consolidadas ha ascendido a 1.151 millones de euros, de los que 78 millones de euros corresponden a inversiones en España y 1.073 millones de euros a inversiones internacionales destacando, entre éstas últimas, la adquisición de Smartcom (422 millones de euros), y las OPAs lanzadas el pasado ejercicio sobre Chilectra (367 millones de euros) y Cerj (193 millones de euros).

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2001 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

2001	TOTAL	NACIONAL	INTERNACIONAL	TELECOM. Y OTROS
Integración global	12	-	12	-
Chilectra	9	-	9	-
Río Maipo	1	-	1	-
Cachoeira Dourada	2	-	2	-
Soc. Participadas	2.219	1.680	10	529
Endesa Holding Italia	999	999	-	-
Snet	452	452	-	-
Repsol-YPF	194	194	-	-
Teneguía Gestión Fin.	20	20	-	-
Auna	498	-	-	498
Euskaltel	10	-	-	10
Otras	46	15	10	21
Créditos	671	328	329	14
TOTAL	2.902	2.008	351	543

Entre las inversiones financieras del ejercicio 2001, que ascendieron a 2.902 millones de euros, destacan las adquisiciones del 45% de Eletrogen (ENDESA Italia), por 999 millones de euros, y del 30% de la generadoras francesa Snet por 452 millones de euros; la ampliación de capital de Auna suscrita por ENDESA, por importe de 498 millones de euros, de los que 171 millones de euros se desembolsaron mediante la cancelación de préstamos que se habían concedido previamente; y la adquisición adicional de acciones de Repsol-YPF por 194 millones de euros.

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2002 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

2002	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS
Integración Global:	127	-	-	127	-
ENDESA Holding Italia	-	-	-	127	-
Sociedades Participadas:	526	8	2	1	515
Auna, Op. Telecomunicaciones, S.A.	432	-	-	-	432
Smartcom, S.A.	57	-	-	-	57
Euskaltel	11	-	-	-	11
Otros	26	8	2	1	15
Créditos	840	781	53	-	6
TOTAL	1.493	789	55	128	521

En el año 2002 se realizaron inversiones financieras por importe de 1.493 millones de euros que incluyen parte de la financiación del déficit de las actividades reguladas y las compensaciones adicionales a los sistemas extrapeninsulares por importe de 706 millones de euros a recuperar en un plazo superior a un año y que se consideran contablemente como una inversión financiera. Del resto de las inversiones financieras, destacan las ampliaciones de capital suscritas en AUNA y Smartcom, por importe de 273 y 57 millones de euros, respectivamente, y la adquisición a Telecom Italia de un 2% adicional de AUNA, por 159 millones de euros. La adquisición de participaciones en sociedades consolidadas corresponde en su totalidad a la compra de un 5,7% adicional en ENDESA Italia.

IV.5.3. PRINCIPALES INVERSIONES PREVISTAS

Si bien el importe real de las inversiones futuras de ENDESA depende en la actualidad de factores que, por estar basados en hechos o perspectivas futuras, provocan su sujeción a incertidumbres o variaciones, la estrategia de ENDESA prevista para el período 2002-2006 contempla el desarrollo de un plan de inversiones por un importe total de 9.700 millones de euros, de los que 6.100 millones de euros corresponden a inversiones en mantenimiento y reposición de activos (véase más detalle en el *Capítulo VII, apartado VII.2*). El cuadro que figura a continuación muestra un detalle de las inversiones realizadas por ENDESA al 31 de marzo de 2003 (cifras en millones de euros):

	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS
Inv.Financiera	87	26	27	3	31
Inv. Inmaterial	4	2	1	-	1
Generación	223	82	88	53	-
Distribución	136	101	35	-	-
Otro inmovilizado	27	16	4	-	7
TOTAL	477	227	155	56	39

Al 31 de marzo de 2003, el importe correspondiente a inversiones financieras se desglosa como sigue (cifras en millones de euros):

	TOTAL	NEG.EL.NACIONAL	NEG.EL.LATAM	NEG.EL.EUROPA	OTROS
Soc.Participadas	29	-	-	-	29
Smartcom	25	-	-	-	25
Euskaltel	3	-	-	-	3
Otros	1	-	-	-	1
Créditos	58	26	27	3	2
TOTAL	87	26	27	3	31

CAPÍTULO V

EL PATRIMONIO, LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DEL EMISOR

V.1. INFORMACIÓN CONTABLE CONSOLIDADA

Para hacer comparables los estados financieros del Grupo es necesario tener en cuenta la incorporación de sociedades y los cambios del perímetro de consolidación que se describen en las cuentas anuales (ver Anexo II y Anexo III del presente Folleto).

V.1.1. CUADROS COMPARATIVOS DEL BALANCE Y CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADAS

V.1.1.1. CUADRO COMPARATIVO DEL BALANCE CONSOLIDADO A 31 DE DICIEMBRE

A continuación se detallan los Balances Consolidados del Grupo ENDESA correspondientes a los ejercicios económicos 2000, 2001 y 2002 (cifras en millones de euros):

	2002	2001	2000
ACTIVO			
ACCIONISTAS POR DESEMBOLSOS EXIGIDOS	-	-	1
INMOVILIZADO	35.792	37.858	36.852
Inmovilizaciones Inmateriales (1)	518	568	477
Inmovilizaciones Materiales	27.741	30.152	30.414
Inmovilizaciones Financieras	7.451	7.037	5.930
Acciones de la Sociedad Dominante	82	101	31
FONDO COMERCIO DE CONSOLIDACION	4.970	5.543	4.935
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	538	663	681
ACTIVO CIRCULANTE	6.876	6.123	5.534
Accionistas por Desembolsos Exigidos	-	1	-
Existencias	763	732	780
Deudores	3.865	4.280	3.834
Inversiones Financieras Temporales	1.987	701	694
Tesorería	201	352	191
Ajustes por Periodificación	60	57	35
TOTAL ACTIVO	48.176	50.187	48.003
PASIVO			
FONDOS PROPIOS	8.043	8.656	8.638
Capital suscrito	1.271	1.271	1.271
Prima de emisión	1.376	1.376	1.376
Reservas	4.406	4.810	4.838
Resultado del Ejercicio	1.270	1.479	1.407
Dividendo a cuenta Ejercicio	(280)	(280)	(254)
SOCIOS EXTERNOS	3.175	3.762	4.190
DIFERENCIA NEGATIVA DE CONSOLIDACION	13	29	31
INGRESOS DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	1.356	1.214	1.113
PROVISIONES RIESGOS Y GASTOS	4.221	4.216	5.370
ACREEDORES A LARGO PLAZO	19.786	22.700	19.188
ACREEDORES A CORTO PLAZO	11.582	9.610	9.473
TOTAL PASIVO	48.176	50.187	48.003

(1) Incluye gastos de establecimiento.

V.1.1.2. CUADRO COMPARATIVO DE CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADAS

A continuación se detallan las Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de ENDESA, correspondientes a los ejercicios económicos 2000, 2001 y 2002 (cifras en millones de euros):

	2002	2001	2000
INGRESOS DE EXPLOTACION	17.238	16.085	15.682
Importe Neto de la Cifra de Negocios	16.739	15.576	15.264
Trabajos Realizados para el Inmovilizado	320	330	220
Otros Ingresos de Explotación	179	179	198
GASTOS DE EXPLOTACION	13.656	12.910	12.621
Aprovisionamientos	9.425	8.338	7.819
Gastos de Personal	1.251	1.332	1.362
Dotaciones Amortización Inmovilizado	1.696	1.829	2.031
Variación Provisiones de Tráfico	2	109	218
Otros Gastos de Explotación	1.282	1.302	1.191
BENEFICIO DE EXPLOTACION	3.582	3.175	3.061
Ingresos Financieros	651	584	769
Gastos Financieros	2.285	2.306	1.912
RESULTADOS FINANCIEROS	(1.634)	(1.722)	(1.143)
Participación Beneficios Soc.P.Equivalencia	(93)	(118)	53
Amortización Fondo Comercio	(355)	(289)	(272)
RDO. ACTIVIDADES ORDINARIAS	1.500	1.046	1.699
Ingresos Extraordinarios	1.745	1.212	1.474
Gastos Extraordinarios	1.674	633	561
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	71	579	913
RDO. CONSOLIDADOS A.DE IMPUESTOS	1.571	1.625	2.612
Impuestos sobre Beneficios	437	88	618
RDO. CONSOLIDADO DEL EJERC.	1.134	1.537	1.994
Resultado Atribuido a la Minoría	(136)	58	587
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.270	1.479	1.407

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio de devengo. No obstante, siguiendo el criterio de prudencia, únicamente se contabilizan los beneficios realizados a la fecha de cierre del ejercicio, en tanto que los riesgos previsibles y las pérdidas, aún las eventuales, se contabilizan tan pronto son conocidas.

La imputación a resultados de los beneficios o pérdidas que se ponen de manifiesto a lo largo de la vida de los derivados y operaciones de cobertura, se realizan con el mismo criterio de imputación temporal que el empleado con los resultados producidos por la operación principal cuyo riesgo cubre. Para las operaciones no vencidas al cierre que no se consideran de cobertura, se realiza una valoración procediendo al registro de las minusvalías si las hubiera entre el precio de adquisición y el valor de mercado.

El impuesto de sociedades se registra como un gasto del ejercicio. Este gasto se determina en función del resultado antes de impuestos, aumentado o disminuido, por las diferencias permanentes. Las bonificaciones y deducciones se consideran como una minoración en la cuota del impuesto en el ejercicio definitivo en que son aplicadas. La diferencia entre el gasto y el pago se debe a diferencias temporales de imputación de gastos e ingresos que dan lugar a los impuestos anticipados o diferidos.

V.1.1.3. CUADRO COMPARATIVO FLUJOS DE CAJA

A continuación se recoge un cuadro comparativo de los Flujos de Caja de ENDESA de los ejercicios económicos 2000, 2001 y 2002 (cifras en millones de euros):

	2002	2001	2000
RECURSOS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES			
Beneficio Neto	1.270	1.479	1.407
Amortizaciones	2.416	2.118	2.303
Provisiones	904	431	136
Diferencias de Cambio	404	257	(289)
Enajenaciones de Inmovilizado	(1.123)	(665)	(677)
Subvenciones de Capital y Otros Ingresos	(87)	(80)	(80)
Resultado Atribuido a Minoritarios	(136)	58	587
Puesta en Equivalencia	133	150	44
Impuesto Diferido y Anticipado	440	(521)	(29)
Otros	64	120	(61)
TOTAL REC.PROCEDENTES OPERAC.	4.285	3.347	3.340
EFFECTO DEL CASH-FLOW POR INVERSIONES			
Accionistas por Desembolsos Exigidos	-	(1)	-
Existencias	(20)	48	(12)
Deudores	294	(446)	(423)
Acreedores	2.113	133	(963)
Ajustes por Periodificación	(16)	(18)	4
VARIACION DEL CAPITAL CIRCULANTE	2.371	(284)	(1.394)
CASH-FLOW GENERADO POR LAS OPERACIONES	6.656	3.063	1.946
EFFECTO DEL CASH-FLOW POR OPERAC. DE INVERSION			
Inmovilizado Material	(2.084)	(2.112)	(1.773)
Desinversiones	1.816	1.236	1.461
Capitalización de Intereses y Otros	(288)	(291)	(199)
Inmovilizado Financiero	(1.366)	(2.890)	(672)
Resto de Operaciones de Inmovilizado	(98)	(141)	(115)
CASH-FLOW POR INVERSIONES	(2.020)	(4.198)	(1.297)
CASH-FLOW POR OPERACIONES FINANCIERAS			
Otras Deudas	3.287	12.098	4.374
Dividendos Sociedad Dominante	(723)	(713)	(649)
Amortización Deuda a Largo Plazo	(2.126)	(7.778)	(3.400)
Traspos de Deuda a Corto Plazo	(3.969)	(1.238)	(1.027)
Subvenciones de Capital	309	303	198
Adquisición Sociedades Consolidadas	(127)	(12)	(1.151)
Otras Operaciones Financieras	(284)	(1.357)	(471)
CASH-FLOW EMPLEADO EN OPERACIONES FINANCIERAS	(3.633)	1.303	(2.126)
VARIACION NETA DE TESORERIA	1.003	168	(1.477)
Saldo al principio del año	1.053	885	2.281
Variaciones Efectivo por Incorporaciones	132	-	80
TESORERIA AL FINAL DEL EJERCICIO	2.188	1.053	885

En el año 2002 el cash-flow generado por las operaciones ascendió a 6.656 millones de euros, 4.285 millones de euros correspondientes a los recursos procedentes de las operaciones y 2.371 millones de euros, positivos, correspondientes a la variación del capital circulante. Los recursos utilizados para atender las inversiones por importe de 2.020 millones de euros, junto con el cash-flow empleado en operaciones financieras en el año 2002 por importe de 3.633 millones de euros, han provocado un aumento de la tesorería en 1.003 millones de euros desde 1.053 millones de euros a 2.188 millones de euros al principio y fin del año 2002 respectivamente. No obstante, el saldo de tesorería al cierre del ejercicio no es significativo ya que habría que añadir también el saldo en líneas de crédito disponible al 31 de diciembre de 2002 por importe de 2.083 millones de euros.

VI.1.4. COMENTARIOS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

El beneficio neto de ENDESA ascendió a 1.270 millones de euros en el ejercicio 2002, lo que representa una disminución del 14,1 % respecto del ejercicio 2001. El beneficio por acción experimentó la misma disminución, situándose en 1,20 euros.

Esta disminución del resultado neto se debe a la decisión tomada por la Sociedad de realizar saneamientos de activos y dotar provisiones para cubrir riesgos futuros por importe de 1.169 millones de euros, lo que ha tenido un efecto sobre el resultado neto de 802 millones de euros.

El esfuerzo de saneamiento realizado con cargo a los resultados de este ejercicio fortalece de forma muy significativa el balance de situación de ENDESA, permite tener cubiertos los riesgos que pudieran llegar a materializarse en los próximos años y afrontar el futuro desde una posición de considerable solidez.

El resultado neto, antes de considerar estos saneamientos y dotaciones de provisiones para riesgos futuros, ha ascendido a 2.072 millones de euros, es decir, un 40,1% mayor que el del ejercicio 2001. A este incremento ha contribuido la nueva normativa contenida en el Real Decreto 1432/2002 sobre liquidación de los costes de las actividades reguladas, tal como se detalla más adelante.

El cash flow generado en 2002 ha sido de 4.285 millones de euros, con un incremento de 938 millones de euros en términos absolutos y del 28% en términos relativos respecto de 2001. Este incremento está en línea con el obtenido por el resultado neto antes de considerar los saneamientos y la dotación de provisiones para riesgos futuros.

Los negocios de la Empresa han tenido en general un buen comportamiento en 2002, como lo prueba el incremento en un 43,4% de resultado de las actividades ordinarias, que se ha situado en 1.500 millones de euros.

Este resultado ha sido debido fundamentalmente a la evolución del resultado de explotación, que ha ascendido a 3.582 millones de euros, con un crecimiento del 12,8% respecto de 2001, y a la disminución de los costes financieros.

Del importe total del resultado de explotación, 2.131 millones de euros, es decir, el 59,5% ha sido obtenido en el negocio eléctrico nacional. Esa cantidad supone un incremento del 18,5% respecto de 2001 y del 26,9% si la comparación se efectúa en términos homogéneos, es decir, eliminando el efecto de la desinversión de Viesgo.

Este incremento se ha conseguido fundamentalmente por el aumento del 3,2% en la energía generada por ENDESA en términos homogéneos y por los mayores precios registrados en el mercado mayorista de generación, lo que ha compensado sobradamente el incremento del coste de combustibles derivado de la menor hidráulicidad del año 2002 respecto de 2001.

El Real Decreto 1432/2002 reconoce el derecho a recuperar linealmente, a lo largo del período 2003-2010, el importe del déficit de las actividades reguladas, incluyendo los correspondientes intereses. En consecuencia, las cuentas del ejercicio 2002 recogen íntegramente los ingresos devengados por las actividades de generación, comercialización, distribución y transporte de acuerdo con los sistemas de fijación de precios en vigor, en los dos primeros casos liberalizados y en los dos últimos regulados.

El importe registrado por ENDESA como cuenta a cobrar en el activo del balance de situación para reflejar el derecho a recuperar las cantidades aportadas para financiar el déficit de las actividades reguladas, asciende a 658 millones de euros.

De esta cantidad, 524 millones corresponden al déficit del ejercicio 2002 y los 134 millones restantes, a ejercicios anteriores, incluyendo sus correspondientes intereses.

Cabe destacar que el importe correspondiente a años anteriores, que se había minorado de los ingresos en el ejercicio 2000, se ha registrado en 2002 como ingreso en el epígrafe de "Resultados Extraordinarios".

El Real Decreto 1432/2002 reconoce también el derecho a recuperar, de la misma forma y en el mismo período, las compensaciones adicionales por los sobrecostes de los sistemas extrapeninsulares. ENDESA ha registrado en 2002, como resultados extraordinarios, 128 millones de euros correspondientes a las compensaciones reconocidas de ejercicios anteriores.

En definitiva, este Real Decreto ha permitido normalizar la situación retributiva del sistema eléctrico español, asegurando que todos los agentes del sistema perciban la retribución que legalmente les corresponde por las actividades realizadas en el ejercicio 2002 y anteriores.

Por lo que se refiere al negocio eléctrico de ENDESA en Latinoamérica, su evolución ha sido positiva, en general, en todos los países en los que ENDESA tiene sociedades participadas. El resultado de explotación se ha incrementado en un 25,2% medido en monedas locales. Incluso en Argentina, pese a la crisis que ha atravesado el país en 2002, el conjunto del resultado de explotación de las empresas participadas por ENDESA aumentó un 27% medido en pesos argentinos.

Sin embargo, en el año 2002 se han producido devaluaciones excepcionales en las monedas de los países latinoamericanos en los que opera ENDESA. Estas devaluaciones, unidas a la fortaleza del euro, han dado lugar a un descenso del 10,9% en el resultado de explotación medido en euros del negocio eléctrico latinoamericano. Aun así, éste se situó en 1.268 millones de euros, aportando el 35,4% del resultado de explotación total de la Sociedad.

Si se tiene en cuenta la pronunciada crisis económica que ha atravesado la región en 2002 y las fuertes devaluaciones de sus principales monedas, el descenso del resultado de explotación del negocio latinoamericano de ENDESA resulta moderado y prueba, incluso en circunstancias excepcionalmente desfavorables, que este negocio posee un claro potencial de crecimiento y rentabilidad.

Por lo que se refiere al negocio eléctrico de ENDESA en Europa, registró un resultado de explotación de 150 millones de euros, cifra un 25% mayor que el efecto de la desinversión de Viesgo.

Por otro lado, ENDESA redujo su deuda en 2.260 millones de euros durante el ejercicio, con lo que ésta se situó en 22.747 millones de euros a 31 de diciembre de 2002.

El coste medio de la deuda registró también un descenso significativo, situándose en 5,05% en 2002, frente al 5,85% del ejercicio 2001. En particular, cabe destacar que el coste de la vinculada al negocio eléctrico español ha pasado de 4,6% en 2001 a 4,3% en 2002.

El descenso de la deuda y el de su coste medio hicieron posible una reducción de 222 millones de euros en los gastos financieros netos en 2002, lo que supone un descenso del 15,2% respecto de los del ejercicio 2001.

El descenso de los gastos financieros ha permitido absorber el efecto sobre los resultados de las diferencias de cambio derivados de la evolución negativa de la cotización de las monedas latinoamericanas. Concretamente, se ha producido por este factor una mejora de 88 millones de euros en el conjunto de los resultados financieros de 2002 comparados con los del ejercicio anterior.

En definitiva, el ejercicio 2002 ha estado marcado por una evolución muy positiva de los resultados ordinarios y del cash flow generado, debida fundamentalmente al negocio eléctrico en España, por un gran esfuerzo de saneamiento, a fin de fortalecer el balance y afrontar el futuro desde posiciones más sólidas, y por una significativa reducción del endeudamiento.

***///* Variación del perímetro de consolidación**

Los principales cambios en el perímetro de consolidación producidos en el ejercicio 2002 han sido debidos a los siguientes factores:

- ?? La venta de la participación del 87,5% que ENDESA mantenía en Viesgo a 31 de diciembre de 2001. Como consecuencia de esta venta, llevada a cabo en enero de 2002, Viesgo no se halla consolidada en las cuentas de ENDESA del ejercicio 2002.
- ?? La adquisición de un 5,7% adicional en ENDESA Holding Italia por parte de ENDESA Europa en el primer trimestre de 2002. Tras esta operación, la participación de ENDESA Europa en ENDESA Holding Italia se sitúa en un 51% y, por consiguiente, las cuentas de ENDESA del ejercicio 2002 consolidan las de la compañía italiana por integración global desde el inicio del mismo.
- ?? La consolidación por puesta en equivalencia de la compañía chilena de telefonía móvil Smartcom. Hasta este ejercicio, la compañía se consolidaba por integración global.

A) Resultados del ejercicio

A continuación se exponen las principales magnitudes de la cuenta de resultados consolidada de ENDESA del ejercicio anterior y su comparación con las de los ejercicios anteriores (cifras en millones de euros):

	2002	%Variación	2001	%Variación	2000
Cifras de Negocios	16.739	7,5	15.576	2,0	15.264
Cash-flow Operativo	5.278	5,5	5.004	0,7	4.969
Resultado de Explotación	3.582	12,8	3.175	3,7	3.061
Resultado de las Actividades Ordinarias	1.500	43,4	1.046	(38,4)	1.699
Resultado Neto	1.270	-14,1	1.479	5,1	1.407
Cash-flow	4.285	28,0	3.347	0,2	3.340

Resultado de explotación

La cifra de negocios de ENDESA del ejercicio 2002 ascendió a 16.739 millones de euros, con un aumento del 7,5% respecto del ejercicio 2001. El cash flow operativo se situó en 5.278 millones de euros, lo que supone un aumento del 5,5% en comparación con el generado en el ejercicio 2001. El resultado de explotación acumulado durante el ejercicio 2002 fue de 3.582 millones de euros, con un aumento del 12,8% en relación con el del ejercicio anterior.

A continuación, se refleja el desglose de la cifra de negocios, del cash flow, del cash flow operativo y del resultado de explotación entre los distintos mercados y negocios en los que ENDESA está presente (cifras en millones de euros):

	Negocio eléctrico							
	Nacional		Europa		Latinoamérica		Otros negocios	
	Millones euros	% s/total	Millones euros	% s/total	Millones euros	% s/total	Millones euros	% s/total
Cifra de Negocio	10.885	65,0	1.744	10,4	3.850	23,0	260	1,6
Cash-flow Operativo	3.205	60,7	263	5,0	1.735	32,9	75	1,4
Rdo. Explotación	2.131	59,5	150	4,2	1.268	35,4	33	0,9
Cash-flow	2.537	59,2	179	4,2	1.444	33,7	125	2,9

Análisis de los ingresos y resultados de explotación en el negocio eléctrico nacional

El resultado de explotación del negocio eléctrico nacional ascendió a 2.131 en el ejercicio 2002, lo que supone un aumento de 332 millones de euros en términos absolutos y del 18,5% en términos porcentuales en relación con el del año anterior.

A fin de comparar de forma homogénea el resultado de explotación de los ejercicios 2002 y 2001, es necesario tener en cuenta la desinversión de Viesgo, sociedad que aportó 120 millones de euros al

resultado de explotación en 2001, por lo que, en términos homogéneos, el resultado de explotación del año 2002 ha aumentado 452 millones de euros en comparación con el año 2001 sin considerar las magnitudes correspondientes a Viesgo, es decir, un 26,9% más que el resultado de explotación de 2001.

El incremento alcanzado por el resultado de explotación del negocio eléctrico nacional en 2002 se ha debido fundamentalmente a las ventajas que proporciona el equilibrado mix de generación de ENDESA en situaciones de baja hidráulidad, como la registrada el pasado ejercicio, en las cuales incrementa su producción y, por consiguiente, su cuota de mercado con unos costes de combustible inferiores a los del resto del sector.

Ingresos

La cifra de negocios del negocio eléctrico nacional se situó en 10.885 millones de euros en el ejercicio 2002, cantidad mayor en un 7,9% que la del ejercicio anterior.

Seguidamente, se refleja el desglose de este importe por partidas. Para facilitar su análisis, en los datos de 2001 se han separado los relativos a Viesgo (cifras en millones de euros):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Ventas	10.579	17,0	9.044	(2,5)	9.276
CTC	90	(34,3)	137	(42,1)	237
Prestación de servicios	216	(13,9)	251	12,1	224
Viesgo	-	-	654	-	-
TOTAL	10.885	7,9	10.086	3,6	9.737

Las ventas del ejercicio 2002 ascendieron a 10.579 millones de euros, con el siguiente desglose (cifras en millones de euros):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Generación peninsular	3.739	21,2	3.085	(4,4)	3.228
Distribución transporte peninsular	4.306	16,0	3.713	(6,3)	3.964
Comercialización	1.209	11,4	1.085	14,0	952
"Trading"	121	-30,1	173	1.630,0	10
Sistemas extrapeninsulares*	872	3,2	845	6,7	792
Compensaciones extrapeninsulares	204	61,9	126	10,5	114
Otros**	128	N/A	17	(92,1)	216
TOTAL	10.579	17,0	9.044	(2,5)	9.276

*Por razones de transparencia y por las particularidades que presentan las actividades de producción y distribución de electricidad en los sistemas extrapeninsulares, sus datos se ofrecen de manera separada.

** El mayor importe de esta cifra corresponde a las ventas de gas en el mercado español liberalizado.

Generación

La demanda peninsular de electricidad creció un 2,1% en el año 2002 con respecto a 2001. No obstante, la generación en régimen ordinario aumentó tan solo un 0,8%, como consecuencia del incremento en un 12,4% de la producción en régimen especial y de las mayores importaciones de electricidad.

La cifra de ventas de generación peninsular de ENDESA se incrementó en un 21,2% como resultado de los factores que se señalan a continuación:

?? La producción eléctrica peninsular de ENDESA vendida en el año 2002 en el mercado mayorista fue de 78.138 GWh, lo que supone un descenso del 4,6% respecto de 2001. No obstante, medida en condiciones homogéneas, es decir, una vez deducida la producción

correspondiente a Viesgo, registra un incremento del 3%. Esta producción representa una cuota de mercado en régimen ordinario del 44%.

?? El precio unitario de la producción aportada por ENDESA al mercado de generación en el año 2002 se situó en 4,55 céntimos de euro por kWh, frente a los 3,87 céntimos de euro por kWh del año 2001, lo que supone un aumento del 17,6%. Este crecimiento ha sido debido fundamentalmente a la menor hidráulicidad del año 2002.

La estructura de la generación peninsular de ENDESA y del conjunto del sector en los ejercicios 2002 y 2001 fue la siguiente:

	ENDESA		Total del sector	
	2002	2001	2002	2001
Nuclear	36,3	34,4	33,8	34,5
Carbón	47,5	45,2	43,1	37,6
Hidráulica	10,1	15,4	12,2	22,1
Fuelóleo-gas	3,9	5,0	7,9	5,8
Ciclo combinado	2,2	-	3,0	-
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

El cuadro anterior refleja que ENDESA posee un "mix" de generación en el sistema peninsular muy estable y poco volátil respecto de las variaciones de la hidráulicidad, lo que le permite sustituir con electricidad procedente de centrales de carbón los eventuales déficit hidroeléctricos, en lugar de tener que acudir a producción con fuelóleo, que implica costes unitarios por kWh mucho mayores.

Por otro lado, cabe señalar que en el tercer trimestre del ejercicio 2002 comenzaron a operar las centrales de ciclo combinado de Besós (Barcelona) y San Roque (Cádiz), que han producido un total de 1.732 GWh en sus cinco primeros meses de funcionamiento.

Distribución y transporte

La energía distribuida por ENDESA en el mercado peninsular ascendió a 73.399 GWh en el ejercicio 2002, lo que supone una disminución del 3,4% respecto de 2001, si bien se incrementa en un 2,9% respecto de este último año una vez descontados los datos relativos a Viesgo. Esta cifra representa una cuota del 39,6% en la distribución peninsular.

La cifra de ventas de distribución y transporte en el mercado peninsular creció en 593 millones de euros. De este importe, 561 millones correspondieron al mayor coste de la energía adquirida para su venta, como consecuencia fundamentalmente del mayor precio del "pool", por lo que el margen regulado se mantuvo en niveles semejantes a los del ejercicio 2001.

Si se descontara este efecto, las ventas de distribución y transporte se incrementarían en 32 millones de euros en términos absolutos y en un 0,9% en términos porcentuales respecto del ejercicio 2001.

Comercialización

En el ejercicio 2002, ENDESA vendió 22.797 GWh a clientes del mercado liberalizado, lo que supone un aumento del 4,9% respecto del año 2001. A lo largo del año, la Empresa ha seguido una política de precios orientada a la mejora del margen, con un incremento del 6,3% en el precio. Como consecuencia de esta política, la cifra de ventas de esta actividad se ha situado en 1.209 millones de euros, con un crecimiento del 11,4% respecto de 2001.

La cuota de ENDESA en el mercado liberalizado fue del 36,7% en el año 2002.

Sistemas extrapeninsulares

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares se situó en 11.238 GWh en el año 2002, con un incremento del 3,7% en comparación con el ejercicio anterior.

Las ventas efectuadas en estos mercados ascendieron a 872 millones de euros en 2002, lo que supone un crecimiento del 3,2% con respecto a los del año 2001.

Además, se ingresaron 204 millones de euros por compensaciones, lo que representa un incremento de 61,9 millones respecto de las ingresadas en el ejercicio 2001 antes de las compensaciones adicionales aprobadas por el Real Decreto 1.432/2002.

En el año 2002 entró en funcionamiento la central de ciclo combinado de Son Reus, en Baleares, de 232 MW de potencia total.

Costes de explotación

A continuación, se expone un detalle de los costes de explotación del negocio eléctrico nacional. Para facilitar su análisis, se separan en el año 2001 los correspondientes a Viesgo (cifras en millones de euros):

	2002	2001	Diferencia	% var.
Aprovisionamientos	6.426	5.489	937	17,1
Compras de energía	4.605	3.837	768	20,0
Consumos de combustible	1.434	1.318	116	8,8
Gastos de transporte de energía y otros externos	387	334	53	15,9
Amortizaciones	1.074	1.029	45	4,4
Provisiones	(22)	23	(45)	N/A
Personal	825	823	2	0,2
Otros gastos de explotación	641	549	92	16,8
Viesgo	-	542	(542)	N/A
TOTAL	8.944	8.455	489	5,8

Aprovisionamientos

En 2002, los aprovisionamientos experimentaron un aumento de 937 millones de euros en valor absoluto con respecto a 2001 y del 17,1 % en términos porcentuales. Este incremento fue consecuencia especialmente de los dos factores que se indican a continuación:

?? Las compras de energía realizadas fundamentalmente por la distribuidora y la comercializadora de ENDESA para venta a clientes se incrementaron en 768 millones de euros, es decir, en un 20,0% respecto de la cifra registrada en el año 2001. Este incremento se debió sobre todo al aumento del precio medio del "pool".

?? El coste de los combustibles creció 116 millones de euros como consecuencia de la mayor producción de origen térmico respecto del año anterior.

Provisiones

El importe de provisiones de explotación del año 2002 incluye las dotaciones de provisiones habituales de cada año. Este importe se ha minorado por los 56 millones de euros cobrados en el ejercicio 2002 de las primas por consumo de carbón nacional correspondientes al primer semestre de 2000. La cuenta a cobrar por estas primas se provisionó en 2000, por lo que, al haberse realizado el cobro, la provisión se ha revertido en 2002.

Gastos de personal

A 31 de diciembre de 2002, la plantilla del negocio eléctrico nacional de ENDESA era de 13.548 empleados, lo que supone una disminución de 1.468 personas respecto de la existente a 31 de diciembre de 2001. De esta disminución, 876 personas corresponden a la plantilla de Viesgo. Los gastos de personal del ejercicio 2002 ascendieron a 825 millones de euros, es decir, fueron prácticamente iguales a los del año 2001 una vez eliminados de este último años los costes de personal de Viesgo.

Análisis de los ingresos y resultados de explotación en el negocio eléctrico en Europa

El resultado de explotación del negocio eléctrico en países europeos distintos de España está integrado prácticamente en su totalidad por el de ENDESA Italia, sociedad que se consolida por integración global desde el inicio del año 2002 por lo que no se efectúa un análisis comparativo con ejercicios anteriores. En el ejercicio 2002, la producción eléctrica de esta compañía fue de 17.551 GWh, con unos ingresos de 1.108 millones de euros. A lo largo del año, han continuado las mejoras de eficiencia previstas en el plan de negocios de la compañía. La plantilla de ENDESA Italia a 31 de diciembre de 2002 ascendía a 1.108 personas, con una reducción de 290 personas respecto de la existente a 31 de diciembre de 2001.

El cash flow operativo generado en el ejercicio 2002 por el negocio eléctrico en Europa ascendió a 263 millones de euros, lo que permitió obtener un resultado de explotación de 150 millones.

Análisis de los ingresos y resultados de explotación en el negocio eléctrico internacional

El resultado de explotación del negocio eléctrico en Latinoamérica ascendió a 1.268 millones de euros en 2002, lo que supone una disminución del 10,9% respecto del ejercicio anterior. Si se excluyen los datos de las compañías participadas en Argentina, el resultado de explotación registra un incremento del 3,8%. Entre los ejercicios 2002 y 2001, se han producido devaluaciones muy significativas en las monedas latinoamericanas que han afectado al cambio aplicado para la conversión a euros de las cuentas de resultados de las compañías participadas de la región. Ello ha tenido efectos desfavorables sobre su resultado de explotación medido en euros. Por el contrario, medido en las respectivas monedas locales, el resultado de explotación de las empresas participadas latinoamericanas que se consolidan se ha incrementado en un 25,2% en 2002.

La evolución del cash flow operativo del negocio eléctrico en Latinoamérica, desglosada por actividades, fue la siguiente (cifras en millones de euros):

	2002	%Variación	2001	%Variación	2000
Generación	858	(11,4)	968	15,9	835
Distribución y transporte	911	(18,3)	1.115	11,7	998
Otros	(34)	N/A	3	(97,7)	129
TOTAL	1.735	(16,8)	2.086	6,3	1.962

La evolución del resultado de explotación del negocio eléctrico en Latinoamérica, desglosada por actividades, fue la siguiente (cifras en millones de euros):

	2002	%Variación	2001	%Variación	2000
Generación	627	(4,0)	653	23,0	531
Distribución y transporte	679	(12,3)	774	14,0	679
Otros	(38)	N/A	(4)	N/A	92
TOTAL	1.268	(10,9)	1.423	9,3	1.303

El cuadro siguiente recoge el cash flow operativo de los negocios de generación y distribución en Latinoamérica en los ejercicios 2002 y 2001, desglosados de acuerdo con los países en los que ENDESA desarrolla su actividad a través de empresas consolidadas por integración global (millones de euros):

Generación	2002	%Variación	2001	%Variación	2000
Chile	375	3,6	362	52,7	237
Colombia	179	-7,3	193	3,8	186
Brasil	50	-28,6	70	(18,6)	86
Perú	158	-3,1	163	11,6	146
TOTAL sin Argentina	762	-3,3	788	20,3	655
Argentina	96	-46,7	180	-	180

TOTAL Argentina	con	858	-11,4	968	15,9	835
------------------------	------------	-----	-------	-----	------	-----

Distribución		2002	%Variación	2001	%Variación	2000
Chile		194	-6,7	208	(5,5)	220
Colombia		133	-10,7	149	3,5	144
Brasil		413	31,5	314	35,9	231
Perú		85	-6,6	91	(1,1)	92
TOTAL Argentina	sin	825	8,3	762	10,9	687
Argentina		86	-75,6	353	13,5	311
TOTAL Argentina	con	911	-18,3	1.115	11,7	998

El cuadro siguiente recoge el resultado de explotación de los negocios de generación y distribución en Latinoamérica en los ejercicios 2002 y 2001, desglosados de acuerdo con los países en los que ENDESA desarrolla su actividad a través de empresas consolidadas por integración global (millones de euros):

Generación		2002	%Variación	2001	%Variación	2000
Chile		281	9,8	256	122,6	115
Colombia		124	(6,1)	132	3,9	127
Brasil		40	(36,5)	63	(11,3)	71
Perú		118	(2,5)	121	1,7	119
TOTAL Argentina	sin	563	(1,6)	572	32,4	432
Argentina		64	(20,9)	81	(18,2)	99
TOTAL Argentina	con	627	(4,0)	653	23,0	531

Distribución		2002	%Variación	2001	%Variación	2000
Chile		171	(7,1)	184	(5,6)	195
Colombia		56	(13,8)	65	-	65
Brasil		343	50,4	228	46,2	156
Perú		55	(11,3)	62	-	62
TOTAL Argentina	sin	625	16,0	539	12,8	478
Argentina		54	(77,0)	235	16,9	201
TOTAL Argentina	con	679	(12,3)	774	14,0	679

En todos los países y negocios en los que se han producido descensos en el resultado de explotación y en el cash flow operativo en 2002 respecto de 2001, estos descensos han sido inferiores a la devaluación de la moneda local respecto del euro, lo que quiere decir que ha sido esta devaluación el motivo de que ambas magnitudes hayan disminuido medidas en euros. Cabe destacar en especial que en Chile, Colombia y Perú, los descensos han sido mucho menores que la devaluación de las respectivas monedas nacionales, lo que indica que los negocios reflejan un buen comportamiento si se miden en su propia moneda.

Por otra parte, el negocio de generación en Chile tuvo un excelente comportamiento, con un incremento del resultado de explotación, medido en euros, del 9,8% respecto de 2001 a pesar de la devaluación en un 23,4% del peso chileno con respecto al euro. Lo mismo cabe señalar del negocio de distribución y transporte en Brasil, cuyo crecimiento fue debido principalmente a los resultados de CIEN, sociedad que opera la interconexión entre Argentina y Brasil y cuya segunda línea ha entrado en funcionamiento en el año 2002.

Los resultados de explotación del negocio eléctrico latinoamericano de ENDESA de 2002, obtenidos en un contexto económico muy desfavorable, reflejan las mejoras de eficiencia que están alcanzando sus compañías participadas y el efecto limitado de las situaciones de recesión sobre este negocio.

A continuación, se detallan los datos físicos de las actividades de generación y distribución de las empresas latinoamericanas participadas por ENDESA en el año 2002 y su comparación con los del 2001.

	Generación (GWh)		Distribución (GWh)	
	2002	% var. s/2001	2002	% var. s/2001
Chile	16.495	4,8	9.895	3,9
Colombia	10.837	7,2	8.951	4,0
Argentina	8.750	(26,2)	12.140	(6,0)
Brasil	2.467	9,4	12.657	4,7
Perú	4.567	1,9	3.851	4,8
TOTAL	43.116	(3,0)	47.494	1,5

Los datos expuestos reflejan que el negocio eléctrico iberoamericano de ENDESA cuenta con un adecuado nivel de diversificación, tanto por países como por actividades, lo que le permite afrontar en condiciones adecuadas las consecuencias de las situaciones puntuales de recesión.

Análisis de los resultados en otros negocios

Los resultados netos de ENDESA derivados de las telecomunicaciones y otros negocios presentan el siguiente detalle (cifras en millones de euros):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Telecomunicaciones	(537)	471,3	(94)	-	(94)
Gas	8	(11,1)	9	(43,8)	16
Cog. y renovables	21	C/S	(14)	C/S	3
Aguas	3	(78,6)	14	(12,5)	16
Otros	9	N/A	(16)	-	-
TOTAL	(496)	N/A	(101)	71,2	(59)

Resultados financieros

Los resultados financieros de ENDESA registraron un importe negativo de 1.634 millones de euros en el ejercicio 2002, lo que supone una mejora del 5,1% respecto del ejercicio 2001, con el siguiente desglose (cifras en millones de euros):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Ingr. financieros:	651	11,5	584	(24,1)	769
Ingresos financieros	260	55,7	167	(32,9)	249
Diferencias positivas de cambio	228	(17,4)	276	(25,4)	370
Corrección monetaria	163	15,6	141	(6,0)	150
Gtos financieros:	2.285	(0,9)	2.306	20,6	1.912
Gastos financieros	1.499	(7,9)	1.628	(2,1)	1.663
Variación prov. Inv. Financieras	9	125,0	4	(77,8)	18
Diferencias negativas de cambio	777	15,3	674	191,8	231
Total resultado financiero	(1.634)	5,1	(1.722)	(50,7)	(1.143)

Gastos financieros

Durante el ejercicio 2002, ENDESA redujo su endeudamiento en 2.260 millones de euros con respecto al existente al cierre de 2001. Como consecuencia de ello, éste se situó en 22.747 millones de euros a 31 de diciembre de 2002. Este descenso de la deuda fue resultado de los siguientes factores:

- ?? El resultado de las operaciones realizadas durante el año, que dieron lugar a una reducción de deuda de 1.366 millones de euros.
- ?? Los cambios en el perímetro de consolidación, que supusieron, por un lado, la incorporación de 1.330 millones de euros correspondientes a la deuda que ENDESA Italia mantenía a 31 de diciembre de 2001 y, por otro, la reducción de 152 millones de euros derivados de la deuda que las sociedades que han dejado de consolidarse, principalmente Viesgo, tenían en esa misma fecha.

?? Las variaciones en el tipo de cambio respecto del euro de las monedas en las que las empresas consolidadas mantienen endeudamiento, que dieron lugar a una disminución de 2.072 millones de euros en la deuda contabilizada.

Por otro lado, en el ejercicio 2002 el coste medio de la deuda fue del 5,05%, frente al 5,85% del año 2001.

La reducción del endeudamiento y el descenso de su coste medio han permitido reducir los gastos financieros netos en 222 millones de euros, es decir, un 15,2% respecto de los registrados en 2001. La asignación de la deuda y su coste medio por negocios en el ejercicio 2002 fueron los siguientes (cifras en millones de euros):

	Deuda a 31-12-02	Coste medio	Deuda a 31-12-01	Coste Medio	Deuda a 31-12-00	Coste Medio
Negocio eléctrico español	9.394	4,26	11.768	4,57	10.877	4,6
Negocio eléctrico en Latinoamérica	9.599	6,25	11.525	7,02	11.060	7,9
Deuda de Enersis con terceros	6.984	7,05	8.570	7,7	8.088	8,9
Resto	2.615	4,17	2.955	5,1	2.972	5,2
Negocio eléctrico en Europa	1.627	3,83	-	-	-	-
Otros negocios	2.127	4,13	1.714	5,77	-	-
TOTAL	22.747	5,05	25.007	5,85	21.936	6,5

Diferencias de cambio

Las diferencias de cambio netas registradas en la cuenta de resultados del ejercicio 2002 supusieron una pérdida de 549 millones de euros. En los países en los que opera ENDESA, la variación más significativa en el cambio de la moneda nacional con respecto al dólar y al euro fue la del peso argentino, que pasó de una paridad de 1 peso - 1 dólar a 31 de diciembre de 2001, a 3,37 pesos por dólar a 31 de diciembre de 2002, lo que supone una devaluación del 70,3%. Dado que ENDESA cerró las cuentas del ejercicio 2001 aplicando un cambio de 1,7 pesos por dólar, el efecto en las cuentas del ejercicio 2002 corresponde a una devaluación del 49,6%. Del resto de las monedas de los países en los que ENDESA está presente, destaca la devaluación del 34,3% del real brasileño con respecto al dólar.

En el ejercicio 2002, el impacto negativo de la devaluación del peso argentino sobre la deuda de las filiales de ENDESA en este país ha ascendido a 392 millones de euros, con un efecto sobre el resultado neto consolidado de 67 millones de euros. En el caso de Argentina, la mayor parte de la deuda en dólares con terceros de las sociedades participadas por ENDESA no contaba con coberturas. En el caso de Brasil, la mayor parte de la deuda en dólares con terceros de las sociedades participadas por ENDESA cuenta con coberturas, por lo que el impacto de las diferencias de cambio de la misma sobre el resultado del ejercicio es muy poco significativo.

~~///~~ Puesta en equivalencia

El resultado de las sociedades puestas en equivalencia atribuible a ENDESA registró un importe negativo de 93 millones de euros en el ejercicio 2002. Las principales partidas que incluye este epígrafe corresponden a las participaciones en telecomunicaciones.

El "holding" de telecomunicaciones AUNA ha incorporado a ENDESA una pérdida de 169 millones de euros en el ejercicio 2002 que incluye, además de los resultados ordinarios del grupo, las provisiones correspondientes al cierre de Quiero TV y otros saneamientos realizados por la sociedad. En 2002, AUNA obtuvo un cash flow operativo positivo de 610 millones de euros y su principal filial, Amena, alcanzó un beneficio neto de 101 millones de euros, con 6.460.000 clientes y una cuota de mercado de ingresos del 18,6%. Por otro lado, cabe destacar que la evolución estimada del "holding" y las desinversiones previstas harán innecesarias nuevas aportaciones de capital en el futuro por parte de sus accionistas.

A su vez, la operadora chilena de telefonía móvil Smartcom, aunque aportó un resultado negativo de 53 millones de euros a las cuentas de ENDESA, ha alcanzado cash flow operativo positivo por importe de 8,6 millones de euros para el conjunto del año 2002, gracias a un incremento en la facturación del 42% respecto de 2001. Además, a 31 de diciembre de 2002 contaba con 946.000 clientes, lo que supone un incremento del 55% respecto de los que poseía en la misma fecha de 2001 y una cuota de mercado del 15,5% frente al 12,6% del año anterior.

Siguiendo un criterio de prudencia, ENDESA ha diferido el efecto de la deducibilidad fiscal de las participaciones en telecomunicaciones, por importe de 152 millones de euros, lo que cubrirá el coste fiscal futuro cuando estas participaciones entren en beneficios.

Amortización del fondo de comercio

El fondo de comercio en el balance consolidado de ENDESA asciende a un total de 4.970 millones de euros, desglosado por sociedades al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 como sigue (cifras en millones de euros):

	2000	ALTAS	BAJAS	AMORT.	OTROS	2001	ALTAS	BAJAS	AMORT.	OTROS	2002
ENDESA Holding Italia						763	-	-	(77)	774	1.460
G. Enersis	2.374	-	-	(133)	(176)	2.065	-	-	(123)	(512)	1430
ENDESA Chile	1.295	-	-	(71)	(61)	1.163	-	-	(64)	(233)	866
Auna	-	-	-	(17)	300	283	123	-	(20)	(1)	385
Snet	-	284	-	(9)	-	275	-	-	(14)	-	261
Cerj	209	-	-	(6)	-	203	14	-	(13)	(2)	202
Chilectra	233	7	-	(13)	(11)	216	-	-	(11)	(43)	162
Repsol	-	109	-	(3)	-	106	-	-	(5)	-	101
Smartcom	423	-	(6)	(23)	1	395	-	(317)	(21)	1	58
Coelce	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	2
Otros	-	-	-	-	-	72	8	(21)	(7)	(9)	43
TOTAL	4.935	1.174	(6)	(289)	(271)	5.543	145	(338)	(355)	(25)	4.970

El fondo de comercio de consolidación se amortiza en un período de veinte años, al considerarse éste el período medio de recuperación de las inversiones efectuadas, básicamente en Iberoamérica. La amortización del fondo de comercio ascendió a 355 millones de euros, con un aumento del 22,8% respecto al año 2001. Esta mayor amortización se debe principalmente a la amortización extraordinaria del fondo de comercio de Smartcom como consecuencia de la disminución de valor producida en el sector de las telecomunicaciones por importe de 317 millones de euros.

Resultado de las actividades ordinarias

El resultado de las actividades ordinarias ascendió a 1.500 millones de euros, cifra un 43,4% superior a la del año 2001. De este resultado, 1.726 millones de euros, es decir, un 115,1% del total, corresponden al negocio eléctrico nacional, 31 millones de euros, esto es, 2,1% del total, al negocio eléctrico en Latinoamérica, y 15 millones de euros, esto es, un 1,0% al negocio eléctrico en Europa. El resultado atribuible a otros negocios, asciende a 272 millones de euros negativos, lo que representa un 18,1% negativo sobre el resultado total de las actividades ordinarias.

Resultados extraordinarios

Los resultados extraordinarios del año 2002 se situaron en 71 millones de euros, con un descenso de 508 millones de euros en relación con los del año 2001.

Las principales partidas que componen este saldo son las siguientes:

- ?? La plusvalía de 1.066 millones de euros derivada de la venta del 87,5% de Viesgo.
- ?? El reconocimiento del déficit de tarifas y compensaciones adicionales por los sobrecostes de los sistemas extrapeninsulares correspondientes a ejercicios anteriores por importe de 86 y 128 millones de euros, respectivamente.
- ?? La amortización extraordinaria del fondo de comercio de Smartcom como consecuencia de la disminución de valor producida en el sector de telecomunicaciones por importe de 317 millones de euros.
- ?? La dotación de provisiones para riesgos relacionados con el negocio eléctrico nacional, por importe de 380 millones de euros, que corresponden fundamentalmente a la cobertura de

costes y riesgos derivados del acortamiento de vida útil de activos, como consecuencia de la liberalización del mercado, de la nueva normativa sobre contadores y de la actualización de los estudios actuariales por los compromisos futuros con el personal como consecuencia fundamentalmente de la mayor inflación real sobre la prevista.

- ?? La dotación de provisiones para riesgos del negocio eléctrico en Latinoamérica por importe de 404 millones de euros, de los cuales 134 millones ya habían sido dotados en los primeros nueve meses del ejercicio. Esta provisión cubre posibles minusvalías en activos y fondos de comercio en Latinoamérica y riesgos futuros por diversos tipos de contingencias en las distintas empresas del Grupo y en operaciones realizadas por ENDESA en Latinoamérica.

De estas provisiones, destaca el importe de 145 millones de euros dotados para cubrir el riesgo directo e indirecto por las inversiones realizadas y los préstamos concedidos a sociedades argentinas ante la incertidumbre existente en estos momentos sobre la evolución de la situación económica de este país. Con esta provisión, el valor en los fondos propios de ENDESA de los activos netos del Grupo en Argentina es cero.

La provisión para cubrir el efecto de la bajada de la cotización de la acción sobre la autocartera, que ha ascendido a 75 millones de euros.

Resultados consolidados antes de impuestos

El resultado consolidado antes de impuestos ascendió a 1.571 millones de euros, cifra un 3,3% inferior a la del ejercicio 2001. De este resultado, 2.551 millones de euros, es decir, un 162,4% del total, corresponden al negocio eléctrico nacional. El resultado atribuible al negocio eléctrico en Europa asciende a 7 millones de euros negativos, lo que representa un 0,4% negativo sobre el resultado consolidado antes de impuestos, el resultado atribuible al negocio eléctrico en Latinoamérica asciende a 424 millones de euros negativos, lo que representa un 27,0% negativo sobre el resultado total antes de impuestos, y el resultado atribuible a otros negocios asciende a 549 millones de euros negativos, lo que representa un 34,9% negativo sobre el resultado total antes de impuestos..

Impuesto sobre beneficios

El gasto por impuesto sobre beneficios del ejercicio 2002 ascendió a 437 millones de euros, cifra un 396,6% superior a la del ejercicio 2001. Por negocios, el impuesto sobre beneficios se distribuye como sigue: 522 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico nacional, 64 millones de euros positivos correspondientes al negocio eléctrico europeo, 39 millones de euros del negocio eléctrico en Latinoamérica, y 60 millones de euros positivos de otros negocios.

El impuesto sobre beneficios del ejercicio 2001 ascendió a 88 millones de euros como consecuencia de la exención fiscal de la plusvalía obtenida en la venta de Edenor, y de la cancelación de gastos impositivos diferidos por importe de 224 millones de euros como consecuencia de la modificación en el tratamiento impositivo de las plusvalías.

Resultados consolidados después de impuestos

El resultado consolidado después de impuestos ascendió a 1.134 millones de euros, cifra un 26,2% inferior a la del ejercicio 2001. De este resultado, 2.029 millones de euros, es decir, un 178,9% del total, corresponden al negocio eléctrico nacional, y 57 millones de euros, esto es, un 5,0% al negocio eléctrico europeo. El resultado atribuible al negocio eléctrico en Latinoamérica asciende a 463 millones de euros negativos, lo que representa un 40,8% negativo sobre el resultado total después de impuestos, y el resultado atribuible a otros negocios asciende a 489 millones de euros negativos, lo que representa un 43,1% negativo sobre el resultado total después de impuestos.

Resultados del ejercicio atribuido a la sociedad dominante

El resultado atribuido a la sociedad dominante, una vez deducido el resultado atribuido a minoritarios por importe de 136 millones de euros (182 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico en

Latinoamérica, 3 millones de euros positivos atribuibles al negocio eléctrico nacional, 36 millones de euros positivos correspondientes al negocio eléctrico en Europa, y 7 millones de euros positivos atribuibles a otros negocios), ascendió a 1.270 millones de euros, cifra un 14,1% inferior a la del año 2001. De dicho resultado, 2.026 millones de euros, es decir, un 159,5% del total, corresponden al negocio eléctrico nacional, 21 millones de euros, esto es, un 1,7% al negocio eléctrico en Europa, 281 millones de euros negativos, es decir, un 22,1% negativo corresponde al negocio eléctrico en Latinoamérica, y 496 millones de euros negativos, esto es, un 39,1% negativo corresponde a otros negocios.

El desglose por filiales de la aportación a los resultados del Grupo es el siguiente (cifras en millones de euros):

	RESULTADOS
Integración global y proporcional:	
ENDESA	(979)
Grupo ENDESA Generación	2.082
Grupo ENDESA Red	498
Grupo ENDESA Energía	38
ENDESA Servicios	27
Grupo ENDESA Diversificación	(500)
Grupo ENDESA Internacional	(281)
ENDESA Net Factory	4
ENDESA Financiación Filiales	234
Teneguía	51
Grupo ENDESA Europa	21
Puesta en equivalencia:	
Repsol	65
Red Eléctrica	10

B) Retribución por tránsito a la competencia y costes de reestructuración

La retribución fija por tránsito a la competencia se reguló mediante la Disposición Transitoria sexta de la Ley 54/1997 cuyo texto fue modificado por el artículo 107 de la Ley 50/1998 y posteriormente por el Real Decreto Ley 2/2001.

Para procurar la gradualidad del proceso de transición a la competencia, la Ley 54/1997 estableció en su Disposición Transitoria sexta un plazo máximo de diez años desde la entrada en vigor de la Ley durante el cual se reconoce, para las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo previsto en la Ley 54/1997. Estos costes son conocidos como Costes de Transición a la Competencia, y su recuperación se prevé mediante la retribución fija por transición a la competencia.

La Ley 54/1997 indicaba que el importe base global de la retribución fija, en valor a 31 de diciembre de 1997, no podría superar 11.951 millones de euros, reduciéndose este importe a 10.438 millones de euros en la legislación posterior. El importe global máximo a 31 de diciembre de cada año de los diferentes componentes a que se refiere el punto precedente, se calculará mediante la actualización del importe base global máximo correspondiente a 31 de diciembre del año precedente de acuerdo con el tipo de interés resultante de la media anual del Euribor a 3 meses.

Durante los ejercicios 1999 y 2000 estuvo en vigor el artículo 107 de la Ley 50/1998 que modificó el modo de percibir la retribución fija por tránsito a la competencia estableciendo que el 23,81% de los Costes de Transición a la Competencia tecnológicos, se recuperaban por el procedimiento de diferencias establecido, hasta el 2007 inclusive, mientras que el 76,19% se recuperaba mediante la asignación de un 4,5% de la facturación hasta su total satisfacción, sin límite temporal. Posteriormente, el Real Decreto Ley 2/2001 ha eliminado la asignación del 4,5 %, volviendo a tener la totalidad de los CTC's tecnológicos la consideración de un importe máximo a recuperar por el sistema de diferencias con un horizonte temporal hasta el 31 de diciembre de 2010. Si el precio medio de generación, resultara anualmente superior a 0,036061 euros por kWh, este exceso se deducirá del valor de la retribución fija por tránsito a la competencia pendiente de percepción.

La retribución fija se destina contablemente a cubrir, por el orden que se indica, los siguientes conceptos:

- 1) Exceso del valor contable de las instalaciones técnicas de energía eléctrica sobre el valor de mercado calculado como el valor que previsiblemente recuperarán las sociedades mediante la generación de ingresos, deducidos los costes y gastos necesarios para conseguirlos, descontados con la tasa de descuento determinada para el cálculo del importe global máximo de la retribución fija por tránsito a la competencia.
- 2) Diferencias de cambio y periodificaciones propias del sector eléctrico consecuencia del anterior sistema regulatorio que figuran en el activo del balance al 31 de diciembre de 1997.
- 3) Provisiones para riesgos y gastos necesarios correspondientes a planes de reestructuración a incurrir en ejercicios futuros como consecuencia del tránsito a la libre competencia de las empresas del sector eléctrico.

Los importes de los conceptos señalados anteriormente que no estaban cubiertos por la retribución fija se dieron de baja del balance de situación en los ejercicios 1997 o 1998 con cargo a reservas de sociedades consolidadas por integración global, socios externos e impuestos anticipados.

De conformidad con la Orden del Ministerio de Economía de 28 de marzo de 2001, se procedió a contabilizar la cuenta de resultados del ejercicio 2000 sin considerar los efectos del Real Decreto Ley 2/2001 incluyendo el análisis de la recuperabilidad, en la citada situación, de los activos a compensar con CTC's con diferentes hipótesis de evolución de tarifa, demanda de electricidad, precio del pool, tipos de interés, etc.

Posteriormente, los Administradores de la Sociedad, siguiendo un criterio de prudencia, han considerado que en una evolución desfavorable de las hipótesis contempladas, el importe de activos a compensar con retribución fija existentes al 31 de diciembre de 2000, que no se recuperaría como consecuencia de la supresión de la afectación del 4,5 % de los ingresos por el Real Decreto Ley 2/2001 ascendería a 1.899 millones de euros que han sido cancelados contra reservas con fecha 31 de diciembre de 2000. De este importe 172 millones de euros corresponden a la cuenta a cobrar registrada en los ejercicios 1999 y 2000 como consecuencia de la contabilización de los ingresos por retribución fija por encima de los importes cobrados siguiendo la senda de recuperación establecida, y los 1.727 millones de euros restantes a gastos de reestructuración de plantilla. El cargo a reservas se ha visto minorado en 665 millones de euros por el efecto impositivo del ajuste anteriormente señalado, por lo que el efecto neto sobre reservas ha ascendido a 1.234 millones de euros.

A pesar de esta contabilización que responde exclusivamente a un criterio de máxima prudencia, los Administradores de la Sociedad consideran que los costes de transición a la competencia son un derecho irrenunciable de la sociedad y realizarán todos los esfuerzos necesarios para conseguir la total recuperación del importe asignado.

Después de realizar los ajustes señalados anteriormente, los costes de transición a la competencia cubiertos por retribución fija por tránsito a la competencia son los siguientes (cifras en millones de euros):

Año	Instalaciones	Técnicas de	Energía eléctrica	Gastos diferidos	Por transición	A la compet.	Total		
	Saldo inicial	Imputac. Rdos.	Saldo Final	Saldo Inicial	Imputac. Rdos.	Saldo Final	Saldo inicial	Imputac. Rdos.	Saldo Final
1998	2.102	(126)	1.976	915	(57)	858	3.017	(183)	2.834
Ajustes	-	-	(147)	-	-	517	-	-	370
Total 31/12/98	-	-	1.829	-	-	1.375	-	-	3.204
1999	1.829	(132)	1.697	1.375	(102)	1.273	3.204	(234)	2.970
Ajustes	-	-	-	-	-	987	-	-	987
Total 31/12/99	-	-	1.697	-	-	2.260	-	-	3.957
2000	1.697	(150)	1.547	2.260	(204)	2.056	3.957	(354)	3.603
Ajustes	-	-	(22)	-	-	11	-	-	(11)
Cargo Reserv.	-	-	-	-	-	(1.727)	-	-	(1.727)
Total 31/12/00	-	-	1.525	-	-	340	-	-	1.865
2001	1.525	(118)	1.407	340	(26)	314	1.865	(144)	1.721
Total 31/12/01	-	-	1.407	-	-	314	-	-	1.721
2002	1.407	(81)	1.326	314	(20)	294	1.721	(101)	1.620
Efecto venta Viesgo	-	-	(105)	-	-	-	-	-	(105)
Total 31/12/02	-	-	1.221	-	-	294	-	-	1.515

La evolución del saldo pendiente de recuperar de retribución fija desde su inicio ha sido el siguiente (cifras en millones de euros):

	1998	1999	2000	2001	2002
Saldo inicial	4.388	4.313	4.095	3.768	3.631
Efecto venta de Viesgo	-	-	-	-	(224)
Intereses devengados	221	130	170	157	111
Cobros	(296)	(348)	(267)	(25)	-
Excesos de 6 pesetas	-	-	(192)	(214)	(709)
Déficit de tarifa	-	-	170	-	475
Reconocimiento del déficit	-	-	-	-	(610)
Regularizaciones de años anteriores	-	-	(208)	(55)	4
Saldo final	4.313	4.095	3.768	3.631	2.678

Durante 1998 se contabilizaron como ingresos por retribución fija por tránsito a la competencia los importes devengados en la tarifa de 1998. Los activos cubiertos con esta retribución se amortizaron en 1998 en un 6,52%, coeficiente establecido en la senda prevista de recuperación de dicha retribución fija para 1998, dado que dicho coeficiente fue superior al importe del principal de la retribución fija de tránsito a la competencia cobrado en dicho año.

En los años 1999 y 2000 el importe de la retribución fija por tránsito a la competencia a recuperar por diferencias se contabiliza al igual que en 1998 por el importe devengado en la tarifa de cada año, sin embargo el importe a recuperar a través del 4,5 % de la tarifa se registra como ingreso en función de los porcentajes de una senda a 9 años establecidos, en la que para el año 1999 corresponde el 7,19% y para el 2000 un 8,22%, amortizándose los gastos en dichos años en estos mismos porcentajes. De acuerdo con este criterio en 1999 y 2000 se contabilizaron ingresos por retribución fija por 395 y 420 millones de euros respectivamente.

En los años 2001 y 2002 los ingresos por CTC's se han registrado en función de los devengados en las liquidación de la tarifa del propio año y al haber resultado éstos inferiores a los previstos en la senda de

recuperación establecida, se ha aplicado para la amortización de los activos a recuperar por CTC's el porcentaje del 7,75% previsto para el año 2001 en la citada senda y 6,24% en 2002.

En los próximos años la amortización de los activos a recuperar por CTC's se realizará en función del porcentaje que los ingresos representen sobre el total de la retribución fija que de acuerdo con las hipótesis conservadoras antes señaladas, se estima recuperar, con el mínimo del porcentaje de la senda de recuperación.

Esta senda de recuperación ha sido calculada de acuerdo con las previsiones de recuperación de los CTC's incluidas en la Memoria Económica del Real Decreto 1432/2002 que establece la metodología de tarifas para el período 2003-2010 y es la siguiente:

	PORCENTAJE SOBRE TOTAL PREVISTO
2003	1,26
2004	3,69
2005	5,04
2006	7,62
2007	9,41
2008	22,91
2009	24,41
2010	25,66
TOTAL	100,00

C) Préstamos y Deudas Financieras

La función financiera en España se centraliza en la empresa holding ENDESA, S.A. Al 31 de diciembre de 2002, un 33% de la financiación procede de instituciones financieras, entre las que se incluyen también organismos oficiales como el Banco Europeo de Inversiones, y el 67% restante procede de los mercados desintermediados con el objetivo de captar fondos directamente del inversor.

En lo referente a la financiación bancaria, una parte importante de ésta está configurada por pólizas de crédito a largo plazo bajo la modalidad de disposiciones Euribor, que facilitan la gestión centralizada de la tesorería y sirven además de soporte a los emisores de papel comercial (pagarés). Al 31 de diciembre de 2002, el importe de las mismas ascendía a 2.690 millones de euros.

Por lo que respecta a la captación de fondos en mercados desintermediados, los instrumentos utilizados bajo esta modalidad son las emisiones de obligaciones domésticas, los programas de emisión de deuda en el euromercado en base a "Euro Commercial Paper" (pagarés) y "Euro Medium Term Notes" (bonos). En estos dos últimos casos, las emisiones se realizan desde la filial holandesa International ENDESA, B.V., participada en un 100% por ENDESA, S.A. con la garantía de la propia ENDESA, S.A.". ENDESA también tiene registrado un programa de pagarés en el mercado doméstico por importe de 2.500 millones de euros.

A la fecha del registro del presente Folleto ENDESA tiene asignadas las siguientes calificaciones (ratings) por las agencias de calificación de riesgo crediticio, todas ellas de reconocido prestigio internacional:

AGENCIA CALIFICACION	LARGO PLAZO	PERSPECTIVA	FECHA ASIGNACION
Standard & Poor's	A	Negativa	12-2-03
Moody's	Baa1	Estable	27-2-03
Fitch Ratings	A	Negativa	7-10-02

La deuda financiera de ENDESA contiene las estipulaciones financieras ("covenants") habituales en contratos de esta naturaleza. Con respecto a cláusulas relacionadas con la calificación crediticia ("rating triggers"), aproximadamente 600 millones de euros contratados con el Banco Europeo de Inversiones podrían requerir de garantías adicionales en un supuesto de que el rating de ENDESA, S.A. fuera objeto de una actuación negativa por parte de las agencias Moody's o Standard & Poor's. Además, para una deuda de 333 millones de euros, una bajada de rating de ENDESA S.A., por debajo de BBB/Baa2 exigiría la renegociación de sus condiciones.

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del endeudamiento neto del Grupo en los tres últimos ejercicios (cifras en millones de euros):

°	2002	2001	2000
EVOLUCION ENDEUDAMIENTO NETO			
Emisión de Obligaciones y Bonos a Largo Plazo	10.213	11.339	8.935
Deudas con Entidades de Crédito a Largo plazo	6.645	8.433	7.450
Otras Deudas a Largo Plazo	989	1.256	1.053
1.1. Endeudamiento Financiero a Largo Plazo	17.847	21.028	17.438
Emisión de Obligaciones y Bonos a Corto Plazo	4.099	2.583	3.600
Deudas con Entidades de Crédito a Corto Plazo	2.989	2.449	1.782
1.2. Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	7.088	5.032	5.382
1. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO BRUTO	24.935	26.060	22.821
Inversiones Financieras Temporales	1.987	701	694
Tesorería	201	352	191
2. TESORERIA DISPONIBLE	2.188	1.053	885
3. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO NETO (3=1-2)	22.747	25.007	21.936
+ Financiación Recibida de Empresas Grupo a Largo	-	-	-
- Financiación Concedida a Empresas Grupo a Largo	-	-	-
4.1. Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo L.P.	-	-	-
+ Financiación Recibida de Empresas Grupo a Corto	-	-	-
- Financiación Concedida a Empresas Grupo a Corto	-	-	-
4.2. Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo C.P.	-	-	-
4. FINANCIACION RECIBIDA (CONCEDIDA) NETA GRUPO	-	-	-
5. TOTAL ENDEUDAMIENTO NETO (5=3+4)	22.747	25.007	21.936
Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Bruto	32,3%	33,2%	37,9%
Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Neto	35,4%	34,6%	39,4%
Endeudamiento Financiero Bruto / Deudas Totales	78,7%	79,0%	75,7%
Endeudamiento Financiero C.P. / Endeudamiento Financ. Bruto	28,4%	19,3%	23,6%
Gastos Financieros / Deuda Financiera Bruta	6,0%	6,2%	7,3%
Tesorería Disponible / Endeudamiento Financiero C.P.	30,9%	20,9%	16,4%

Durante el año 2002 y, en el curso del presente ejercicio, ENDESA ha mantenido su estrategia de apelar directamente al inversor a través de los mercados de capitales, emitiendo bonos por un importe total de 1.211 millones de euros, con un plazo medio de 7,8 años. Cabe destacar al respecto la emisión realizada en febrero de 2003 por un importe de 700 millones de euros, a un plazo de 10 años, bajo el programa de emisiones de bonos "Euro Medium Term Notes" de International ENDESA, B.V. A lo largo del ejercicio, se utilizó también el programa "Euro Commercial Paper" de International ENDESA, B.V., cuyo límite de deuda viva es de 2.000 millones de dólares. La deuda media contratada bajo este programa en el año 2002 fue de 1.677 millones de euros.

Por otro lado, en el marco del programa de pagarés doméstico, la deuda media bajo este programa alcanzó los 393 millones de euros. En el marco de la operativa bancaria, ENDESA ha procedido también a diversificar sus fuentes de financiación y alargar el perfil de vencimientos de su deuda mediante la formalización, en febrero de 2003, de un préstamo por importe de 1.500 millones de euros con 14 entidades bajo la fórmula de "Club Deal", y en marzo de 2003, una emisión de participaciones preferentes por importe de 1.500 millones de euros a través de la filial ENDESA Capital Finance, LLC.

Al 31 de diciembre de 2002, la asignación de la deuda y su coste medio por negocios es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

	AÑO 2002		AÑO 2001	
	DEUDA	COSTE MEDIO	DEUDA	COSTE MEDIO
Neg. Eléctrico Nacional	9.394	4,26	11.768	4,57
Neg.El. Latinoamérica	9.599	6,25	11.525	7,02
Neg.Eléctrico Europa	1.627	3,83	-	-

Otros Negocios	2.127	4,13	1.714	5,77
TOTAL	22.747	5,05	25.007	5,85

El coste medio por intereses de los 9.394 millones de euros de deuda del negocio eléctrico nacional de ENDESA fue del 4,3% en el año 2002. El gasto por intereses durante el año 2002 fue de 482 millones de euros. A su vez, el coste medio por intereses de los 9.599 millones de euros de deuda del negocio eléctrico latinoamericano fue del 6,2%, mientras que su gasto financiero por intereses fue de 748 millones de euros. Esta deuda no incluye el préstamo concedido por ENDESA a Elesur para la compra de ENERSIS. Por lo que respecta al negocio eléctrico europeo, la deuda ascendió a 1.627 millones de euros, con un coste medio del 3,8%. El gasto financiero se situó en 63 millones de euros. En otros negocios, la deuda ascendió a 2.127 millones de euros, con un coste medio del 4,1% y un gasto financiero de 86 millones de euros. En definitiva, ENDESA consolidado tuvo, en el año 2002, un coste medio por intereses del 5,0% (1.379 millones de euros), frente al 5,85% del año anterior.

La tabla siguiente recoge la evolución de los préstamos y deudas financieras del Grupo en los últimos tres años (cifras en millones de euros):

	2002	% Variación	2001	% Variación	2000
Obligaciones y Otros Valores	14.312	2,8	13.922	11	12.536
Obligaciones y Bonos	10.966	(4,4)	11.470	27	9.052
Pagarés	3.277	39,1	2.356	(31)	3.392
Intereses devengados	69	(28,1)	96	4	92
Entidades de Crédito	9.634	(11,5)	10.882	18	9.232
Euros	4.264	2,6	4.154	80	2.310
Dólares USA	4.797	(25,9)	6.477	10	5.891
Yenes	136	70,0	80	(76)	328
Otras	393	523,8	63	(91)	699
Intereses devengados	44	(59,3)	108	2.600	4
TOTAL	23.946	(3,5)	24.804	14	21.768

Al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, las Sociedades del Grupo tenían concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 2.083, 1.816 y 1.527 millones de euros, respectivamente.

Al cierre del ejercicio 2002, el importe formalizado de las operaciones de cobertura de tipo de interés no incluidas en la estructura inicial de la operación, se desglosa de la siguiente manera: Permutas de tipo de interés (SWAP), 7.122 millones de euros, Coberturas de tipo máximo y mínimo (COLLAR), 4.154 millones de euros, Operaciones de fijación del tipo de interés a futuro (FRA), 3.968 millones de euros.

Por cobertura de tipo de cambio, a 31 de diciembre de 2002 existen las siguientes operaciones: Permuta de divisa (CURRENCY SWAP), 1.972 millones de euros, Acuerdos a futuros de tipos de cambio contratado (FORWARD), 542 millones de euros.

Adicionalmente, International Endesa, B.V. tiene formalizadas las siguientes operaciones de cobertura al cierre del ejercicio: Permutas de tipos de interés (SWAP), 4.823 millones de euros, Permutas de divisa (SWAP), 1.896 millones de euros.

D) Servicio de la deuda

La evolución prevista del servicio de la deuda de ENDESA, a 31 de diciembre de 2002, se recoge en los cuadros siguientes (cifras en millones de euros):

REEMBOLSOS (1)	2003	2004	2005	RESTO
Obligaciones y otros valores negociables	4.099	1.621	733	7.859
Deudas con entidades de crédito	2.989	600	1.332	4.713

(1) Incluye intereses devengados pendientes de pago.

Este cuadro no recoge los vencimientos de la deuda que se debe contratar para refinanciar estos vencimientos, ni los gastos financieros que lleva aparejada la misma. Las obligaciones y bonos,

generalmente, se amortizan anualmente a lo largo de su vida, si bien algunas emisiones se amortizan en un único vencimiento al final de su vida contractual.

E) Riesgos Financieros. Datos cuantitativos y cualitativos

El Grupo ENDESA en el curso de sus actividades está sujeto al riesgo de variaciones en los tipos de interés y tipos de cambio. Como consecuencia de ello sigue una política de minimización de dichos riesgos a través de la contratación de operaciones de cobertura, y adicionalmente, en el caso del riesgo de los tipos de cambio tratando de compensar, en la medida de lo posible, operaciones activas y pasivas y flujos de cobros y pagos. La composición del endeudamiento financiero neto del Grupo a 31 de diciembre de 2002, distinguiendo deuda a tipo fijo y variable, y deuda en euros y divisas, es la siguiente (cifras en millones de euros):

	TIPO FIJO+PROTEGIDO	TIPO VARIABLE	TOTAL
Euros	9.135	4.247	13.382
Divisas	7.356	2.009	9.365
TOTAL	16.491	6.256	22.747

Una vez consideradas las operaciones de cobertura existentes a esa fecha, el saldo de endeudamiento sujeto a riesgo de tipos de interés sería de 6.256 millones de euros.

F) Riesgos de cobertura

Se adjunta como Anexo I al presente Capítulo un detalle de todas las operaciones de préstamos y de derivados existentes a 31 de diciembre de 2002.

Los tipos de interés medios ponderados son expresados como un margen aplicado a la referencia indicada. La información se presenta en equivalentes en euros. Los tipos de cambio utilizados son los fijados por el Banco de España a 31 de diciembre de 2002. Los *cash-flows* de los instrumentos están denominados en la divisa indicada. Todas las obligaciones en divisas aparecen tanto en las tablas siguientes, como en las tablas bajo el epígrafe "sensibilidad a los tipos de cambio".

Las citadas tablas proporcionan información sobre los derivados de la compañía a 31 de diciembre de 2002 que son sensibles a fluctuaciones en tipos de interés, e incluyen obligaciones de deuda, swaps de tipo de interés y opciones. Todos estos instrumentos son mantenidos con el propósito de cubrir riesgos. Con respecto a las obligaciones de la deuda, las tablas presentan los *cash-flows* principales y el tipo de interés medio ponderado por las fechas de vencimiento esperadas. Con respecto a los *swaps*, las tablas presentan las cantidades nominales y el tipo de interés medio ponderado por las fechas de contrato (vencimiento) esperadas. Las cantidades nominales se utilizan para calcular los pagos contractuales a intercambiar bajo el contrato.

Las citadas tablas proporcionan información sobre los Instrumentos financieros y derivados de la compañía a 31 de diciembre de 2002 que son sensibles a fluctuaciones en tipos de cambio, e incluyen obligaciones de deuda, *swaps* de divisa y seguros de cambio. Todos estos instrumentos son mantenidos con el propósito de cubrir riesgos. Con respecto a las obligaciones de la deuda, las tablas presentan los *cash-flows* principales y el tipo de interés medio ponderado por las fechas de vencimiento esperadas. Con respecto a los *swaps*, las tablas presentan las cantidades nominales y el tipo de interés medio ponderado por las fechas de contrato (vencimiento) esperadas. Con respecto a los seguros de cambio, las tablas presentan los importes y los tipos de cambio medios ponderados por fecha de vencimiento (contractual) esperadas. Las cantidades nominales se utilizan para calcular los pagos contractuales a intercambiar bajo el contrato.

Los tipos de interés variables medios ponderados son expresados como un margen aplicado a la referencia indicada. Excepto en donde se indica, la información se presenta en equivalentes en euros, dado que el euro es la divisa en la que la compañía reporta sus cuentas. Los tipos de cambio utilizados son los fijados por el Banco de España a 31 de diciembre de 2002. Los *cash-flows* de los instrumentos están denominados en la divisa indicada. Todas las obligaciones en divisas aparecen tanto en las tablas siguientes, como en las tablas bajo el epígrafe "sensibilidad a los tipos de interés".

Cabe destacar que las tablas reflejadas en el Anexo I del presente Capítulo no indican el grado en que la compañía se ve afectada por las fluctuaciones de tipo de cambio como resultado de llevar a cabo negocios fuera de España, en países que incluirían a Chile, Perú, Brasil, Argentina y Colombia. En general, los *cash-flows* de las operaciones en dichos países están denominados en moneda locales, por lo que fluctuaciones en los tipos de cambio de dichas divisas con el euro podrían tener un impacto, positivo o negativo, en los *cash-flows* denominados en euros generados en estos países y reflejados en los estados financieros de la compañía.

G) Coberturas de combustible

A continuación se detallan todas las operaciones de cobertura de compras de combustible existentes a 31 de diciembre de 2002(cifras expresas en millones):

Vencimiento	Combustible	Volumen (Tm)	Valor de mercado (USD)
2003			
	Fuel	0,836	15,326
	Gasoleo	0,320	5,223
2004			
	Fuel	0,165	0,341
	Gasoleo	0,102	(0,222)
Total Valor de Mercado			20,668
Equivalencia en euros			19,708

H) Operaciones de trading

La actividad de trading está dirigida a gestionar los riesgos de los negocios de generación y comercialización de electricidad en Europa. El volumen de actividad de trading no es material en el contexto de ENDESA detallándose en el cuadro que figura a continuación la posición neta de todas las operaciones de trading existentes a 31 de diciembre de 2002 (cifras en millones de euros):

	Vencimiento	Valor de mercado
Operaciones trading Holanda	2003	0,352
	2004	-
Operaciones trading resto Europa	2003	1,293
	2004	0,609
	2004-2005-2006	-
Total	-	2,254

I) Fondo de Maniobra

En el marco de una política de eficiencia y calidad de servicio, ENDESA asume la función financiera del Grupo, acudiendo a los mercados y cubriendo las necesidades de aquellas filiales que lo precisen. Al mismo tiempo, integra en centros de servicios compartidos la gestión de cobros y pagos de la mayoría de sus filiales. La gestión de cobro a clientes utiliza básicamente el servicio bancario mediante la domiciliación de la mayor parte de su facturación, siendo el período medio de cobro a clientes comerciales de 14 días. La política de pagos a proveedores establece como condición general el plazo de noventa días. El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del fondo de maniobra del Grupo para los ejercicios 2000, 2001 y 2002 (cifras en millones de euros):

GRUPO ENDESA	2002	2001	2000
EVOLUCION FONDO DE MANIOBRA			
+ Existencias	763	732	780
+ Clientes (1)	2.546	2.784	2.412
- Acreedores Comerciales	(2.573)	(2.253)	(2.050)
= Fondo de Maniobra de Explotación Ajustado	736	1.263	1.142
+ Otros Deudores a Corto Plazo	1.319	1.496	1.422
- Otros Acreedores No Financieros a Corto Plazo	(1.921)	(2.325)	(2.040)
= Fondo de Maniobra de Explotación	134	434	524
+ Tesorería Disponible	2.188	1.053	885
+Financiación (recibida)concedida Neta Grupo a Corto Plazo	-	-	-

- Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	(7.088)	(5.032)	(5.382)
= FONDO DE MANIOBRA NETO	(4.766)	(3.545)	(3.974)
% Fondo de Maniobra Neto / Capitales Permanentes (2)	(11,0%)	(7,6%)	(9,0%)
% Fondo de Maniobra Neto / Stocks	(624,6%)	(484,3%)	(509,5%)

(1) Clientes: Clientes por ventas y prestación de servicios – Provisiones

(2) Capitales Permanentes: Total pasivo – Fondo de maniobra neto

Al 31 de diciembre de 2002 el fondo de maniobra de explotación es positivo por importe de 134 millones de euros. El fondo de maniobra neto de ENDESA en esa misma fecha es negativo por importe de 4.766 millones de euros debido a la utilización de instrumentos de financiación a corto plazo. Al 31 de diciembre de 2002, existen líneas disponibles a largo plazo por importe de 2.083 millones de euros.

V.2. INFORMACIÓN CONTABLE INDIVIDUAL

V.2.1. CUADROS COMPARATIVOS DEL BALANCE Y CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

V.2.1.1. CUADRO COMPARATIVO DEL BALANCE A 31 DE DICIEMBRE

A continuación se recoge un cuadro comparativo de los Balances de ENDESA correspondientes a los ejercicios económicos 2000, 2001 y 2002 (cifras en millones de euros):

	2002	2001	2000
ACTIVO			
INMOVILIZADO	22.567	23.825	20.224
Gastos de Establecimiento	1	2	2
Inmovilizaciones Inmateriales	22	21	5
Inmovilizaciones Materiales	154	107	82
Inmovilizaciones Financieras	22.308	23.594	20.104
Acciones Propias	82	101	31
GASTOS DISTRIBUIR VAR. EJERCICIOS	663	855	1.015
ACTIVO CIRCULANTE	1.893	991	1.201
Existencias	-	-	-
Deudores	413	118	444
Inversiones Financieras Temporales	1.465	867	746
Tesorería	0	1	2
Ajustes por Periodificación	15	5	9
TOTAL ACTIVO	25.123	25.671	22.440
PASIVO			
FONDOS PROPIOS	8.090	8.365	8.426
Capital Suscrito	1.271	1.271	1.271
Prima de Emisión	1.376	1.376	1.376
Reserva de Revalorización	1.719	1.719	1.719
Reservas	3.642	3.519	3.607
Pérdidas y Ganancias	362	760	707
Dividendo a Cuenta Entregado	(280)	(280)	(254)
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJ.	11	-	2
PROVIS. PARA RIESGOS Y GASTOS	290	448	316
ACREEDORES A LARGO PLAZO	12.657	12.613	9.397
ACREEDORES A CORTO PLAZO	4.075	4.245	4.299
TOTAL PASIVO	25.123	25.671	22.440

Como consecuencia del proceso de reordenación societaria y de la separación de actividades eléctricas para adaptarse a lo dispuesto por la Ley 54/197, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la actividad de ENDESA, S.A. durante los años 2000 y 2001 se ha centrado fundamentalmente en la gestión y prestación de servicios a su grupo empresarial, pasando a convertirse en una sociedad holding y no realizando directamente actividades eléctricas (véase *Capítulo III, apartado III.6.*).

V.2.1.2. CUADRO COMPARATIVO CUENTA PÉRDIDAS Y GANANCIAS

A continuación se recoge un cuadro comparativo de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias de ENDESA de los ejercicios económicos 2000, 2001 y 2002 (cifras en millones de euros):

	2002	2001	2000
INGRESOS DE EXPLOTACION	316	252	500
Importe Neto de la Cifra de Negocios	284	240	485
Trabajos Realizados para el Inmovilizado	2	1	1
Otros Ingresos de Explotación	30	11	14
GASTOS DE EXPLOTACION	351	290	307
Aprovisionamientos	125	70	9
Gastos de Personal	79	71	52
Dotaciones Amortización Inmovilizado	46	64	178
Otros Gastos de Explotación	101	85	68
BENEFICIO DE EXPLOTACION	(35)	(38)	193
Ingresos Financieros	2.621	1.386	1.004
Gastos Financieros	653	727	638
RESULTADOS FINANCIEROS	1.968	659	366
RDO. ACTIVIDADES ORDINARIAS	1.933	621	559
Ingresos Extraordinarios	138	56	289
Gastos Extraordinarios	2.003	237	58
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	(1.865)	(181)	231
RDO. ANTES DE IMPUESTOS	68	440	790
Impuestos sobre Beneficios	(294)	(320)	83
RESULTADO DEL EJERCICIO	362	760	707

V.2.1.3. CUADRO COMPARATIVO FLUJO DE CAJA

A continuación se recoge un cuadro comparativo del Flujo de Caja de ENDESA de los ejercicios económicos 2000, 2001 y 2002 (cifras en millones de euros):

	2002	2001	2000
RECURSOS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES	2.279	883	657
Beneficio Neto	362	760	707
Amortizaciones	46	64	178
Provisiones	1.933	66	(364)
Diferencias de Cambio	(46)	86	41
Enajenaciones de Inmovilizado	(7)	(16)	(119)
Subvenciones de Capital y Otros Ingresos a Distribuir	4	-	(1)
Impuesto Diferido y Anticipado	(26)	(227)	182
Otros	21	150	32
TOTAL RECURSOS PROCEDENTES DE LAS OPERAC.	2.279	883	657
EFECTO DEL CASH-FLOW POR INVERSIONES			
Existencias	-	-	-
Deudores	(295)	326	187
Acreedores	(169)	(56)	(905)
Ajustes por Periodificación	(11)	5	5
VARIACION DEL CAPITAL CIRCULANTE	(475)	275	(713)
CASH-FLOW GENERADO POR LAS OPERACIONES	1.804	1.158	(56)
EFECTO DEL CASH-FLOW POR OPERAC. DE INVERSION			
Inmovilizado Material	(48)	(26)	(17)
Capitalización de Intereses y Otros	20	1.481	1.117
Inmovilizado Financiero	(615)	(5.082)	(2.396)
Resto de Operaciones de Inmovilizado	(8)	(17)	(4)
CASH-FLOW POR INVERSIONES	(651)	(3.644)	(1.300)
CASH-FLOW POR OPERACIONES FINANCIERAS			
Reducciones de Capital	-	-	-
Aportaciones de Accionistas	-	-	-
Otras Deudas	1.660	9.539	2.220
Dividendos	(723)	(714)	(649)

Cancelación o Traspasos de Deuda a Corto Plazo	(1.544)	(5.990)	(1.281)
Subvenciones de Capital	-	-	-
Aplicaciones Netas por Incorporación de Soc. Fusión	-	-	-
Otras Operaciones Financieras	-	36	(290)
CASH-FLOW EMPLEADO EN OPERACIONES FINANCIERAS	(607)	2.835	1.831
VARIACION NETA DE TESORERIA	546	349	586
Saldo al principio del año	868	748	1.409
Variaciones de Efectivo por Incorporaciones	51	(229)	(1.248)
TESORERIA AL FINAL DEL EJERCICIO	1.465	868	748

V.2.1.4. COMENTARIOS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES

ENDESA, S.A. es una sociedad holding, por lo que sus ingresos vienen determinados fundamentalmente por los dividendos cobrados a las filiales y sus gastos por el coste de las deudas que mantiene. Adicionalmente en función de las variaciones patrimoniales de las filiales se producen dotaciones y reversiones de provisiones por la cartera de participaciones.

Por otra parte, ENDESA, S.A. mantiene la titularidad de la retribución fija por costes de transición a la competencia que inicialmente correspondían a las empresas del Grupo, lo que da lugar al registro en ENDESA, S.A. de los ingresos y gastos vinculados con los costes de transición a la competencia.

A) Resultado del ejercicio

En el año 2002 ENDESA obtuvo un resultado después de impuestos de 362 millones de euros, 398 millones de euros inferior al del ejercicio 2001, lo que supone una disminución del 52,4% respecto del ejercicio anterior.

Ingresos y gastos de explotación

El resultado de explotación ha sido negativo en 35 millones de euros frente a los 38 millones de euros también negativos del año 2001. El epígrafe de aprovisionamientos contempla compras de energía bilaterales incluidas también en el epígrafe de ingresos.

Ingresos y gastos financieros

El resultado financiero ha ascendido a 1.968 millones de euros frente a los 659 millones de euros del ejercicio 2001, debido al mayor cobro de dividendos a las filiales. Concretamente, en el ejercicio 2002 ENDESA ha registrado 2.546 millones de euros de ingresos por dividendos de sociedades filiales entre los que destacan los 1.818 millones de euros correspondientes a Endesa Generación y los 413 millones de euros de Endesa Red.

Resultado de las actividades ordinarias

El resultado de las actividades ordinarias ha ascendido a 1.933 millones de euros frente a los 621 millones de euros del ejercicio 2001, debido al menor resultado de explotación compensado con el mayor resultado financiero como consecuencia del mayor cobro de dividendos a las filiales.

Ingresos y gastos extraordinarios

En los resultados extraordinarios, que han alcanzado un importe negativo de 1.865 millones de euros como consecuencia de las disminuciones patrimoniales, producidas fundamentalmente en Endesa Internacional y en Endesa Diversificación como consecuencia de la devaluación de las monedas latinoamericanas y la disminución de valor del mercado de telecomunicaciones, y que han generado unas dotaciones de provisiones de cartera de valores por importe de 1.955 millones de euros.

Resultado antes de impuestos

El resultado antes de impuestos ha ascendido a 68 millones de euros frente a 440 millones de euros en el año 2001.

Impuestos sobre Beneficios

La sociedad presenta un ingreso fiscal de 294 millones de euros frente a 320 millones de euros en el año 2001.

Resultado después de impuestos

El resultado después de impuestos ha ascendido a 362 millones de euros frente a 760 millones de euros en el año 2001.

B) Cambios en la posición financiera

En el ejercicio 2002 los recursos generados han ascendido a 2.279 millones de euros, un 158,1% superiores a los del ejercicio 2001 como consecuencia principalmente del importe correspondiente a provisiones (1.933 millones de euros en el año 2002).

C) Retribución por tránsito a la competencia y costes de reestructuración

En los ejercicios 2000, 2001 y 2002 el Sistema Eléctrico Español ha tenido déficit en los ingresos de las actividades reguladas, al no haber sido éstos suficientes para hacer frente a los costes reconocidos del Sistema. La Orden del Ministerio de Economía de 21 de noviembre de 2000 determinó que este déficit fuese financiado por las empresas con derecho a percibir retribución por tránsito a la competencia, incorporándose los saldos aportados al importe máximo a recuperar por dicho concepto lo que supuso que ENDESA pasase a financiar este déficit. Posteriormente, el Real Decreto 1432/2002 de 27 de diciembre ha establecido la recuperación lineal de las cantidades aportadas para financiar el déficit de ingresos de las actividades reguladas de los ejercicios 2000, 2001 y 2002, junto con sus correspondientes intereses, en el período 2003-2010, considerándose la cuota correspondiente dentro del expediente de tarifas de cada año como un ingreso de las actividades reguladas, del que a ENDESA le corresponde un 43,22%.

Como consecuencia de esta disposición ENDESA ha registrado una cuenta a cobrar en el Activo del Balance por el importe asignado de los déficit citados.

La retribución fija por tránsito a la competencia se reguló mediante la Disposición Transitoria sexta de la Ley 54/1997 cuyo texto fue modificado por el artículo 107 de la Ley 50/1998 y posteriormente por el Real Decreto Ley 2/2001. Como consecuencia de la fusión con sus filiales, ENDESA adquirió los derechos de cobro correspondientes a la retribución fija de las mismas con efectos 1 de enero de 1999. Los saldos máximos acreditados de retribución fija pendiente de cobro al 31 de diciembre de los ejercicios 2000, 2001 y 2002 ascienden a 3.768 millones de euros, 3.407 millones de euros y 2.678 millones de euros respectivamente, e incluyen los correspondientes a ENDESA Generación por 161 millones de euros, 168 millones de euros y 174 millones de euros.

En el año 2002 ENDESA ha registrado como ingreso 49 millones de euros correspondientes a la diferencia entre el déficit reconocido por este ejercicio y los pagos efectuados. Asimismo, se han producido regularizaciones del déficit correspondiente a ejercicios anteriores por 86 millones de euros. El saldo de retribución fija pendiente de cobro ha sido actualizado al 3,32%.

Por otra parte, en la aportación de ENDESA Generación, ENDESA se comprometió a compensar a dicha sociedad hasta un importe máximo de 1.096 millones de euros, valor a 31 de julio de 1999, de la cantidad que reciba en concepto de la retribución fija por costes de transición a la competencia, para el caso de que ENDESA Generación no recupere íntegramente a través del mercado el coste del inmovilizado material que se le aporta y exclusivamente por el importe no recuperado.

Los gastos diferidos por transición a la competencia presentan un saldo de 612 millones de euros en el ejercicio 2002 y 660 millones de euros en el ejercicio 2001. Los Administradores de la Sociedad consideran que, en base a las estimaciones realizadas de los ingresos del sistema eléctrico y de los cobros de CTC's, estos gastos se podrán recuperar en su totalidad.

La evolución de los gastos diferidos por transición a la competencia ha sido la siguiente (cifras en millones de euros):

AÑO	SALDO INICIAL	IMPUTACION A RDOS.	AUMENTOS ADICIONALES	CARGO A RESERVAS	SALDO FINAL
1998	473	(28)	343	-	788
1999	788	(144)	1.352	-	1.996
2000	1.996	(177)	(34)	(926)	859
2001	859	(199)	-	-	660
2002	660	(48)	-	-	612
2003	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-
TOTAL	-	(596)	1.661	(926)	-

Los gastos diferidos a 31 de diciembre de 2001 a recuperar con los ingresos de la retribución fija asignada, se han amortizado a lo largo del 2002, con el coeficiente del 6,24% anual, que es superior al que se obtendría con el importe cobrado en el ejercicio 2002 en concepto de principal por retribución fija por transición a la competencia. Los porcentajes de amortización utilizados en 1999, 2000 y 2001 fueron el 7,19%, el 8,22%, y el 7,75%, de acuerdo con las sendas existentes en dichos ejercicios, dado que dichos coeficientes fueron superiores a los obtenidos en base a los ingresos reales de dichos ejercicios.

D) Préstamos y Deudas Financieras

La tabla siguiente recoge la evolución de los préstamos y deudas financieras de ENDESA en los últimos tres años (cifras en millones de euros):

	2002	% Var.	2001	% Var.	2000
Obligaciones y Otros Valores	1.996	(6,1)	2.125	(19)	2.639
Obligaciones y Bonos	1.430	(7,7)	1.550	(4)	1.614
Pagarés	540	(0,6)	543	(45)	992
Intereses devengados	26	(18,8)	32	(6)	34
Entidades de Crédito	3.205	(20,1)	4.009	41	2.848
Euros	1.923	(7,8)	2.086	9	1.910
Dólares USA	1.118	(35,9)	1.744	131	756
Yenes	132	(7,7)	143	(7)	154
Otras	12	(25,0)	16	(27)	22
Intereses devengados	20	-	20	186	7
TOTAL	5.201	(15,2)	6.134	12	5.487

Los saldos por operaciones de derivados financieros de cobertura al 31 de diciembre de 2002 son los siguientes (cifras en millones de euros):

	2002	2001	2000
EN EUROS:			
CAP	-	1.042	1.166
COLLAR	971	1.362	1.262
SWAP INTERESES	6.289	5.279	4.494
FRAS	2.600	3.300	-
SUMA	9.860	10.983	6.922
EN DIVISAS:			
COLLAR	1.561	1.857	-
SWAP INTERESES	467	1.104	20
SWAP DIVISAS	914	975	396
FRAS	1.368	261	-
FORWARD	4	-	-
SUMA	4.314	4.197	416
TOTAL	14.174	15.180	7.338

Las operaciones de cobertura de tipo de cambio entre ENDESA y ENDESA Financiación Filiales, S.L. pendientes de liquidación al 31 de diciembre de 2002 ascienden a un importe equivalente de 652 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2002, ENDESA tenía contratados futuros de electricidad por un total de 4.080 GWh, manteniéndose una posición abierta de 35 GWh, no existiendo diferencias significativas con los valores de mercado de estas operaciones.

E) Servicio de la deuda

La evolución prevista del servicio de la deuda de ENDESA, a 31 de diciembre de 2002 se recoge en el siguiente cuadro (cifras en millones de euros):

REEMBOLSOS (1)	2003	2004	2005	RESTO
Obligaciones y otros valores negociables	704	750	-	542
Deudas con entidades de crédito	85	169	2	2.949

(1) Incluye intereses devengados pendientes de pago.

Este cuadro no recoge los vencimientos de la deuda que se debe contratar para refinanciar estos vencimientos, ni los gastos financieros que lleva aparejada la misma.

F) Garantías con terceros

Al 31 de diciembre de 2002, ENDESA tenía prestados avales a International Endesa BV por 9.860 millones de euros, para garantizar la financiación obtenida por dicha empresa, que a su vez ha sido prestada a ENDESA y a otra filial del grupo.

Asimismo ENDESA garantiza parcialmente un préstamo sindicado que por importe de 1.200 millones de euros un grupo de entidades bancarias otorgaron a AUNA el 27 de junio de 2002. El importe de la garantía de ENDESA se eleva a 459 millones de euros, con vencimiento en la misma fecha que el préstamo, esto es, 30 de diciembre de 2003.

Adicionalmente, ENDESA tiene prestadas garantías a ENDESA Trading frente a terceros para cubrir el riesgo de operaciones de trading de energía eléctrica por 65 millones de euros.

Por otra parte, ENDESA tiene prestadas garantías a diversas empresas de su grupo para garantizar compromisos diversos por valor de 764 millones de euros.

DEUDA SENSIBILIDAD TIPOS DE INTERES	Fechas de Vencimiento (Millones de euros)							Valor Equitativo 31/12/2002
	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	Subsiguiente	Total	
Tipo interés variable								
Préstamos bancarios EURO	1.354	2	102	387	177	4	2.025	2.025
Media ponderada - ref. Euribor	0,4%	0,3%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%		
Préstamos estructurados EURO				240	141	30	412	412
Media ponderada - ref. Euribor				0,4%	0,3%	0,3%		
Préstamos BEI EURO		38	38	51	51	204	381	381
Media ponderada - ref. Euribor		0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%		
Creditos EURO	65			1.015	127		1.208	1.208
Media ponderada - ref. Euribor	0,2%			0,1%	0,1%			
Préstamo y créditos Interempresa EURO	14						14	14
Media ponderada - ref. Euribor	0,0%							
Préstamo y créditos Bilaterales EURO	58	12	11	9	8	46	144	144
Media ponderada - ref. Euribor	1,3%	0,4%	0,4%	0,4%		0,8%		
MTN EURO	545	300		300		155	1.300	1.300
Media ponderada - ref. Euribor	0,2%	0,2%		0,2%		0,9%		
MTN EURO					80	90	170	170
Media ponderada - ref. EQL					0,0%	0,0%		
MTN EURO						25	25	25
Media ponderada - ref. IRS Euro						-0,2%		
MTN EURO						15	15	15
Media ponderada - ref. IRS GBP						0,0%		
Obligaciones EURO		550					550	550
Media ponderada - ref. Euribor		0,1%						
Préstamos Oficiales EURO	285						285	285
Media ponderada - ref. Euribor	0,0%							
Bonos Internacionales EURO	364						364	361
Media ponderada - ref. Pas Banca	0,8%							
Pagarés EURO	1.294						1.294	1.294
Media ponderada - ref. Euribor	0,0%							
Otros EURO							0	0
Media ponderada - ref. Euribor								
Préstamos bancarios USD	1.066	50	1.181	13	13	551	2.873	2.817
Media ponderada - ref. Libor	1,3%	1,2%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%		
Créditos USD	4			108			112	112
Media ponderada - ref. Libor	0,1%			0,1%				
Préstamos BEI USD	42	47	47	194	48	85	463	463
Media ponderada - ref. Libor	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%	-0,1%	-0,5%		
Financiación Proyectos USD	40	36	34	42	27	126	305	305
Media ponderada - ref. Libor	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%		
Bonos USD							0	0
Media ponderada - ref. Libor								
MTN USD							0	0
Media ponderada - ref. Libor								
MTN USD							0	0
Media ponderada - ref. EQL								
Pagarés USD	163						163	163
Media ponderada - ref. Libor	0,0%							
Créditos JPY				51			51	51
Media ponderada - ref. Libor				0,1%				
Préstamos Bancarios JPY	61	10	1				72	72
Media ponderada - ref. Libor	2,6%	2,3%	2,3%					
Pagarés CHF	72						72	72
Media ponderada - ref. Libor	0,0%							
MTN CZK						16	16	16
Media ponderada - ref. Pribor						0,2%		
Pagarés GBP	365						365	365
Media ponderada - ref. Libor	0,0%							
Préstamos Bancarios CLP		62					62	62
Media ponderada - ref. TAB		0,5%						
Lineas de crédito CLP							0	0
Media ponderada - ref. TAB								
Otras deudas CLP							0	0
Media ponderada - ref. TAB								
Bonos Locales BRL							0	0
Media ponderada - ref. CDI								
C/P Locales BRL							0	0
Media ponderada - ref. CDI								
Préstamo Bancarios BRL							0	0
Media ponderada - ref. CDI								
Financiación Proyectos BRL	2	2	3	3		42	53	53
Media ponderada - ref. FINEL-IGPM	1,1%	1,1%	1,0%	0,9%		0,9%		
Préstamos Oficiales BRL		16	13	14		61	103	103
Media ponderada - ref. TJLP-TR-IGPM		1,1%	1,0%	1,0%		1,0%		
LI . Crédito BRL	5						5	5
Media ponderada - ref. CDI	3,0%							
Préstamo Bancarios Otras Monedas		12				38	50	50
Media ponderada - ref. DTF-VAC-CF		3,0%				4,8%		
Bonos Otras Monedas		4		11		96	112	112
Media ponderada - ref. DTF-VAC-CF		2,9%		2,9%		3,0%		
Préstamos Oficiales Otras Monedas	2	2					3	3
Media ponderada - ref. DTF-VAC-CF	0,5%	0,5%						

DEUDA SENSIBILIDAD TIPOS DE INTERES	Fechas de Vencimiento (Millones de euros)							Valor Equitativo 31/12/2002
	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	Subsiguiente	Total	
C/P LOCALES Otras Monedas Media ponderada - ref. VAC							0	0
TOTAL VARIABLE	5.800	1.142	1.429	2.439	672	1.585	13.067	13.008

DEUDA SENSIBILIDAD TIPOS DE INTERES	Fechas de Vencimiento (Millones de euros)							Valor Equitativo 31/12/2002
	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	Subsiguiente	Total	
DEUDA								
Tipo interés Fijo								
Préstamos estructurados EURO		30		433		62	525	450
Media ponderada Tipo de interés		4,8%		4,1%		5,7%		
Préstamo BEI EURO	1	1					2	4
Media ponderada Tipo de interés	10,1%	10,1%						
Pagarés EURO				42			42	51
Media ponderada Tipo de interés				13,9%				
Obligaciones EURO	180	200				500	880	960
Media ponderada Tipo de interés	8,8%	4,5%				4,2%		
Préstamos EURO							0	0
Media ponderada Tipo de interés								
MTN EURO	300	510	700	1.250	30	1.678	4.468	4.748
Media ponderada Tipo de interés	4,8%	3,6%	5,1%	5,5%	5,3%	5,3%		
Préstamos BEI CHF	6	6					11	12
Media ponderada Tipo de interés	6,4%	6,4%						
MTN CZK		32					32	38
Media ponderada Tipo de interés		6,3%						
MTN GBP						615	615	696
Media ponderada Tipo de interés						6,1%		
Préstamo Bancarios USD	15	19	13	13	13	19	92	92
Media ponderada Tipo de interés	6,0%	5,9%	6,3%	6,3%	6,2%	6,1%		
Préstamos BEI USD	0	0					1	1
Media ponderada Tipo de interés	14,4%	14,4%						
Préstamos Oficiales USD	2	2	2	2	2	9	21	0
Media ponderada Tipo de interés	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%		
Financiación Proyectos USD	30	30	30	30	28	109	257	250
Media ponderada Tipo de interés	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,5%	5,2%		
MTN USD	491					334	825	923
Media ponderada Tipo de interés	5,9%					6,0%		
Bonos Internacionales USD	227	3		265	24	1.649	2.167	2.200
Media ponderada Tipo de interés	7,6%	7,7%		7,7%	7,9%	7,9%		
Bonos Locales USD			17		27	29	73	113
Media ponderada Tipo de interés			7,5%		7,5%	7,5%		
Otras Deudas USD	16	14	14	14	2		60	60
Media ponderada Tipo de interés	7,8%	7,8%	7,9%	8,3%	7,4%			
Préstamos BEI JPY	0	0					1	1
Media ponderada Tipo de interés	8,0%	8,0%						
MTN JPY				40		64	105	89
Media ponderada Tipo de interés				0,7%		1,1%		
Préstamo Bancarios CLP	2	2	2	2	1		9	9
Media ponderada Tipo de interés	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%			
Bonos Locales CLP	14	14	16		187	225	455	448
Media ponderada Tipo de interés	6,0%	6,0%	6,0%		5,9%	5,9%		
Préstamos Oficiales BRL	10	11	17	7		9	53	53
Media ponderada Tipo de interés	10,2%	10,1%	9,8%	9,9%		9,0%		
Financiación Proyectos brl	3	3	3	3	4	14	30	30
Media ponderada Tipo de interés	7,9%	7,9%	7,9%	8,0%	8,0%	8,1%		
Bonos locales brl	1						1	1
Media ponderada Tipo de interés	12,0%							
Préstamo Bancarios Otras Monedas	10						10	10
Media ponderada Tipo de interés	4,6%							
Bonos Otras Monedas	9	22			82	7	120	129
Media ponderada Tipo de interés	7,4%	6,8%			7,0%	10,3%		
Otras Deudas Otras Monedas		4					4	4
Media ponderada Tipo de interés		37,0%						
TOTAL FIJO	1.318	902	814	2.102	401	5.322	10.859	11.372
TOTAL GENERAL	7.117	2.044	2.244	4.540	1.073	6.907	23.926	24.380

CAPÍTULO VI

LA ADMINISTRACIÓN, LA DIRECCIÓN Y EL CONTROL DE LA SOCIEDAD EMISORA

VI.1. IDENTIFICACIÓN Y FUNCIÓN EN LA ENTIDAD DE LAS PERSONAS QUE SE MENCIONAN

VI.1.1. ÓRGANO DE ADMINISTRACIÓN

Composición del Consejo de Administración

ENDESA, S.A. está administrada por un Consejo de Administración que de acuerdo con sus Estatutos Sociales estará integrado por nueve miembros como mínimo y quince como máximo, correspondiendo a la Junta General tanto el nombramiento como la separación de los Consejeros. El cargo de Consejero es renunciable, revocable y reelegible.

Existirán los siguientes tipos de Consejeros, conforme al artículo 37 de los Estatutos Sociales:

- a) Los que están vinculados, profesionalmente y, de forma permanente, a la sociedad.
- b) Los que su vinculación con la sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo.
- c) Los que su pertenencia al Consejo de Administración derive de la participación patrimonial en el capital de la sociedad.

Los Consejeros a que se refiere el apartado b) anterior serán mayoría respecto del total de Consejeros que, en cada momento, formen el Consejo, siempre que lo permita el número de Consejeros elegidos en ejercicio del derecho de los accionistas a tener representación en el Consejo, proporcional a su participación en el capital social.

La duración de los cargos de Consejeros será de cuatro años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración salvo los Consejeros elegidos al amparo del artículo 37 b) de los Estatutos Sociales, los cuales sólo podrán ser reelegidos por un segundo mandato.

A la fecha de registro de este *Folleto*, el Consejo de Administración tiene la siguiente composición:

CARGO	MIEMBROS	FECHA PRIMER NOMBRE.	CARÁCTER	NOMBRE. A PROP.
Presidentes de Honor (1)	D. Feliciano Fuster Jaime D. Rodolfo Martín Villa			
Presidente	D. Manuel Pizarro Moreno	18.10.1996 14.05.2002 (2)	a)	-
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo	11.02.1997	a)	-
Consejeros	D. Alberto Alonso Ureba	19.06.1998	b)	-
	D. Miguel Blesa de la Parra	06.11.2000	c)	Caja Madrid
	D. José María Fernández Cuevas	19.06.1998	b)	-
	D. José M. Fernández Normiella	07.07.1998	b)	-
	D. Rafael González-Gallarza Morales	19.06.1998	b)	-
	D. Rafael Español Navarro	18.10.1996	b)	-
	D. José Fernández Olano	18.06.1996	b)	-
	D. Manuel Ríos Navarro	28.07.1998	b)	-
	D. Francisco Javier Ramos Gascón	06.02.2001	b)	-
	D. Francisco Nuñez Boluda	12.05.1998	b)	-
	D. José Luis Oller Ariño	25.06.1997	b)	-
	D. José Serna Masía	07.02.2000	b)	-
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-	-

(1) No forma parte del Consejo de Administración, son cargos honoríficos.

(2) Fecha de nombramiento como Presidente de la Sociedad por parte del Consejo de Administración.

El Consejo, al amparo del Artículo 36 de los Estatutos Sociales y de conformidad con el Artículo 141 de la Ley de Sociedades Anónimas, regula su organización y funcionamiento a través de su propio Reglamento. En este sentido, contempla que 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.

El Consejo se reunirá, al menos, una vez cada dos meses, así como cuando el Presidente lo estime oportuno o cuando lo solicite un tercio de sus miembros y los acuerdos se adoptarán por mayoría absoluta de los Consejeros, presente o representados, concurrente a la sesión. En caso de empate tendrá voto de calidad el Presidente o quien haga sus veces en la reunión.

Funciones del Consejo de Administración

El Consejo de Administración, de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas y los Estatutos Sociales, ejerce el gobierno y la administración de la Sociedad, correspondiéndole las siguientes funciones generales:

a) Establecer la estrategia corporativa y las directrices de la gestión.

• Aprobar la estrategia general de la Sociedad y sus participadas y los planes y políticas destinados al logro de sus objetivos.

• Definir el entorno de control y el perfil de riesgo de la sociedad y sus participadas.

• Determinar la política de información y comunicación con los accionistas, los mercados y la opinión pública.

• Supervisar los acuerdos a largo plazo, sean de carácter comercial, industrial o financiero de importancia estratégica para el conjunto de la sociedad y sus participadas.

b) Supervisar la actuación de la Alta Dirección, exigir cuentas de sus decisiones y hacer una evaluación de su gestión.

• Impulsar y supervisar la gestión de la Sociedad y sus participadas, así como el rendimiento de la Alta Dirección en el cumplimiento de los objetivos establecidos.

• Ejercer las funciones que la Junta General haya encomendado al Consejo, que sólo podrá delegar si, de forma expresa, lo prevé el acuerdo de la Junta General.

c) Elaborar su propia organización y funcionamiento.

• Nombrar Consejeros, en caso de que se produzca vacante, hasta que se reúna la primera Junta General y aceptar la dimisión de los mismos.

• Nombrar y cesar los Consejeros que han de formar parte de la Comisión Ejecutiva y Comités y delegar facultades en la Comisión Ejecutiva, en el Presidente, en el Consejero Delegado y, excepcionalmente, en Comités previstos en este Reglamento.

• Designar y revocar los nombramientos del Presidente y de los Vicepresidentes del Consejo y designar y revocar, a propuesta del Presidente, los nombramientos del Consejero Delegado y del Secretario del Consejo.

d) Relaciones con accionistas y auditores.

• El Consejo establecerá los mecanismos adecuados para conocer las propuestas que los accionistas puedan formular en relación con la gestión de la sociedad, y supervisará los

sistemas de información que establezca la sociedad para los distintos grupos de accionistas, sin que ello pueda suponer privilegio alguno para ninguno de ellos.

El Consejo promoverá, facilitando la información debida, la participación de los accionistas en las Juntas Generales, y adoptará cuantas medidas sean oportunas para que la Junta General de Accionistas ejerza las funciones que le son propias conforme a la Ley y a los Estatutos sociales.

El Consejo establecerá una relación de carácter objetivo, profesional y continuo con el Auditor externo de la sociedad nombrado por la Junta General, respetará la independencia del mismo y dispondrá que se le facilite toda la información necesaria.

El artículo 46 de los Estatutos Sociales establece:

“Los acuerdos se adoptarán por mayoría absoluta de los Consejeros, presentes o representados, concurrentes a la sesión. En caso de empate tendrá voto de calidad el Presidente o quien haga sus veces en la reunión. Lo previsto en el presente apartado se entenderá sin perjuicio de aquellos acuerdos para cuya adopción se exija una mayoría cualificada de Consejeros por los presentes Estatutos o la legislación vigente”.

Separación de funciones

El Presidente del Consejo y el Consejero Delegado, como máximos responsables, con carácter individual, de la sociedad, tendrán funciones diferenciadas en los términos que se establecen en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración.

Al Presidente, además de las funciones asignadas por la legislación vigente y Estatutos, le corresponde impulsar la acción de gobierno de la sociedad y sus participadas, dirigir el funcionamiento del Consejo, procurando que los miembros del mismo dispongan de la adecuada información así como la representación de la Sociedad, en especial ante las distintas Administraciones Públicas, Instituciones del Mercado de Valores, Organismos, Sociedades y Asociaciones del Sector Eléctrico.

El Presidente asume la presidencia de la Comisión Ejecutiva, ostenta su representación permanente de acuerdo con los Estatutos Sociales y en las votaciones que se celebren tiene voto de calidad.

Al Consejero Delegado corresponde la dirección de la gestión de la Sociedad, de acuerdo con las decisiones y criterios fijados por el Consejo de Administración y la Comisión Ejecutiva.

Ejerce la potestad de mando sobre todos los servicios de la Sociedad y estará al frente de la Alta Dirección de la misma.

El Consejero Delegado es, asimismo, responsable de la ejecución de la estrategia del conjunto de sociedades participadas y en consecuencia, y sin perjuicio de las normas estatutarias de cada sociedad, ejercerá la supervisión de la gestión y de la Alta Dirección de las referidas sociedades.

Comisión Ejecutiva

La Comisión Ejecutiva estará presidida por el Presidente del Consejo y formarán parte de ella el Consejero Delegado y cinco Consejeros. Se reunirá, al menos, una vez al mes. Son competencias de la Comisión Ejecutiva, entre otras, las siguientes:

Adoptar los acuerdos correspondientes a las facultades que el Consejo le hubiere delegado.

Ejercer las funciones referentes al control de la gestión de la sociedad.

Estudiar y proponer las directrices que han de definir la estrategia empresarial y supervisar su puesta en práctica.

Deliberar e informar, para elevar al Consejo, los asuntos que correspondan a las materias siguientes, hayan sido o no objeto de delegación por el Consejo:

- Presupuesto anual de la sociedad con desglose de las previsiones correspondientes a cada línea de negocio.
- Seguimiento mensual de la gestión económica, de las desviaciones presupuestarias y de las propuestas de medidas correctoras.
- Inversiones materiales o financieras de importancia y su correspondiente justificación económica de las mismas.
- Alianzas y acuerdos con sociedades que por su cuantía o naturaleza sean relevantes para la sociedad.
- Operaciones financieras de importancia económica.
- Programa de actuaciones a medio plazo.
- Valoración de la consecución de los objetivos de las distintas unidades operativas de la empresa.

La designación de los miembros de la Comisión Ejecutiva requerirá el voto favorable de, al menos, dos tercios de los miembros del Consejo.

Los acuerdos de la Comisión Ejecutiva sobre asuntos en los que exista delegación de facultades por parte del Consejo son de cumplimiento obligatorio desde su adopción. No obstante, en aquellos casos en los que a juicio del Presidente, o de la mayoría de los miembros de la Comisión Ejecutiva, la importancia del asunto así lo aconsejara, los acuerdos de la Comisión Ejecutiva se someterán a la ratificación posterior del Consejo.

El Secretario de la Comisión Ejecutiva, que será el del Consejo de Administración, levantará acta de los acuerdos adoptados, de los que se dará cuenta al Consejo, conforme a lo establecido en los Estatutos.

En la actualidad la Comisión Ejecutiva está integrada conforme al siguiente detalle:

CARGO	MIEMBROS	FECHA NOMBRAM.	CARÁCTER
Presidente	D. Manuel Pizarro Moreno	18.10.1996	a)(1)
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo	11.02.1997	a)
Consejeros	D. Alberto Alonso Ureba	29.03.2001	b)
	D. Miguel Blesa de la Parra	06.03.2001	c)
	D. José María Fernández Cuevas	29.03.2001	b)
	D. José Manuel Fernández Norniella	07.07.1998	b)
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-

(1) 14 de mayo de 2002. Fecha de nombramiento como Presidente de la Comisión Ejecutiva.

Durante el ejercicio 2002, la Comisión ejecutiva ha celebrado veintitrés reuniones.

Comité de Auditoría y Cumplimiento

El Comité de Auditoría y Cumplimiento estará integrado por cuatro miembros del Consejo, designados con el voto favorable de la mayoría. El Presidente de dicho Comité será designado, de entre sus miembros, por el Consejo con el voto favorable de la mayoría. El Secretario del Comité será el del Consejo de Administración.

La función principal de este Comité es velar por el buen gobierno corporativo y la transparencia en todas las actuaciones de la sociedad en el ámbito económico-financiero y de auditoría externa y cumplimiento y auditoría interna.

En particular en el ámbito económico-financiero y de auditoría externa, tiene encomendadas las siguientes funciones:

- ☞ Velar por la transparencia en la información económico-financiera de la sociedad a sus accionistas y a los Mercados de Valores, y adoptar las medidas necesarias para evitar, en todo caso, que pueda existir utilización privilegiada de la indicada información.
- ☞ Velar por la información periódica sometida a las Bolsas y Organismo Rectores en las que cotizan los valores emitidos por ENDESA y sus sociedades participadas.
- ☞ Evaluar los procedimientos y sistemas de elaboración de los estados financieros a someter al Consejo de Administración y velar por el respeto de los principios contables utilizados en su formulación.
- ☞ Estudiar el Informe de los Auditores de Cuentas, con especial atención a lo dispuesto en la Ley de Sociedades Anónimas.
- ☞ Proponer al Consejo de Administración la designación del Auditor de Cuentas Externo, sus condiciones de contratación, el alcance de su mandato profesional, y, en su caso, la renovación o revocación del mismo, así como velar por su independencia.

El Comité tendrá encomendadas las siguientes funciones en el ámbito de Cumplimiento y Auditoría Interna:

- ☞ Verificar la adecuación y efectividad de los sistemas internos de control, y supervisar las prácticas, políticas y procedimientos establecidos que aseguren el debido cumplimiento de las disposiciones legales y normas internas aplicables.
- ☞ Aprobación del sistema de evaluación y control de riesgos relevantes para ENDESA y sus sociedades participadas.
- ☞ Seguimiento de la ejecución de las recomendaciones de la Auditoría Interna.
- ☞ Evaluación y proposición de medidas sobre el grado de cumplimiento de las recomendaciones de buen gobierno corporativo.
- ☞ Velar por el cumplimiento de las disposiciones contenidas en el Reglamento de Conducta del Mercado de Valores.

El Consejo podrá requerir al Comité la elaboración de informes sobre aquellas materias propias de su ámbito de actuación.

Con fechas 14 de mayo de 2002 y 4 de junio de 2002, el Consejo de Administración aprobó y ratificó, respectivamente, la modificación, a propuesta del Presidente, de los artículos 14 y 15 de su Reglamento, de forma que todos los miembros del Comité de Auditoría y Cumplimiento tuvieran el carácter de externos . Con ello Endesa se anticipó, en gran medida, a las disposiciones contenidas en la Ley 44/2002, de 22 de noviembre, de Medidas de Reforma del Sistema Financiero. La Junta General de Accionistas celebrada el 19 de junio de 20033 aprobó la adaptación de los Estatutos Sociales a la citada Ley.

En la actualidad integran este Comité los siguientes miembros:

CARGO	MIEMBROS	FECHA NOMBRAM.	CARÁCTER
Presidente	D. Francisco Javier Ramos Gascón	29.03.2001	b)(1)
Consejeros	D. Francisco Nuñez Boluda	07.07.1998	b)
	D. José Luis Oller Ariño	07.07.1998	b)
	D. José Serna Masiá	07.02.2000	b)

Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-
-------------------------	-----------------------------	------------	---

(1) 14 de mayo de 2003. Fecha de nombramiento como Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento.

Durante el ejercicio 2002, el Comité de Auditoría y Cumplimiento ha celebrado siete reuniones. Entre las principales actividades realizadas se encuentran el estudio e informe de los Resultados Consolidados, con periodicidad trimestral, así como el de las Cuentas Consolidadas, con periodicidad anual. En este sentido, el Comité ha analizado los documentos que se presentan y ha conocido el criterio del Auditor Externo. Del mismo modo, se le ha sometido la nota de prensa que se hace pública con tal ocasión.

Asimismo, ha aprobado los planes de Auditoría Interna que presenta la Dirección Corporativa de Auditoría y ha sido informado de las conclusiones de los informes de auditoría y del grado de cumplimiento de sus recomendaciones. En este capítulo, ha aprobado las reformas organizativas que afectan a la función auditora, así como el presupuesto de esta unidad.

En relación con el Auditor Externo, ha conocido su relación contractual con la compañía, tanto en su función auditora como en otros aspectos.

En materia de cumplimiento, el Comité ha realizado un seguimiento de las disposiciones contables y de las relativas al gobierno corporativo aprobadas tanto en España como en el extranjero.

Comité de Nombramientos y Retribuciones

El Comité de Nombramientos y Retribuciones estará integrado por cuatro miembros del Consejo, designados con el voto favorable de la mayoría. El Presidente de este Comité será designado, de entre sus miembros, por el Consejo con el voto favorable de la mayoría. El Secretario del Comité será el del Consejo de Administración.

El Comité tiene encomendadas las siguientes funciones:

- Informar y proponer el nombramiento de los miembros del Consejo de Administración.
- Informar al Consejo de Administración sobre los nombramientos relativos a la Alta Dirección de ENDESA.
- Aprobar las retribuciones de los miembros de la Alta Dirección en los términos definidos en el apartado anterior.
- Decidir la adopción de esquemas de retribución para la Alta Dirección de la sociedad y sus participadas que tengan en cuenta los resultados de las empresas. Igualmente, deberá conocer y valorar la política de directivos de la empresa, en especial las áreas de formación, promoción y selección.
- Determinar los regímenes particulares de vinculación del Presidente y del Consejero Delegado con la sociedad.
- Elaborar y aprobar el Estatuto de la Alta Dirección.

El Consejo podrá requerir al Comité la elaboración de informes sobre aquellas materias propias de su ámbito de actuación.

En la actualidad integran este Comité los siguientes miembros:

CARGO	MIEMBROS	FECHA NOMBRAM.	CARACTER
Presidente	D. Rafael González-Gallarza Morales	07.07.1998	b)(1)
Consejeros	D. Rafael Español Navarro	07.02.2000	b)
	D. José Fernández Olano	29.03.2001	b)
	D. Manuel Ríos Navarro	07.02.2000	b)

Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-
-------------------------	-----------------------------	------------	---

(1) 14 de mayo de 2003. Fecha de nombramiento como Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones.

Durante el ejercicio 2002, el Comité de Nombramientos y Retribuciones ha celebrado cinco reuniones, en las que ha fijado la retribución para la Alta Dirección y los criterios retributivos aplicables a los directivos, que no están sometidos a Convenio.

Del mismo modo, y en el ejercicio de sus funciones, ha estudiado la reforma de las Normas Internas de Organización y ha informado sobre los nombramientos habidos en el Consejo de Administración, así como, los nombramientos y ceses en la Alta Dirección.

Consejos Asesores

El Consejo podrá acordar la creación de Consejos Asesores que, sin tener el carácter de órganos sociales, puedan deliberar, estudien e informan sobre los asuntos que el Consejo considere de interés para el ejercicio de sus funciones.

El Consejo, a propuesta del Presidente, aprobará la designación de los miembros de los Consejos Asesores que deberán ser personas de reconocido prestigio por su trayectoria profesional dentro y fuera de España.

Con fecha 13 de marzo de 2000, se aprobó la norma reguladora del Consejo Asesor de ENDESA. El Consejo de Administración aprobó, el 6 de noviembre de 2001, la constitución de los Consejos Consultivos de carácter regional.

Principios de actuación en materia de gobierno corporativo

Los principios que rigen el gobierno de la Sociedad se establecen en:

- ?? Los Estatutos Sociales, cuya última modificación fue aprobada por acuerdo de la Junta General de Accionistas celebrada el 13 de abril de 2000.
- ?? El Reglamento del Consejo de Administración aprobado con fecha 3 de junio de 1998 y modificado posteriormente con fechas 29 de marzo de 2001 y 4 de junio de 2002.
- ?? El Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores aprobado por el Consejo de Administración el 24 de julio de 2001.
- ?? Las normas de integridad corporativa, aprobadas por el Consejo de Administración con fecha 25 de marzo de 2003.

Los Estatutos Sociales de la compañía contienen en sus preceptos, junto a las disposiciones legales de obligado cumplimiento, los principios que rigen el gobierno de la Sociedad y los órganos que conforman el mismo: Junta General de Accionistas, Consejo de Administración, y Comisión Ejecutiva.

Entre los principios cabe destacar el de transparencia, el respeto a los derechos del accionista, el deber de diligencia y lealtad de los consejeros y el establecimiento de un régimen de funcionamiento de los órganos sociales que, con respecto a la legalidad, promueva la participación de los accionistas en la toma de decisiones.

El Reglamento del Consejo de Administración regula su organización y funcionamiento de conformidad con el artículo 36 de los Estatutos sociales, se inspira en tres conceptos: fomentar la transparencia en las actuaciones de los órganos de gobierno de la Sociedad y en todas sus relaciones, impulsar una gestión empresarial eficaz, y asunción de las responsabilidades por la Alta Dirección y el Consejo de Administración ante los accionistas de la Sociedad.

El Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores determina los criterios de comportamiento que deben seguir sus destinatarios en las operaciones que en ellos se efectúen, con el fin de contribuir a su transparencia y a la protección de los inversores, y se inspira en los principios de imparcialidad, buena fe, anteposición de los intereses generales a los propios y cuidado y diligencia en el uso de la información y en la actuación en los mercados.

Las Normas de Integridad Corporativa, constituidas por el Estatuto de la Alta Dirección, el Estatuto del Directivo y el Código de Conducta de los empleados, establecen los principios que han de presidir sus actuaciones: conducta ética, profesionalidad y confidencialidad. Asimismo, dispone las limitaciones e incompatibilidades derivadas de la condición de directivo y alto directivo.

Asunción del Código de Buen Gobierno

El Código de Buen Gobierno prevé en su Recomendación 23ª que los Consejos de Administración de las sociedades que apelan a los mercados financieros incluyan, en su informe público anual, detalle de sus reglas de gobierno.

A tal efecto, ENDESA reseña información detallada sobre la asunción por la misma de las Recomendaciones del Código de Buen Gobierno en el año 2002 en el Anexo I del presente Folleto en el Informe de Gobierno Corporativo 2002.

VI.1.2. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE LA EMPRESA

La dirección de la empresa se encuentra vertebrada al más alto nivel por los órganos de dirección siguientes:

Comité de Dirección del Grupo

Integrado por el Consejero Delegado y todos los Directores de primer nivel, es el órgano encargado de plasmar las directrices y políticas de gestión diseñadas por el Consejo de Administración, no existiendo remuneración alguna diferente de la que perciben en función del ejercicio de su cargo.

Se reúne sin periodicidad fija y, a la fecha de registro de este Folleto, está integrado por los siguientes miembros:

CARGO	MIEMBRO
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo
Secretario General	D. Salvador Montejo Velilla
Dirección Corporativa de Asesoría Jurídica	D. Francisco de Borja Acha Besga
Dirección General del Negocio Eléctrico	D. José Damián Bogas Gálvez
Dirección General de Gestión de la Energía	D. Pedro Larrea Paguaga
Dirección General de Generación	D. Manuel Morán Casero
Dirección General de Comercialización	D. Javier Uriarte Monereo
Dirección General de Red	D. José Luis Marín López-Otero
Dirección General de Minería	D. José Félix Ibáñez Guerra
Dirección General de Planificación y Medios	D. Antonio Pareja Molina
Dirección Corporativa de Planificación y Control	Dª. Mª Isabel Fernández Lozano
Dirección General de Servicios	D. Evaristo Villa Ruiz
Dirección General de Internacional	D. Luis Rivera Novo
Dirección General Negocio ENDESA Internacional	D. Alberto Martín Rivals
Dirección General de Diversificación	D. Alfredo Llorente Legaz
Dirección Corporativa de Estrategia	D. Carlos Torres Vila
Dirección Corporativa Económico-Financiera	D. José Luis Palomo Álvarez
Dirección Corporativa de Recursos Humanos	D. German Medina Carrillo
Dirección Corporativa de Auditoría	D. José Luis Puche Castillejo
Dirección Corporativa de Comunicación	D. Gabriel Castro Villalba

Comité Ejecutivo de Dirección

Presidido por el Consejero Delegado, se configura como el órgano de gestión, al más alto nivel, de las actividades empresariales, no existiendo remuneración alguna diferente de la que perciben en función del ejercicio de su cargo.

Se reúne semanalmente y, a la fecha de registro de este Folleto, está formado por los siguientes miembros:

CARGO	MIEMBRO
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo
Secretario General	D. Salvador Montejo Velilla
Dirección Corporativa de Asesoría Jurídica	D. Francisco de Borja Acha
Dirección General del Negocio Eléctrico	D. José Damián Bogas Gálvez
Dirección General de Red	D. José Luis Marín López-Otero
Dirección General de Planificación y Medios	D. Antonio Pareja Molina
Dirección General de Internacional	D. Luis Rivera Novo
Dirección General de Diversificación	D. Alfredo Llorente Legaz
Dirección Corporativa Económico-Financiera	D. José Luis Palomo Álvarez
Dirección Corporativa de Estrategia	D. Carlos Torres Vila
Dirección Corporativa de Recursos Humanos	D. Germán Medina Carrillo
Dirección Corporativa de Comunicación	D. Gabriel Castro Villalba

Consejo de Dirección

Integrado por el Presidente, el Consejero Delegado, Alta Dirección, Presidentes de los Consejos Asesores, Directores Generales Territoriales, Presidentes y Directores Generales de empresas filiales relevantes.

VI.2. CONJUNTO DE INTERESES EN LA SOCIEDAD DE LAS PERSONAS CITADAS EN EL APARTADO VI.1**VI.2.1. ACCIONES CON DERECHO DE VOTO Y OTROS VALORES QUE DAN DERECHO A SU ADQUISICIÓN**

El total de acciones de las que eran titulares, a título individual, los actuales Consejeros de la Sociedad a la fecha de registro del presente Folleto asciende a 90.936 acciones, que representan el 0,00859% del capital social conforme al detalle que figura a continuación:

MIEMBROS	POSEIDAS DIRECTAS	POSEIDAS INDIRECT.	TOTAL POS.	% S/ TOTAL	TOTAL REPRES.	% S/ TOTAL	TOTAL ACCIONES	% S/ TOTAL
D. Manuel Pizarro Moreno (1)	50.004	-	50.004	0,00472	4.271.726	0,40347	4.321.730	0,40819
D. Rafael Miranda Robredo	7.258	-	7.258	0,00069	-	-	7.258	0,00069
D. Alberto Alonso Ureba	1	-	1	-	-	-	1	-
D. Miguel Blesa de la Parra (2)	600	-	600	0,00006	53.043.481	5,01000	53.044.081	5,01006
D. Rafael Español Navarro	846	-	846	0,00008	-	-	846	0,00008
D. José M. Fdez. Cuevas	1	-	1	-	-	-	1	-
D. José M. Fdez. Norniella	1	-	1	-	-	-	1	-
D. José Fdez. Olano	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Rafael González-Gallarza M.	3.301	-	3.301	0,00031	-	-	3.301	0,00031
D. Francisco Nuñez Boluda	4.000	-	4.000	0,00038	-	-	4.000	0,00038
D. José Luis Oller Ariño	3.400	-	3.400	0,00032	-	-	3.400	0,00032
D. Fco. Javier R. Gascón (3)	992	1.259	2.251	0,00021	-	-	2.251	0,00021
D. Manuel Ríos Navarro	3.889	-	3.889	0,00037	-	-	3.889	0,00037
D. José Serná Masiá (4)	14.906	478	15.384	0,00145	-	-	15.384	0,00145
TOTAL	89.199	1.737	90.936	0,00859	57.315.207	5,41347	57.406.143	5,42206

(1) En representación de Ibercaja.

(2) En representación de Caja Madrid.

(3) A través de su esposa.

(4) A través de su esposa.

El porcentaje de capital representado por los miembros del Consejo de Administración en la Junta General de Accionistas celebrada el 19 de junio de 2003 fue del 0,17%.

El total de acciones de las que eran titulares los actuales miembros del Comité de Dirección de la Sociedad a la fecha de registro del presente Folleto asciende a 66.151 acciones, que representan el 0,00625% del capital social.

VI.2.2. PARTICIPACIÓN EN TRANSACCIONES INFRECIENTES Y RELEVANTES DE LA SOCIEDAD

Los miembros del Consejo de Administración, los Directores y demás personas que asumen la gestión de ENDESA, al nivel más elevado, a los que se refiere el apartado VI.1. anterior, así como los accionistas representados en el Consejo de Administración o las personas físicas o jurídicas a las que representan, no han participado durante el ejercicio 2002 y en el curso del 2003 no participan en transacciones inhabituales y relevantes de la sociedad, excepto las realizadas con las entidades financieras accionistas en el curso habitual de sus negocios las cuales se llevan a cabo en condiciones de mercado (véase Capítulo VI, apartado VI.1.1.).

Operaciones con partes vinculadas

El Reglamento del Consejo de Administración en su artículo 23º. Incompatibilidades, determina que:

“No podrán ostentar la condición de miembros del Consejo las personas que, por sí o persona interpuesta, desempeñen cargos, o sean representantes, o estén vinculadas a entidades que sean clientes o proveedores habituales de bienes y servicios a ENDESA, siempre que esta condición pueda suscitar un conflicto o colisión de intereses con los de la sociedad. Se exceptúan las entidades financieras en su condición de proveedores de servicios financieros de la sociedad”.

Por otra parte, el Estatuto de la Alta Dirección de ENDESA, S.A. en su artículo 9º. Limitaciones e incompatibilidades de carácter general, señala que:

“Durante el ejercicio de sus funciones y en los dos años posteriores al cese en el ejercicio de sus funciones, los Altos Directivos tendrán las siguientes limitaciones:

- *No podrán desempeñar cargos o funciones en empresas competidoras o en sociedades que ostenten una forma de dominio o control en empresas de la competencia.*
- *No podrán desempeñar cargos, o representar, ni tener relación con el representante, de entidades que sean proveedores de bienes y servicios de ENDESA.”*

Las operaciones realizadas con los accionistas significativos, identificados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores durante el ejercicio 2002 y el período transcurrido del presente año, todas ellas cerradas en condiciones de mercado, han sido las siguientes:

Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid – 2002
ENDESA, S.A. y sociedades filiales de España

- Participación con 5.000.000 de euros en un préstamo sindicado de 237.000.000 de euros para reemplazar la financiación de las sociedades filiales de ENDESA Internacional, S.A. Inversiones Cesa, S.L. e Inversiones Colombia, S.L.
- Contratación de derivados de tipo de interés por 120.000.000 de euros, derivados de tipo de cambio por 63.000.000 de euros y Fra's por 322.000.000 de dólares USA.
- Participación en las emisiones de Pagarés en el mercado doméstico por un importe de 3.000.000 de euros.
- Ampliación de la línea de avales en 64.000.000 de euros.

Dado que Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid y Mapfre, S.A. han desarrollado una alianza en el sector asegurador por la que constituyeron la sociedad Mapfre-Caja Madrid Holding, en la cual la Caja de Madrid posee una participación del 49%, a continuación se enumeran las operaciones realizadas con Mapfre:

- Participación del 20% en los Programas de Seguros Industriales de España, Italia y Responsabilidad Civil mundial 2002-2003.
- Externalización de compromisos de pensiones por 88.000.000 de euros.

Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid – 2003

- Participación de 100.000.000 de euros en un préstamo “Club Deal” de 1.500.000.000 de euros.
- Participación en las emisiones de Pagarés en el mercado doméstico por importe de 40.000.000 de euros.
- Contratación de derivados de tipo de interés por 300.000 de euros.
- Participación como entidad financiera coaseguradora de la emisión de participaciones preferentes de 1.500.000.000 de euros, ampliable a 2.000.000.000 de euros.
- Externalización de compromisos de pensiones por 3.000.000 de euros.
- Mandato de búsqueda de socio para ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A.

Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona – “La Caixa” – 2002

ENDESA, S.A. y sociedades filiales de España

- Contratación de derivados de tipo de interés por 100.000.000 de euros.
- Participación en las emisiones de Pagarés en el mercado doméstico por un importe de 340.000.000 de euros.
- Constitución de una garantía bancaria por 82.000.000 de euros sobre el anticipo de Red Eléctrica de España, S.A. a cuenta del contrato de promesa de compra-venta de activos.
- Externalización de compromisos de pensiones por un importe de 3.000.000 de euros.

Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona – “La Caixa”- 2003

- Participación de 100.000.000 de euros en el préstamo “Club Deal” de 1.500.000.000 de euros.
- Participación en las emisiones de Pagarés en el mercado doméstico por un importe de 42.000.000 de euros.
- Contratación de derivados de tipo de interés por 200.000.000 de euros.
- Renegociación para la ampliación de la actual línea de avales en 30.000.000 de euros adicionales.
- Negociación de financiación del proyecto de construcción del Parque Eólico “El Puerto”, ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A. por importe de 21.000.000 de euros.

VI.2.3. PERCEPCIONES DE LOS CONSEJEROS, SUELDOS Y DIETAS PERCIBIDAS DE OTRAS EMPRESAS

1. Retribuciones percibidas por la pertenencia al Consejo de Administración de ENDESA

A partir del 1 de Julio de 1998, la retribución de los administradores se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual, dieta por asistencia a los órganos de administración y participación en beneficios. La remuneración global y anual, para todo el Consejo y por todos los conceptos, es del 1 por 1.000 de los beneficios, aprobados por la Junta General. Durante el ejercicio 2002, la asignación mensual ha sido de 4.006,74 euros hasta el 31 de agosto, y de 2.404,05 euros desde esa última fecha hasta el 31 de diciembre. La dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comité de Nombramientos y Retribuciones y Comité de Auditoría y Cumplimiento ha sido hasta el 31 de agosto de 2002 de 2.003,37 euros y desde esta fecha hasta el 31 de diciembre de 2002 de 1.202,02 euros cada una.

Durante los tres últimos ejercicios los importes devengados han sido los siguientes (cifras en euros):

CONCEPTO	31-3-03	2002	2001	2000
Asignación fija mensual (1)	100.970	558.540	721.210	427.920
Dieta por asistencia	121.404	711.551	720.010	399.070
Participación en beneficios	0	0	37.345	589.180
TOTAL	222.374	1.270.091	1.478.565	1.416.170

(1) Corresponde a sueldos.

2. Retribuciones percibidas por la pertenencia a otros Consejos de Administración

Las retribuciones percibidas por los miembros del Consejo de Administración de ENDESA por su pertenencia al Consejo de Administración de empresas participadas (dietas) ascendieron al 31 de marzo de 2003 a 61.363 euros. En 2002, 2001 y 2000 las cifras totales percibidas fueron de 248.120 euros, 373.427 euros y 252.430 euros respectivamente.

VI.2.4. RETRIBUCIONES Y OTRAS PRESTACIONES PERCIBIDAS POR LA ALTA DIRECCION

En este apartado se detallan las cantidades percibidas por remuneración fija y variables por los 40 Altos Directivos de la compañía, incluidos los Consejeros que participan de esta condición.

El Alto Directivo tiene la retribución y derechos fijados en el contrato por el que se establece su relación profesional con ENDESA, en los términos y condiciones aprobados por el Comité de Nomenclaturas y Retribuciones.

Los conceptos retributivos consisten en una retribución fija y una retribución variable. La retribución variable se determina mediante la aplicación de un porcentaje a la retribución fija para cada caso, en atención al cumplimiento de determinados objetivos, y de su importe se detrae el total de las retribuciones percibidas, en su caso, por asistencia a los Consejos de Administración de otras sociedades participadas.

Con fecha 9 de mayo de 2000, el Consejo de Administración de Endesa, aprobó para determinados directivos una retribución variable adicional, con vencimiento cada tres años, vinculada a los resultados de la sociedad.

Durante los tres últimos ejercicios los importes percibidos han sido los siguientes (cifras en euros):

CONCEPTO	31-3-03	2002	2001	2000
Remuneración fija	2.567.001	10.019.660	8.951.999	8.295.058
Remuneración Variable	0 (1)	3.660.240	3.220.388	2.806.420
Otras percepciones y retribución en especie	76.985	3.317.570	210.320	155.488
TOTAL	2.643.986	16.997.470	12.382.707	11.256.966

(1) No abonado hasta la fecha.

Los importes consignados incluyen las retribuciones percibidas, en su caso, por asistencia a los Consejos de Administración de otras sociedades participadas.

VI.2.5. IMPORTE DE LAS OBLIGACIONES CONTRAIDAS EN MATERIA DE PENSIONES Y SEGUROS

El importe de las obligaciones contraídas en materia de pensiones y de pagos de primas de seguros de vida y accidentes respecto de los miembros del Órgano de Administración, en su condición de Consejeros, ascendió a 69.581,65 euros en el ejercicio 2002. En 2001 esta cantidad fue de 61.236,53 euros. Debe tenerse en cuenta que en el ejercicio 2001, en el Informe Anual, se incluían también en este concepto las obligaciones contraídas en relación con los miembros del Consejo de Administración en su condición de ejecutivos, que en este informe del 2002 se incluye en el apartado destinado a la Alta Dirección.

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los Consejeros, Administradores y Directivos de Endesa y sus sociedades participadas.

El importe de las aportaciones contraídas en materia de pensiones y de pagos de primas de seguros de vida y accidentes respecto de los Altos Directivos, ascendió a 10.466.185 euros en el ejercicio 2002.

Los Altos Directivos se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los Consejeros, Administradores y Directivos de ENDESA, S.A. y sus sociedades participadas.

VI.2.6. ANTICIPOS, CRÉDITOS CONCEDIDOS Y GARANTÍAS CONSTITUIDAS

Los miembros del Consejo de Administración no perciben anticipos ni créditos por su condición de tales. En el Informe Anual del ejercicio 2001, en este apartado se incluían también los anticipos y créditos concedidos a los miembros del Consejo de Administración en su condición de ejecutivos. En el Informe del 2002 esta partida se incluye en el apartado especial destinado a la Alta Dirección.

El capital pendiente de reintegro a 31 de diciembre de 2002, de los anticipos y créditos concedidos a los Altos Directivos, es de 8.408.100 euros. De ellos, 5.953.120 euros devengaron un interés de Euribor+0,5 por ciento y 2.454.980 euros son anticipos sin interés. El plazo de devolución de los anticipos y créditos es superior a un año.

La Sociedad, para adaptarse a la normativa dictada en aquellos mercados en los que cotiza, no ha concedido anticipo o préstamo alguno a sus Altos Directivos a partir de la aprobación, en los Estados Unidos, de la *Ley Sarbanes-Oxley* en julio de 2002, ni tampoco ha modificado las condiciones de los existentes a esa fecha.

VI.2.7. PRINCIPALES ACTIVIDADES DE LOS ADMINISTRADORES Y DIRECTORES FUERA DE LA SOCIEDAD

A la fecha de registro de este Folleto, de las personas mencionadas en el *apartado VI.1.* ejercen otras actividades, las siguientes:

MIEMBRO	OTRAS ACTIVIDADES
D. Manuel Pizarro Moreno	Presidente de Ibercaja Vicepresidente de la Bolsa de Madrid Vicepresidente de Bolsas y Mercados Españoles, Sociedad Holding de Mercados y Sistemas Financieros Sociedad, S.A.
D. Rafael Miranda Robredo	Consejero de Red Eléctrica de España, S.A. (REE) Presidente de ENDESA Internacional, S.A. Vicepresidente de Enersis, S.A. Consejero de Auna Vicepresidente de Agbar, S.A.
D. Alberto Alonso Ureba	Consejero de Zeltia, S.A. Consejero de Lazarejo, S.L.
D. Miguel Blesa de la Parra	Presidente de Caja Madrid Presidente de Altae Banco Vicepresidente dominical de Iberia, L.A.E. Consejero independiente de Dragados y Construcciones, S.A. Consejero independiente del Ente Público Radio Televisión de Madrid
D. Rafael Español Navarro	Consejero de DOGI, S.A. Presidente de Majórica Presidente del Grupo La Seda
D. José María Fernández Cuevas	Secretario-Consejero independiente de Cliner, S.A. Consejero independiente de Intercontinental Química, S.A.
D. José Manuel Fernández Norniella	Presidente de Ebro-Puleva, S.A. Consejero de Enagás, S.A.
D. José Fernández Olano	Presidente Ejecutivo de Aldeasa Consejero independiente de Altadis, S.A.
D. Rafael González-Gallarza Morales	Presidente de Larios, Grupo Pernod Ricard Consejero de Pernod Ricard, S.A. Presidente de Prensa Malagueña, S.A.
D. Francisco Nuñez Boluda	Director del Ilustre Colegio Notarial de Madrid
D. José Luis Oller Ariño	Consejero independiente de Bansabadell Vida, S.A. de Seguros y Reaseguros Consejero independiente de Bansabadell Pensiones E.G.F.P., S.A.
D. Francisco Javier Ramos Gascón	Consejero independiente de la Sociedad Rectora de la Bolsa de Madrid Presidente de Araluz de Inversiones, S.A. SIMCAV
D. Manuel Ríos Navarro	Consejero de Bancaja Vicepresidente de Industrias Peleteras, S.A. (Inpelsa) Consejero de Tenerías Alfa, S.A. Consejero de Cisa Consejero de SBB en representación de Bancaja
D. José Serna Masía	Notario de Barcelona

El resto de Directores y demás personas que asumen la gestión de ENDESA no desempeñan actividades significativas, salvo las que tienen en representación de ENDESA en sociedades participadas.

VI.3. PERSONAS FÍSICAS O JURÍDICAS QUE EJERCEN UN CONTROL SOBRE LA SOCIEDAD EMISORA

No existen personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, aislada o conjuntamente, ejerzan el control de la sociedad.

VI.4. RÉGIMEN DE AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA DETERMINADOS ACUERDOS Y OTRAS LIMITACIONES

ENDESA está sujeta al régimen de autorización administrativa previa de acuerdo con el Real Decreto 929/1998, de 14 de mayo, modificado por el Real Decreto 1113/1999, de 25 de junio, de Aplicación del Régimen de Autorización Administrativa Previa a “ENDESA, Sociedad Anónima” y a determinadas sociedades de su Grupo, como consecuencia de la aplicación de la Ley 5/93, de 23 de marzo, de Régimen Jurídico de Enajenación de Participaciones Públicas en determinadas Empresas.

En virtud de este régimen, están sometidas a autorización previa los actos y acuerdos sociales de adquisición directa o indirecta de acciones o valores de ENDESA y de determinadas filiales que puedan dar derecho directa o indirectamente a la suscripción o adquisición de capital de al menos un 5% en el capital de ENDESA o un 10% en el resto de las citadas filiales. Este régimen también es extensible a la enajenación o gravamen de acciones de que sea titular ENDESA en cualquiera de las restantes sociedades, así como los acuerdos de disolución voluntaria, escisión o fusión de ENDESA y las restantes sociedades del Grupo.

El 21 de diciembre de 2000 la Comisión Europea interpuso un recurso ante el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas contra el Reino de España con objeto de que se declarara que la Ley 5/95 de Régimen jurídico de enajenación de participaciones públicas en determinadas empresas, en la medida que establece la necesidad de autorización administrativa previa para determinados actos en relación con empresas privatizadas era contrario al Derecho Comunitario. Igualmente, se solicitaba la misma declaración para los Reales Decretos de aplicación de dicha Ley, relativos a Repsol, Telefónica de España, Telefónica Servicios Móviles, Corporación Bancaria de España (Argentaria), Tabacalera y Endesa, S.A.

El Tribunal por sentencia de fecha 13 de mayo de 2003 declara que tanto los artículos 2 y 3, apartados 1 y 2, de la mencionada Ley 5/1995, como, entre otros, el Real Decreto 929/1998 de 14 de mayo modificado por el Real Decreto 1113/1999, de 25 de junio, de Aplicación del Régimen de Autorización Administrativa Previa a “ENDESA, Sociedad Anónima” son contrarios al Derecho Comunitario por el carácter discrecional especialmente amplio de esta facultad administrativa y por su naturaleza previa al acto societario.

No obstante el Tribunal afirma la posibilidad de que existan determinados regímenes de autorización administrativa si bien deben ser proporcionados respecto al fin perseguido, de forma que no pueda alcanzarse el mismo objetivo con medidas menos restrictivas, en particular, mediante un sistema de declaraciones *a posteriori* y deben basarse en criterios objetivos, no discriminatorios y conocidos de antemano por las empresas interesadas y cualquier persona afectada por una medida restrictiva de este tipo debe poder disponer de un medio de impugnación jurisdiccional.

El Gobierno español ha anunciado su intención de promover una reforma de dicho régimen para adecuarlo al derecho comunitario.

VI. 5. REPRESENTACION Y LIMITACION DERECHOS DE VOTO

La representación y limitación de los derechos de votos están contempladas en los artículos 28 y 32 de los Estatutos de la sociedad, cuyos textos se exponen a continuación.

El artículo 28 de los Estatutos de la sociedad señala:

“

“Todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona. La representación deberá conferirse por escrito y con carácter especial para cada Junta y observando las demás disposiciones legales sobre la materia.

Esta facultad de representación se entiende sin perjuicio de lo establecido por la Ley para los casos de representación familiar y de otorgamiento de poderes generales.

En cualquier caso, tanto para los supuestos de representación voluntaria como para los de representación legal, no se podrá tener en la Junta más que un representante.”

El artículo 32 de los Estatutos de la sociedad señala:

“Los accionistas tendrán derecho a un voto por cada acción que posean o representen, salvo las acciones sin voto, que se regirán por lo dispuesto en el artículo 8 de estos Estatutos. Como excepción a lo dispuesto en el inciso anterior, ningún accionista, en relación con las acciones de que sea titular, podrá ejercitar un número de votos superior al que corresponda al 10% del total del capital social con derecho a voto existente en cada momento y ello aunque las acciones de que sea titular superen ese porcentaje del 10%.

Para el cómputo del número máximo de votos que pueda emitir cada accionista y a los efectos de lo anteriormente establecido, deberán incluirse las acciones de que cada uno de ellos sea titular, ni incluyéndose las que correspondan a otros titulares que hubieran delegado en aquel accionista su voto, sin perjuicio de aplicar asimismo individualmente a cada uno de los accionistas que deleguen el mismo porcentaje del 10% de votos correspondiente a las acciones de que sean titulares.

También será de aplicación la limitación establecida en los párrafos anteriores al número de votos que, como máximo, podrán emitir – sea conjuntamente, sea por separado – dos o más sociedades accionistas pertenecientes a un mismo grupo de entidades. Esta limitación se aplicará igualmente al número de votos que, como máximo, pueda emitir una persona física accionista y la entidad o entidades, también accionistas, que aquella persona física controle, tanto sean emitidos conjunto como separadamente.

A los efectos señalados en el párrafo anterior, para considerar la existencia de un grupo de entidades, se estará a lo dispuesto en el artículo 4 de la vigente Ley del Mercado de Valores de 28 de julio de 1988 y se entenderá que una persona física controla a una o varias entidades cuando, en las relaciones entre esa persona física y la sociedad o sociedades de referencia, se dé alguna de las circunstancias de control que el artículo 4 de la citada Ley exige de una entidad dominante respecto de sus entidades dominadas.

Asimismo y a los efectos del presente artículo, se equipará a la relación de control del artículo 4 de la Ley de Mercado de Valores, la relación de cualquier accionista persona física o jurídica con personas o entidades interpuestas, fiduciarias o equivalente que sean a su vez accionistas de la sociedad, así como con fondos, instituciones de inversión o entidades similares que sean también accionistas de la sociedad, o con otros accionistas a través de acuerdos de sindicación de votos, cuando el ejercicio del derecho de voto de las acciones titularidad de estas personas o entidades esté determinado directa o indirectamente por el accionista en cuestión.

El Presidente del Consejo de Administración podrá requerir a cualquier accionista en los días anteriores a la fecha de celebración de la Junta General en primera convocatoria, a efectos de que comunique en el plazo máximo de 48 horas a la sociedad a través de su presidente, las acciones de que sea directamente titular y aquella titularidad de otras personas o entidades controladas directa o indirectamente por el accionista en cuestión, pudiendo el presidente hacer en la Junta General las observaciones que considere pertinentes en el momento de constitución de la Junta para garantizar el cumplimiento de estos Estatutos en relación con el ejercicio del derecho de voto por los accionistas.

Las acciones que pertenezcan a un mismo titular, a un grupo de entidades o a una persona física o jurídica y a las entidades que dicha persona física o jurídica controle serán computables íntegramente entre las acciones concurrentes a la Junta para obtener el quórum de capital necesario para la válida constitución. Pero en el momento de las votaciones se aplicará a las mismas el límite del número de votos del 10% establecido en el presente artículo.

La modificación del presente artículo requerirá en la Junta General correspondiente, el voto favorable de más del 50% del capital suscrito con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria”.

~~///~~ Con fecha 28 de diciembre de 2001, ENDESA recibió, a efectos meramente informativos, copia de la Resolución adoptada por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE) en sesión celebrada el día 27 de noviembre de 2001, mediante la cual se puso fin al procedimiento AEV 1/2001 tramitado por dicha Comisión en relación con la solicitud instada por LA CAIXA al amparo del número Cinco del artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio.

Los Acuerdos de dicha resolución son los siguientes:

Primero.- La Caixa no podrá designar miembros del Consejo de Administración de ENDESA, ni en virtud del sistema proporcional referido en el artículo 137 de la Ley de Sociedades Anónimas, ni por el procedimiento de cooptación establecido en el artículo 138 de la Ley de Sociedades Anónimas, no pudiendo tampoco, en virtud de lo establecido en el propio artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, ejercer sus derechos de voto respecto a las propuestas de nombramiento de otros consejeros distintos de los dominicales, es decir Consejeros independientes o Consejeros vinculados profesionalmente a la sociedad, o a las propuestas de separación de Consejeros, que deban ser aprobadas por la Junta de Accionistas.

Segundo.- Autorizar a La Caixa para el ejercicio de derechos de voto correspondiente al exceso sobre el 3 por ciento en el capital social de ENDESA, subordinado al cumplimiento de las siguientes condiciones:

1. La Caixa no podrá ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre el 3 por ciento en el capital social de ENDESA respecto a los asuntos que afecten a la estrategia competitiva de la empresa en el sector hidrocarburos gaseosos, por lo que sólo podrá ejercerlos respecto al ámbito de materias que guardan relación con la proyección norma de los accionistas minoritarios para la defensa de sus intereses financieros como inversores de la sociedad, que se señalan en el punto siguiente.
2. De acuerdo con lo señalado en el punto anterior de este apartado, sólo podrán ejercerse los derechos de voto correspondientes al exceso sobre el 3% respecto a las siguientes materias: la aprobación de las cuentas anuales, el informe de gestión y la propuesta de aplicación del resultado.
3. Adicionalmente, La Caixa no podrá adoptar ningún pacto de participación recíproca en el capital o en los derechos de voto con otros accionistas de ENDESA.
4. Para el caso en que se reconocieran derechos de información con contenido diferente a los accionistas de ENDESA dependiendo de su cuota de participación social o de

cualesquiera otras circunstancias, como accionista de ENDESA La Caixa sólo tendrá reconocido el derecho de información que corresponda a cualquier otro accionista con una cuota de participación en el capital social del 3%.

5. La Caixa no podrá celebrar con otros accionistas de ENDESA ningún acuerdo o pacto que tenga por objeto adoptar o bloquear la adopción de acuerdos sociales en la Junta.
6. La Caixa no podrá intercambiar información estratégica sobre Repsol-YPF o Gas Natural con otros accionistas relevantes de ENDESA.

Tercero.- En caso de que La Caixa pretenda ejercer los derechos de voto en exceso sobre los correspondientes al 3% del capital social de ENDESA respecto a asuntos incluidos en el orden del día distintos a los referidos en el número 2 del apartado Segundo anterior, deberá solicitar autorización a esta Comisión en relación con el acuerdo concreto sobre el que pretenda votar, debiendo tener entrada dicha solicitud en el registro de la CNE con una antelación mínima de 12 días a la celebración de la correspondiente Junta General.

Cuarto.- De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7.4 del Real Decreto 1232/2001, de 23 de noviembre, el incumplimiento de las condiciones a las que se subordina la autorización implicará automáticamente la extinción de su eficacia, dando lugar cualquier ejercicio de derechos de voto a la eventual incoación del correspondiente procedimiento administrativo sancionador en los términos previstos en el artículo 34.6 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio.

Quinto.- De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 8.2 del Real Decreto 1232/2001, de 23 de noviembre, La Caixa deberá comunicar a esta Comisión cualquier variación en los presupuestos de hecho que determinaron el otorgamiento de la autorización.

En caso de variación en los presupuestos determinantes del otorgamiento de una autorización, el ejercicio de derechos de voto no amparada por él, dará lugar a la incoación del correspondiente procedimiento administrativo sancionador en los términos previstos en el artículo 34.6 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio.

VI.6. PARTICIPACIONES SIGNIFICATIVAS EN EL CAPITAL SOCIAL DE LA SOCIEDAD EMISORA

Conforme al Real Decreto 377/1991, de 15 de marzo, sobre comunicación de participaciones significativas en sociedades cotizadas, la Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid, y la Caja de Pensiones de Barcelona, han comunicado ser titulares, directa e indirectamente, de más de un 5% del capital social de la compañía.

Conforme a la información de que dispone ENDESA, las participaciones significativas en el capital social de ENDESA son las siguientes a la fecha de registro del Folleto:

SOCIEDAD	Nº ACCIONES	% SOBRE EL CAPITAL
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid	53.043.481	5,010
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (1)	52.975.235	5,004

(1) 52.775.235 acciones a través de Caixa Holding, S.A. y 200.000 acciones de Caixa de Seguros de Vida, Sociedad Anónima de Seguros y Reaseguros.

Con fecha 3 de junio de 2003 La Caixa, a través de Caixa Finance, B.V. llevó a cabo la emisión de Bonos Canjeables por acciones de ENDESA, S.A. con la garantía de La Caixa y para su colocación en el Mercado Institucional Europeo, excepto en España. El subyacente de la emisión representa 52.975.235 acciones de ENDESA, S.A. con vencimiento a tres años, pudiendo ejercitar los tenedores de los bonos canjeables la opción de canje a partir del 11 de agosto de 2003 y hasta 9 días antes del vencimiento de la emisión, siendo el precio de canje igual a 16 euros.

Con fecha 26 de marzo de 2003, la entidad financiera Santander Central Hispano, S.A. remitió a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) Comunicación de Participación Significativa, en su condición de declarante respecto de Chase Nominees Ltd., constituida por 60.683.704 acciones, un 5,732 por ciento del capital social de ENDESA, S.A.

Chase Nominees Ltd. es sujeto obligado a comunicar en ENDESA, S.A. como entidad cotizada, por su intervención como persona interpuesta (Artículo 3.1 del Real Decreto 377/1991, de 15 de marzo) al actuar por cuenta de sus clientes, ninguno de los cuales resulta, a su vez, sujeto obligado de remisión de participación significativa en la misma, si se atiende únicamente a la posición accionarial de cuya titularidad tiene constancia la entidad Chase Nominees Ltd.

Las acciones de ENDESA están admitidas a cotización en la Bolsa de Nueva York bajo la forma de ADR, con una equivalencia de una por una, y su número ascendía, a 31 de diciembre de 2002, a 45.565.352 títulos, siendo Citibank, N.A. la entidad financiera que mantiene la correspondencia de saldos o depósitos de los valores colocados en dicho mercado.

Las acciones de ENDESA están admitidas a cotización en la Bolsa "Off Shore" de Santiago de Chile.

VI.7. ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD EMISORA

De acuerdo con la comunicación facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A. (Iberclear) el 14 de mayo de 2003 , el número de accionistas asciende a 1,02 millones aproximadamente.

Conforme a la información proporcionada por Iberclear el 14 de mayo de 2003, con motivo de la celebración de la Junta General Ordinaria de Accionistas de dicho ejercicio, la estructura del capital social de ENDESA muestra la siguiente distribución:

TRAMOS	C.C.V. (1)	%	ACCIONES	%
1 a 100	433.847	42,4	26.332.885	2,5
101 a 500	470.454	46,0	101.951.458	9,6
501 a 2.500	108.076	10,6	94.614.070	8,9
2.501 a 5.000	6.754	0,7	23.458.825	2,2
5.001 a 50.000	3.665	0,4	45.628.431	4,3
50.001 a 80.000	176	0,0	11.024.873	1,0
80.001 en adelante	536	0,1	755.741.575	71,4
TOTAL	1.023.508	100,0	1.058.752.117	100,0

(1) Cuentas Código Valor de depósito de acciones.

VI.8. PRESTAMISTAS EN MAS DEL 20% DE LA DEUDA DE LA SOCIEDAD

No existe ninguna persona o entidad que sea prestamista de la sociedad, bajo cualquier forma jurídica y que participe en las deudas en más de un 20%, a la fecha de registro del Folleto.

VI.9. CLIENTES O SUMINISTRADORES SIGNIFICATIVOS

No existe ningún cliente o suministrador cuyas operaciones de negocio con ENDESA sean significativas, es decir, supongan, al menos, un 25% de las ventas o compras totales de la Sociedad.

VI.10. AVALES

A 31 de diciembre de 2002 y 2001, el Grupo tenía prestados avales a terceros derivados de sus actividades por importe de 14.576 y 13.163 millones de euros respectivamente. De estos importes, la mayor parte, corresponde a garantías concedidas a empresas del Grupo para garantizar deudas recogidas en el pasivo del balance de situación consolidado, principalmente las emisiones de los valores negociables de International ENDESA BV.

Al 31 de diciembre de 2002 el Grupo tiene contratadas operaciones de opciones y futuros de electricidad por un total de 31.543 GWh, existiendo una posición neta de 524 GWh. El valor de mercado de todas las operaciones de mercado asciende a 2,254 millones de euros.

VI.11. INTERESES EN LA ENTIDAD DEL AUDITOR DE CUENTAS

A continuación se detallan los honorarios relativos a los servicios prestados durante el ejercicio 2002 por los auditores de las cuentas anuales de las distintas sociedades que componen el Grupo (cifras en euros):

	AUDITOR PRINCIPAL (1)	OTROS AUDITORES DE FILIALES
Auditoría de cuentas anuales	2.755.957	705.922
Otras auditorías distintas de las cuentas anuales y otros servicios relacionados con las auditorías	2.392.829	162.247
Otros servicios no relacionados con las auditorías	230.142	369.078

TOTAL	5.378.928	1.237.247
--------------	------------------	------------------

(1) Deloitte & Touche

CAPÍTULO VII

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL EMISOR**VII.1. EVOLUCIÓN RECIENTE DE LOS NEGOCIOS DE LA SOCIEDAD EMISORA****VII.1.1. PRIMER TRIMESTRE DE 2003**

A continuación se presentan los estados económico-financieros consolidados de la sociedad a 31 de marzo de 2003 (cifras en millones de euros):

?? Balance consolidado del Grupo ENDESA

	31-3-03	31-12-02	Variación (%)
ACTIVO			
Inmovilizado material e inmaterial	27.324	28.259	(3,3)
Inmovilizado financiero	6.937	7.533	(7,9)
Fondo de comercio de consolidación	4.723	4.970	(5,0)
Gtos. a distribuir en varios ejercicios	664	538	23,4
Activo circulante	9.348	6.876	36,0
TOTAL	48.996	48.176	1,7
PASIVO			
Fondos propios	8.670	8.043	7,8
Socios externos	4.697	3.175	47,9
Diferencia negativa de consolidación	13	13	-
Ingr. a distribuir en varios ejercicios	1.378	1.356	1,6
Provisiones para riesgos y gastos	4.342	4.221	2,9
Deudas a largo plazo	19.668	19.786	(0,6)
Deudas a corto plazo	10.228	11.582	(11,7)
TOTAL	48.996	48.176	1,7

?? Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del Grupo ENDESA (acumulado a marzo)

	31-3-03	31-3-02	Variación (%)
Ingresos de explotación	4.014	4.448	(9,8)
Importe neto de la cifra de negocios	3.927	4.374	(10,2)
Trabajos para el inmovilizado	42	38	10,5
Otros ingresos de explotación	45	36	25,0
Gastos de explotación	3.150	3.601	(12,5)
Aprovisionamientos	2.171	2.528	(14,1)
Gastos de personal	286	317	(9,8)
Dot. amortizaciones del inmovilizado	394	447	(11,9)
Variación provisiones de tráfico	13	23	(43,5)
Otros gastos de explotación	286	286	--
Beneficio de explotación	864	847	2,0
Ingresos financieros	234	129	81,4
Gastos financieros	421	998	(57,8)
Resultados financieros	(187)	(869)	78,5
Participación soc.puestas equivalencia	(13)	(49)	73,5
Amortización fondo de comercio	(74)	(90)	(17,8)
Beneficio actividades ordinarias	590	(161)	466,5
Resultados extraordinarios	528	679	(22,2)
Rdo. consolidado antes impuestos	1.118	518	115,8
Impuesto sobre beneficios	301	65	363,1
Resultado consolidado del ejercicio	817	453	80,4
Resultado atribuido a la minoría	(148)	314	147,1

Rdo. atribuido a la sociedad dominante	669	767	(12,8)
---	------------	------------	---------------

?? Estado de origen y aplicación de fondos Grupo ENDESA

	31-3-03	31-3-02	Variación (%)
ORIGEN DE FONDOS			
Recursos procedentes de las operaciones	991	730	35,8
Recursos obtenidos por enajenación de sociedades consolidadas	-	1.684	(100,0)
Enajenación de acciones de la sociedad dominante	34	-	N/A
Enajenación de inmovilizado	1.835	49	3.644,9
Cancelación o traspaso a corto de inmovilizado financiero	39	55	(29,1)
Subvenciones de capital	44	101	(56,4)
Aportaciones de socios externos	1.338	-	N/A
TOTAL ORIGENES	4.331	2.619	65,4
APLICACIÓN DE FONDOS			
Inmovilizado material e inmaterial	390	395	(1,3)
Inmovilizado financiero	87	381	(77,2)
Adquisición participaciones en sociedades consolidadas	-	127	(100,0)
Reducciones de capital y dividendos atribuidos a minoritarios	29	46	(37,0)
Variación neta de deuda	2.497	1.436	73,9
Provisiones para riesgos y gastos	132	101	30,7
Variación del capital circulante	1.196	133	799,2
TOTAL APLICACIONES	4.331	2.619	65,4

VII.1.1.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

El beneficio neto del Grupo ENDESA ascendió a 669 millones de euros y el beneficio por acción fue de 0,63 euros, lo que supone un descenso del 12,8% respecto del beneficio neto del primer trimestre del año 2002 dado el efecto positivo que sobre el resultado neto de este último período tuvo la desinversión de Viesgo, y de la dotación de provisiones extraordinarias efectuadas en el mismo.

Si la comparación se hace en términos homogéneos, es decir, eliminado el efecto neto de plusvalías y dotaciones extraordinarias, el beneficio neto del primer trimestre del año 2003 crece un 43,1% sobre el mismo período del año anterior.

Variación del perímetro de consolidación

Dado el acuerdo alcanzado para la venta de la participación de Enersis en Río Maipo, esta sociedad ha dejado de consolidarse por integración global en las cuentas de ENDESA desde el primer trimestre de 2003.

Asimismo, como consecuencia de la venta de la participación que ENDESA tenía en Repsol, esta sociedad ha dejado de consolidarse por puesta en equivalencia en el primer trimestre de 2003.

Por último, ENDESA Gas ha pasado a depender de ENDESA Red, dejando de pertenecer a ENDESA Diversificación, con efectos contables de 1 de enero de 2003. Por este motivo, los resultados de la actividad regulada de distribución y comercialización de gas del primer trimestre de 2003 se incorporan al negocio eléctrico nacional en lugar de hacerlo a "Otros negocios", epígrafe en el que se integraban en el primer trimestre de 2002.

A continuación, se exponen las principales magnitudes de la cuenta de resultados consolidada de ENDESA del primer trimestre de 2003 y su comparación con las del mismo período del ejercicio anterior (cifras en millones de euros):

	31-3-03	31-3-02	% Variación
Cifra de negocios	3.927	4.374	(10,2)
Cash-flow operativo	1.258	1.294	(2,8)
Resultado de explotación	864	847	2,0
Rdo. Actividades Ordinarias	590	(161)	N/A
Resultado neto	669	767	(12,8)
Cash-flow	991	730	35,8

Resultado de explotación

La cifra de negocios de ENDESA ascendió a 3.927 millones de euros en el primer trimestre de 2003, con una disminución del 10,2% respecto del mismo período de 2002. El cash flow operativo se situó en 1.258 millones de euros, lo que supone una disminución del 2,8% en comparación con el del primer trimestre de 2002.

El resultado de explotación de los tres primeros meses de 2003 fue de 864 millones de euros, con un aumento del 2,0% en relación con el mismo período del ejercicio anterior.

A continuación, se refleja el desglose de la cifra de negocios, del cash flow, del cash flow operativo y del resultado de explotación entre los distintos mercados y sectores en los que ENDESA está presente (cifras en millones de euros):

	Negocio eléctrico						Otros negocios	
	Nacional		Europa		Latinoamérica		Millones de euros	% s/total
	Millones euros	% s/total	Millones euros	% s/total	Millones euros	% s/total		
Cifra de negocio	2.470	62,9	582	14,8	844	21,5	31	0,8
Cash flow operativo	716	56,9	135	10,8	394	31,3	13	1,0
Resultado de explotación	460	53,2	107	12,4	291	33,7	6	0,7
Cash-flow	426	43,0	122	12,3	430	43,4	13	1,3

Negocio eléctrico nacional

El resultado de explotación del negocio eléctrico nacional ascendió a 460 millones de euros en el primer trimestre de 2003, lo que supone un aumento de 34 millones de euros en términos absolutos y del 8,0% en términos porcentuales en relación con el del mismo período del año anterior.

Cabe advertir que la evolución del resultado de explotación entre ambos períodos se ha visto influida por la venta de la red peninsular de transporte. Si la comparación se efectúa en términos homogéneos, el aumento del resultado de explotación del primer trimestre de 2003 respecto del mismo período de 2002 se sitúa en un 11,3%.

Este incremento del resultado de explotación refleja, entre otros aspectos, la elevada competitividad del "mix" de generación de la Empresa y la significativa estabilidad de sus resultados operativos incluso en períodos, como el primer trimestre de 2003, caracterizados por una fuerte recuperación de la hidráulidad.

Los principales factores que han contribuido al crecimiento del resultado de explotación han sido el incremento medio del 1,65% en la tarifa regulada del ejercicio 2003 respecto de la del ejercicio 2002, el incremento del 3,2% en el precio medio aplicado a los clientes liberalizados y la disminución en 50 millones de euros del coste de los combustibles como consecuencia de la mayor hidráulidad de enero-marzo de 2003.

A continuación, se expone un análisis detallado de los distintos epígrafes que componen el resultado de explotación.

Ingresos

La cifra de negocios del negocio eléctrico nacional se situó en 2.470 millones de euros en el primer trimestre de 2003, cantidad menor en un 11,1% que la del enero-marzo de 2002. Seguidamente, se refleja su desglose por partidas (cifras en millones de euros):

	31-3-03	31-3-02	Diferencia	% var.
Ventas	2.285	2.884	(599)	(20,8)
CTC tecnológicos	107	-	107	N/A
Déficit de tarifas	-	(179)	179	N/A
CTC carbón	19	11	8	72,7
Prestación de servicios	59	61	(2)	(3,3)
TOTAL	2.470	2.777	(307)	(11,1)

Ventas

Las ventas del negocio eléctrico nacional ascendieron a 2.285 millones de euros en el primer trimestre, con el siguiente desglose (cifras en millones de euros):

	31-3-03	31-3-02	Diferencia	% var.
Generación peninsular	633	1.077	(444)	-41,2
Distribución peninsular	931	1.199	(268)	-22,3
Comercialización	324	288	36	12,5
Sistemas extrapeninsulares	228	209	19	9,1
Compensaciones extrapeninsulares	54	52	2	3,8
"Trading"	33	27	6	22,2
Gas*	48	12	36	N/A
Otros	34	20	14	70,0
TOTAL	2.285	2.884	(599)	-20,8

* Al haberse integrado el negocio de distribución de gas en ENDESA Red, la cifra de ventas de gas de 2003 incorpora tanto las ventas reguladas como las liberalizadas, mientras que la de 2002 incluía únicamente las realizadas en el mercado liberalizado.

Generación

En los tres primeros meses de 2003, la demanda peninsular de electricidad ha crecido un 4,8% respecto del mismo período de 2002. No obstante, la generación en régimen ordinario ha registrado un aumento mayor, concretamente del 5,8%, como consecuencia de la disminución del 85% en el saldo de intercambios internacionales y del aumento en un 14,9% de la producción en régimen especial.

La producción eléctrica peninsular de ENDESA vendida en el mercado mayorista fue de 19.304 GWh en el primer trimestre de 2003, lo que supone una disminución del 0,4% respecto del mismo período del año anterior y una cuota de mercado en régimen ordinario del 40,5%.

A pesar de que la producción se mantuvo prácticamente en los mismos niveles de enero-marzo de 2002, la cifra de ventas de generación peninsular de ENDESA disminuyó un 41,2% como consecuencia del descenso en un 42,5% del precio medio del "pool" registrado en el primer trimestre de 2003 respecto del mismo período de 2002. Esta disminución, que ha situado el precio medio en 3,02 céntimos de euro por kWh, ha sido debida al menor coste de combustibles que ha soportado el sistema como consecuencia de la mayor hidraulicidad del primer trimestre del presente ejercicio.

No obstante, la disminución de las ventas de generación por el menor precio del "pool" se ha visto compensada por los menores costes de combustibles y por las coberturas naturales del precio de generación, es decir, los CTCs y la comercialización de electricidad en el mercado liberalizado.

La estructura de la generación peninsular de ENDESA y del conjunto del sector en los primeros trimestres de 2003 y 2002 ha sido la siguiente:

Estructura de la generación de electricidad peninsular de ENDESA y del conjunto del sector eléctrico español (en %)				
	ENDESA		Total del sector	
	1T 2003	1T 2002	1T 2003	1T 2002
Nuclear	34,4	36,4	31,6	32,1
Carbón	42,5	51,5	32,7	45,9
Hidráulica	17,7	6,8	29,8	10,1
Fuelóleo-gas	1,2	5,3	1,7	11,9
Ciclo combinado	4,2	-	4,2	-
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

Distribución y transporte

La energía distribuida por ENDESA en el mercado peninsular ascendió a 20.138 GWh en el primer trimestre de 2003. Esta cifra supone una cuota del 41,4% de la distribución peninsular.

La cifra de ventas de distribución en el mercado peninsular disminuyó en 268 millones de euros. Esta disminución se ha debido al menor coste de la energía adquirida para su venta, como consecuencia fundamentalmente del menor precio del "pool", por lo que el margen regulado se mantuvo en niveles semejantes a los del primer trimestre del ejercicio 2002. Una vez descontado este efecto, las ventas de distribución se incrementan en 13 millones de euros en términos absolutos y en un 4,7% en términos porcentuales respecto del primer trimestre de 2002.

Comercialización

En los tres primeros meses del presente año, ENDESA vendió 5.912 GWh a clientes del mercado liberalizado, lo que supone un incremento del 9,0% respecto del mismo período de 2002. El aumento de la energía vendida, junto con el incremento del 3,2% en el precio medio de la misma, dio lugar a un crecimiento del 12,5% en la cifra de ventas de esta actividad, con lo que ésta se situó en 324 millones de euros.

Sistemas extrapeninsulares

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares fue de 2.876 GWh en el primer trimestre de 2003, con un incremento del 7,6% respecto del mismo período del ejercicio anterior.

Las ventas efectuadas en estos mercados ascendieron a 228 millones de euros, lo que supone un crecimiento del 9,1% con respecto al primer trimestre de 2002, como resultado, entre otros factores, del incremento de la demanda. Además, se ingresaron 54 millones de euros por compensaciones, lo que representa un incremento de 2 millones respecto de las ingresadas en el primer trimestre de 2002.

CTC y déficit de tarifas

Como consecuencia de la mayor hidraulicidad del primer trimestre de 2003 respecto del mismo período de 2002, los ingresos del sector en los tres primeros meses del presente ejercicio han sido suficientes para cubrir todos los costes del sistema. El excedente se ha destinado al pago de la retribución fija por transición a la competencia (CTC), de la cual a ENDESA le han correspondido 107 millones de euros.

Por el contrario, en el primer trimestre de 2002 los ingresos del sector no habían sido suficientes para hacer frente a la totalidad de los costes reconocidos del sistema, por lo que se generó el denominado déficit de ingresos de las actividades reguladas o "déficit de tarifas", que ENDESA, al no existir en aquel momento seguridad sobre su recuperación, registró minorando la cifra de negocios por un importe de 179 millones de euros.

Costes de explotación

Seguidamente, se expone un detalle de los costes de explotación del negocio eléctrico nacional del primer trimestre de 2003 y su comparación con el mismo período del año anterior (cifras en millones de euros):

	31-3-03	31-3-02	Diferencia	% var.
Aprovisionamientos	1.418	1.785	(367)	-20,6
Compras de energía	926	1.315	(389)	-29,6
Consumos de combustible	358	390	(32)	-8,2
Gastos de transporte de energía y otros externos	134	80	54	67,5
Amortizaciones	256	264	(8)	-3,0
Provisiones	7	15	(8)	-53,3
Personal	208	211	(3)	-1,4
Otros gastos de explotación	169	110	59	53,6
TOTAL	2.058	2.385	(327)	-13,7

Aprovisionamientos

En enero-marzo de 2003, los aprovisionamientos experimentaron una disminución de 367 millones de euros en valor absoluto y del 20,6% en términos porcentuales con respecto al primer trimestre de 2002, como consecuencia fundamentalmente de los factores que se indican a continuación:

- ?? Las compras de energía realizadas por las distribuidoras y la comercializadora de ENDESA para ventas a clientes disminuyeron en 389 millones de euros, es decir, un 29,6% respecto de la cifra registrada en el primer trimestre de 2002. Esta disminución fue debida a la disminución del precio medio del mercado mayorista de generación antes mencionada.
- ?? El coste de los combustibles se redujo en 50 millones de euros como consecuencia de la mayor producción de origen hidráulico de los tres primeros meses de 2003 respecto del mismo período del año anterior.
- ?? Las compras de gas para las ventas reguladas, que en el primer trimestre de 2002 se incluían en "Otros negocios", han ascendido en el primer trimestre de 2003 a 18 millones de euros que han quedado contabilizados en el negocio eléctrico nacional como consecuencia de la incorporación de ENDESA Gas a ENDESA Red.
- ?? Los gastos de transporte de energía y otros gastos externos han aumentado en 54 millones de euros debido principalmente a los mayores costes de transporte que ENDESA asume tras la venta de su red peninsular de alta tensión.

Gastos de personal y otros gastos de explotación

A 31 de marzo de 2003, la plantilla del negocio eléctrico nacional de ENDESA era de 13.587 empleados, lo que supone una disminución de 70 personas respecto de la existente a 31 de diciembre de 2002, una vez deducidas las 109 personas de la plantilla de ENDESA Gas que a 31 de diciembre de 2002 se incluían en "Otros negocios". En el primer trimestre del presente ejercicio, los gastos de personal ascendieron a 208 millones de euros, lo que supone una disminución del 1,4% respecto de los del primer trimestre de 2002.

Otros gastos de explotación

Los "Otros gastos de explotación" han ascendido a 169 millones de euros en el primer trimestre de 2003, con un incremento de 59 millones de euros respecto del mismo período de 2002. Este aumento se ha debido fundamentalmente a los siguientes factores:

- El adelanto de la realización de determinados gastos por importe de 31 millones de euros. Este importe no supone una variación del gasto total anual, por lo que se recuperará en los siguientes trimestres a efectos de su comparación con el ejercicio 2002.

- Los gastos correspondientes a las nuevas actividades incluidas en el negocio eléctrico nacional, fundamentalmente los ciclos combinados, la distribución de gas y la atención a los clientes minoristas liberalizados, por importe de 9 millones de euros.
- El coste del alquiler de edificios por el tránsito de la sede social al Campo de las Naciones de Madrid y la venta de inmuebles, que ha supuesto un incremento en el coste de los alquileres en el primer trimestre de 2003 de 7 millones de euros.
- El incremento del coste de impuestos, principalmente de la tasa de ocupación de vía pública, por importe de 8 millones de euros.

Negocio eléctrico en Europa

El resultado de explotación del negocio eléctrico en Europa ha ascendido a 107 millones de euros en el primer trimestre de 2003, con un incremento del 27,4% respecto del obtenido en el mismo período de 2002.

Tanto en el primer trimestre de 2003 como en 2002, la totalidad de este resultado corresponde prácticamente a ENDESA Italia. Dentro de las cifras de ventas y compras de energía se incluyen las operaciones de "trading" realizadas en el mercado europeo, cuyo resultado ha sido equilibrado.

A continuación, se muestra la variación del resultado de explotación de ENDESA Italia entre el primer trimestre de 2003 y el primer trimestre de 2002 (cifras en millones de euros):

	31-3-03	31-3-02	Diferencia	% var.
Cifra de negocios	367	312	55	17,6
Otros ingresos	4	2	2	100
Compras de energía	(22)	-	(22)	N/A
Consumo de materias primas	(179)	(164)	(15)	9,1
Gastos de transporte de energía	(1)	-	(1)	N/A
Gastos de personal	(16)	(18)	2	-11,1
Amortizaciones	(27)	(29)	2	-6,9
Otros gastos	(16)	(17)	1	-5,9
Rdo. de explotación	110	86	24	27,9%

La cifra de negocios del primer trimestre de 2003 se ha incrementado un 17,6% respecto del mismo período de 2002 como consecuencia del aumento en un 5,7% de la energía vendida y del incremento del precio de venta en todos sus componentes, fundamentalmente la remuneración del coste de combustible en el mercado vinculado, que ha crecido un 12%, y el precio de venta en el mercado libre, que lo ha hecho en un 8,4%.

La energía vendida en el primer trimestre de 2003 ha sido de 4.981 GWh, de los que 365 GWh corresponden a energía adquirida a terceros, lo que ha supuesto un coste de 22 millones de euros. La generación de ENDESA Italia ha sido de 4.626 GWh en el primer trimestre de 2003, frente a 4.718 GWh en el primer trimestre de 2002. Esta disminución de la producción en 92 GWh es resultado de un aumento de 236 GWh en la producción hidroeléctrica y una disminución de 329 GWh en la termoeléctrica. Esta última ha dado lugar a una disminución de 15 millones de euros en el coste de combustibles.

Por último, es importante subrayar la disminución de los gastos fijos, tanto de personal como de otros gastos de explotación. Esta reducción ha sido posible, entre otras medidas, por la reducción de la plantilla, que ha pasado de 1.286 personas al 31 de marzo de 2002, a 1.125 al 31 de marzo de 2003.

Negocio eléctrico en Latinoamérica

En el primer trimestre de 2003, se ha registrado una significativa recuperación, de la demanda de electricidad, respecto del mismo período de 2002, en todos los países iberoamericanos en los que opera ENDESA. La energía distribuida ha experimentado incrementos especialmente elevados en

Brasil, Chile y Perú. Estos crecimientos coinciden con los primeros síntomas de superación de la situación que ha afectado a la economía de la región a lo largo de 2002. Ello pone de manifiesto que el negocio eléctrico iberoamericano de ENDESA estará en condiciones de experimentar una apreciable mejoría en el momento en el que esos síntomas se consoliden y que el mercado eléctrico es menos sensible que otros sectores de actividad respecto de las situaciones puntuales de recesión económica.

A continuación, se detallan los datos físicos de las actividades de generación y distribución de las empresas iberoamericana participadas por ENDESA en el primer trimestre de 2003 y su comparación con el mismo período de 2002:

	Generación (GWh)		Distribución (GWh)	
	1T 2003	% var. s/1T 2002	1T 2003	% var. s/1T 2002
Chile	4.310	4,2	2.499	6,0
Colombia	2.518	-5,9	2.239	2,6
Argentina	2.432	-13,3	3.168	2,6
Brasil	402	1,8	3.350	11,8
Perú	1.298	13,7	999	5,2
TOTAL	10.960	-1,7	12.255	5,9

Los resultados económicos del negocio eléctrico iberoamericano se han visto afectados en el primer trimestre de 2003 por las secuelas de la desfavorable situación económica que han atravesado con diferente intensidad los países de la región en 2002 y, especialmente, por los efectos de las devaluaciones monetarias respecto del euro que se han producido entre los primeros trimestres de 2002 y 2003. Estas devaluaciones han oscilado entre el 18,9% del sol peruano y el 47,3% del peso argentino. No obstante, los síntomas de recuperación antes mencionados han empezado a reflejarse en la evolución operativa de este negocio medida tanto en monedas locales como en dólares.

El resultado de explotación del negocio eléctrico en Iberoamérica ha ascendido a 291 millones de euros en el primer trimestre de 2003, lo que supone una disminución del 13,1% respecto del mismo período del ejercicio anterior. Sin embargo, medido en las respectivas monedas locales, se ha incrementado un 38,5% y medido en dólares un 6,4%, lo que refleja su significativo potencial de rentabilidad.

La evolución del cash flow operativo y del resultado de explotación del negocio eléctrico en Iberoamérica, desglosada por actividades, ha sido la siguiente (cifras en millones de euros):

	Cash Flow operativo			Resultado de explotación		
	31-3-03	31-3-02	% Var.	31-3-03	31-3-02	%Var.
Generación	203	240	-15,4	149	170	-12,4
Distribución y transporte	200	243	-17,7	151	173	-12,7
Otros (*)	(9)	(4)	N/A	(9)	(8)	N/A
TOTAL	394	479	-17,7	291	335	-13,1

(*) Los datos del primer trimestre de 2002 incluyen los correspondientes a Río Maipo, ya que esta distribuidora, cuya desinversión fue acordada en el primer trimestre de 2003, no se halla incorporada al resultado de explotación de este último período.

El cuadro siguiente recoge el cash flow operativo y los resultados de explotación de los negocios de generación y distribución en el primer trimestre de 2003 y su comparación con el mismo período de 2002, desglosados de acuerdo con los distintos países en los que ENDESA desarrolla su actividad a través de empresas consolidadas por integración global (cifras en millones de euros):

	Cash Flow operativo			Resultado de explotación		
	31-3-03	31-3-02	% Var.	31-3-03	31-3-02	%Var.
Generación						
Chile	81	98	-17,3	59	73	-19,2
Colombia	44	54	-18,5	34	37	-8,1
Brasil	11	17	-35,3	9	14	-35,7
Perú	36	43	-16,3	23	32	-28,1
Argentina	31	28	10,7	24	14	71,4
TOTAL	203	240	-15,4	149	170	-12,4
Distribución y Transporte						
Chile	34	44	-22,7	30	39	-23,1
Colombia	30	38	-21,1	15	16	-6,3
Brasil	94	97	-3,1	79	76	3,9
Perú	18	22	-18,2	11	14	-21,4
Argentina	24	42	-42,9	16	28	-42,9
TOTAL	200	243	-17,7	151	173	-12,7

Cabe destacar que los descensos del cash flow operativo han sido, en todos los países indicados, menores que las variaciones negativas de la cotización de las respectivas monedas nacionales respecto del euro, lo que indica que, medido en monedas locales, ha experimentado crecimientos en todos los países en los que opera ENDESA.

Los resultados en Colombia, tanto en generación como en distribución, han sido inferiores en un 10% a los del primer trimestre de 2002 a pesar de que la devaluación del peso colombiano respecto del euro ha sido muy superior, concretamente del 36,7%. Este menor descenso de los resultados ha sido consecuencia de la elevada vinculación existente entre los precios de venta de electricidad de las compañías participadas y la evolución del dólar.

En los demás países, los descensos de los resultados han sido también menores, por lo general, que las respectivas devaluaciones de las monedas locales. No obstante, el proceso de repercusión en los precios de estas devaluaciones es más lento que en Colombia, si bien es previsible que en el futuro se pueda recuperar una parte importante de las producidas en 2002.

Resultados financieros

Los resultados financieros de ENDESA han registrado un importe negativo de 187 millones de euros en el primer trimestre de 2003, lo que supone una mejoría de 682 millones de euros respecto de los obtenidos en el primer trimestre de 2002, con el siguiente desglose (cifras en millones de euros):

	31-3-03	31-3-02	Diferencia	% Var.
Ingresos financieros:	234	129	105	81,4
Ingresos financieros	58	63	(5)	(7,9)
Diferencias cambio	130	48	82	170,8
Corrección monet.	46	18	28	155,6
Gastos financieros:	(421)	(998)	577	57,8
Gastos financieros	(355)	(376)	21	5,6
Diferencias cambio	(66)	(621)	555	89,4
Var. Provisiones	-	(1)	1	100,0
Total Rdo. Financiero	(187)	(869)	682	78,5

Gastos financieros netos

Durante el primer trimestre del ejercicio 2003, ENDESA ha reducido su endeudamiento en 2.881 millones de euros (12,7%) con respecto al cierre de 2002. Como consecuencia de ello, se situó en 19.866 millones de euros a 31 de marzo de 2003. Este descenso de la deuda ha sido resultado de los siguientes factores:

- Las operaciones realizadas durante el trimestre, que han dado lugar a una reducción de deuda de 997 millones de euros.
- La emisión de participaciones preferentes de ENDESA Capital Finance LLC por importe de 1.500 millones de euros, que han aumentado los recursos no exigibles y han disminuido la deuda en este mismo importe.
- Las variaciones en el tipo de cambio respecto del euro de las monedas en las que las empresas consolidadas mantienen endeudamiento, lo que ha dado lugar a una disminución de 351 millones de euros en la deuda contabilizada.
- La reducción de 33 millones de euros derivada de la variación del perímetro de consolidación.

Cabe destacar que la disminución de la deuda y el aumento de los recursos no exigibles, como consecuencia del resultado del período y de la emisión de las participaciones preferentes, ha permitido una mejoría significativa del apalancamiento: el ratio de deuda sobre fondos propios más socios externos ha disminuido en 54 puntos, pasando de un 203% al cierre de 2002, a un 149% al término del primer trimestre de 2003.

Por otro lado, el coste medio de la deuda total de ENDESA ha sido del 5,2% en el primer trimestre de 2003, porcentaje similar al del mismo período del año anterior, y el coste medio de la deuda de ENDESA sin incluir Enersis se ha situado en un 4,3%.

La reducción del endeudamiento y el mantenimiento de su coste medio han permitido reducir los gastos financieros netos en 16 millones de euros, lo que supone un 5,1% menos que los registrados en el primer trimestre de 2002. La asignación de la deuda y su coste medio por negocios en el primer trimestre del ejercicio 2003 han sido los que se señalan a continuación (cifras en millones de euros):

	Deuda a 31-3-03	% sobre Total	Coste medio 1T 2003
Negocio eléctrico nacional	6.787	34,2	4,41
Negocio eléctrico Latinoamérica	9.312	46,9	6,63
Negocio eléctrico Europa	1.655	8,3	3,31
Otros negocios	2.112	10,6	4,25
TOTAL	19.866	100,0	5,20

Diferencias de cambio

Las diferencias de cambio netas registradas en el primer trimestre de 2003 han supuesto un beneficio de 64 millones de euros que corresponde en su mayor parte a la revaluación del 12,7% del peso argentino respecto del dólar registrada en el primer trimestre de 2003. No obstante, ENDESA no ha trasladado las diferencias de cambio positivas correspondientes a las compañías participadas en Argentina al resultado neto, sino que las ha incorporado a las provisiones, siguiendo criterios de prudencia contable.

Puesta en equivalencia

A 31 de marzo de 2003, el resultado de las sociedades puestas en equivalencia atribuible a ENDESA ha sido negativo por importe de 13 millones de euros, lo que supone una mejoría de 36 millones de euros respecto del primer trimestre de 2002. Las principales partidas que incluye este epígrafe corresponden a las participaciones en telecomunicaciones.

El "holding" de telecomunicaciones AUNA registró en el primer trimestre de 2003 un resultado negativo para ENDESA de 22 millones de euros, frente a los 56 millones de euros también negativos del mismo período de 2002. Esta mejoría del resultado de AUNA ha sido consecuencia de su favorable evolución operativa, que le ha permitido obtener un cash flow operativo (EBITDA) positivo de 180 millones de euros en enero-marzo de 2003, un 57% mayor que el del mismo período de 2002.

AUNA contaba al 31 de marzo de 2003 con más de 6.850.000 clientes en telefonía móvil (390.000 más que a 31 de diciembre de 2002) y más de 559.000 clientes en la red de cable, casi el doble de los que tenía a 31 de marzo de 2002.

A su vez, la operadora chilena de telefonía móvil Smartcom aportó a ENDESA un resultado negativo de 10 millones de euros en el primer trimestre de 2003, frente a 19 millones de euros también negativos del mismo período de 2002. Smartcom superó la cifra de un millón de clientes a 31 de marzo de 2003, consiguiendo una cuota de mercado de más del 16%, lo que le ha permitido obtener un EBITDA positivo de 4,5 millones de euros en el primer trimestre de 2003.

Resultado de las actividades ordinarias

Al 31 de marzo de 2003 el resultado de las actividades ordinarias asciende a 590 millones de euros, lo que supone una variación del 466,5% en comparación con el mismo período del año anterior (161 millones de euros negativos).

Resultados extraordinarios

Los resultados extraordinarios de ENDESA se han situado en 528 millones de euros en el primer trimestre de 2003. Las principales partidas que componen este saldo son las siguientes:

- La plusvalía de 514 millones de euros derivada de la venta de la red peninsular de transporte a la sociedad Red Eléctrica de España, S.A. (REE)
- La plusvalía de 152 millones de euros por la venta de determinados inmuebles en España.
- La pérdida de 8 millones de euros por la venta de la participación del 3% en Repsol. El importe de la referida venta ascendió a 506 millones de euros.
- Las dotaciones de provisiones para riesgos vinculados al negocio eléctrico en España, que ascendieron a 43 millones de euros.
- La dotación de provisiones por importe de 75 millones de euros para cubrir riesgos del negocio eléctrico en Iberoamérica. Dentro de esta cifra, destaca una dotación de 51 millones de euros para cubrir las inversiones en Argentina, adicional a los 145 millones de euros dotados en 2002. Esta dotación es consecuencia de los resultados positivos obtenidos en el trimestre por las compañías participadas en Argentina, en su mayor parte derivados de la favorable evolución del peso, así como de la voluntad de ENDESA de seguir manteniendo valoradas a cero, por criterios de prudencia contable, las inversiones y la parte proporcional de los préstamos tanto directos como indirectos que posee en ese país.

Resultado antes de impuestos

El resultado antes de impuestos del primer trimestre de 2003 asciende a 1.118 millones de euros, lo que supone un aumento del 115,8% con respecto al mismo período del año anterior.

Impuesto sobre beneficios

El impuesto sobre beneficios del primer trimestre de 2003 asciende a 301 millones de euros, lo que supone un incremento del 363,1% con respecto al mismo período del año anterior.

Resultado después de impuestos

El resultado después de impuestos del primer trimestre de 2003 asciende a 817 millones de euros, lo que supone un aumento del 80,4% con respecto al mismo período del año anterior.

Resultado atribuido a la minoría

El resultado atribuido a la minoría en el primer trimestre de 2003 asciende a 148 millones de euros, lo que supone una variación del 147,1% con respecto al mismo período del año anterior.

Resultado neto

El resultado neto del primer trimestre de 2003 asciende a 669 millones de euros, lo que supone una disminución del 12,8% con respecto al mismo período del año anterior.

Información por líneas de negocio

A continuación, se muestran los principales parámetros de la cuenta de resultados y balance de situación de ENDESA en el primer trimestre de 2003 por líneas de negocio:

	Millones de euros			
	Cifra de Negocios	Resultado de explotación	Resultado neto	Inmovilizado material
Generación	916	199	116	8.245
Distribución	1.293	159	497	6.368
Comercialización	356	4	1	8
Latinoamérica	844	291	(19)	9.042
Europa	582	107	25	2.375
Otros negocios	31	6	(46)	375
Servicios	46	4	3	58
Estructura Corporativa	170	94	92	17
Ajustes	(311)	-	-	339
TOTAL	3.927	864	669	26.827

Recursos generados e inversiones

Los recursos procedentes de las operaciones han ascendido a 991 millones de euros en el primer trimestre del ejercicio 2003, lo que significa que han sido un 35,8% mayores que los generados en el mismo período del ejercicio 2002.

Este cash flow ha cubierto sobradamente la totalidad de las inversiones, que han alcanzado la cifra de 477 millones de euros, el pago del dividendo a cuenta a los accionistas de ENDESA realizado el 2 de enero de 2003 por importe de 280 millones de euros, los pagos de dividendo a los accionistas minoritarios de empresas filiales por 29 millones de euros y el pago de compromisos ya provisionados, fundamentalmente por expedientes de regulación de empleo, por importe de 132 millones de euros.

Durante el primer trimestre de 2003 se han realizado desinversiones por importe de 1.848 millones de euros según el siguiente desglose: red peninsular de transporte (957 millones de euros), Repsol (506 millones de euros) e inmuebles (385 millones de euros). De este importe, 535 millones de euros se recibieron como anticipo en el ejercicio 2002. Como antes se ha señalado, las inversiones totales realizadas en el primer trimestre de 2003 han ascendido a 477 millones de euros, con una disminución del 47,2% sobre las del mismo período de 2002, en línea con lo establecido en el Plan Estratégico 2002-2006 de ENDESA.

El desglose de las inversiones totales fue el siguiente (millones de euros):

	31-3-03	31-3-02	Variación (%)
Materiales	386	389	(0,8)
Inmateriales	4	6	(33,3)
Financieras	87	381	(77,2)
Adquisición de participaciones en sociedades consolidadas	-	127	N/A
Total inversiones	477	903	(47,2)

Cabe destacar que las inversiones materiales han sido similares a las amortizaciones efectuadas en el primer trimestre de 2003, que han ascendido a 394 millones de euros, lo que refleja la contención del esfuerzo inversor de la Empresa. El desglose de las inversiones materiales por líneas de negocio ha sido el siguiente (millones de euros):

	Negocio eléctrico España	Negocio Eléctrico Latinoamérica	Negocio Eléctrico Europa	Otros Negocios	TOTAL
Generación	82	88	53	-	223
Distribución	101	35	-	-	136
Otros	16	4	-	7	27
TOTAL	199	127	53	7	386

Cabe destacar que, en línea también con el Plan Estratégico 2002.-2006, las inversiones materiales en el negocio español de distribución se han incrementado en un 9,8% en enero-marzo de 2003 respecto del mismo período de 2002.

Actividad Financiera

Por lo que se refiere a la actividad financiera, ENDESA ha concertado durante los tres primeros meses del ejercicio 2003 operaciones de financiación a largo plazo por importe de 2.250 millones de euros con una vida media de 6,24 años. Además, cabe recordar que ENDESA ha fortalecido de forma muy significativa su estructura financiera en el primer trimestre de 2003 mediante la emisión de participaciones preferentes de ENDESA Capital Finance LLC por importe de 1.500 millones de euros, con garantía de ENDESA, S.A., lo que ha producido un aumento de los recursos no exigibles y una disminución por el mismo importe del endeudamiento neto. A estos importes habría que añadir los recursos obtenidos de las desinversiones realizadas.

Igualmente, ENDESA tiene la intención de titularizar, o ceder de otra forma, su derecho de cobro del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado en los años 2000, 2001 y 2002, así como su derecho de cobro de la revisiones de los costes de generación extrapeninsular de los años 2001 y 2002. La liquidez que podría obtener ENDESA por esta operación ascendería a unos 749 millones de euros, cantidad que supone cerca del 4% de su deuda.

La situación de liquidez de ENDESA en España a 31 de marzo de 2003 ascendía a 4.926 millones de euros, lo que cubre sobradamente los vencimientos de los próximos dos años correspondientes a la deuda de la Empresa en España.

Por lo que se refiere a Latinoamérica, Enersis y Endesa Chile firmaron en el mes de mayo del presente ejercicio 2003 sendos contratos para la refinanciación de las deudas bancarias de ambas compañías que vencen en 2003 y 2004, por importe total de 2.330 millones de US\$, de los que 1.588 millones de US\$ corresponden a Enersis y 743 millones de US\$ a Endesa Chile. La operación se ha instrumentado a través de créditos sindicados liderados por BBVA, Citibank, Dresdner Bank y Santander Central Hispano, más un conjunto de 28 entidades financieras internacionales. La refinanciación de la deuda, que es uno de los pilares contemplados en el plan de fortalecimiento financiero de Enersis (ampliación de capital, refinanciación de deudas, desinversión de activos y mejora del free cash-flow), tiene el efecto de modificar de manera muy significativa el perfil de vencimientos en la medida en que el nuevo plazo de la financiación es hasta el 2008, y hasta el año 2005 Enersis y Endesa Chile no tendrán que hacer frente a ninguna amortización de capital.

Los mencionados contratos de refinanciación requieren también de Enersis y Endesa Chile el cumplimiento de determinados ratios financieros referentes a la máxima relación de la deuda con el cash-flow, con el cash-flow operativo y con los fondos propios, así como un ratio mínimo de cobertura de los gastos financieros con el cash-flow. Además, los contratos requieren la aplicación del 75% de la caja generada, después del pago del dividendo mínimo exigido legalmente, así como de los fondos obtenidos de las operaciones de venta de activos, o de emisiones de deuda o capital, al reembolso anticipado de estas operaciones. Con carácter adicional, los contratos contienen otras restricciones relativas a la emisión de garantías o apoyo financiero, inversiones recurrentes, fusiones, etc. que limitan, entre otros aspectos, la capacidad de las filiales del Grupo Enersis para pagar dividendos o reembolsar deudas inter-compañía.

Por último, y con motivo de la firma de sendos contratos de refinanciación, ENDESA renovó su compromiso relativo al posible soporte a sus filiales Enersis y Endesa Chile ante eventuales tensiones de liquidez, y cuando así le sea solicitado por cualquiera de ellas, por medio de la adquisición de

activos por un importe en conjunto no superior a 150 millones de dólares, hasta el 31 de diciembre de 2005 o hasta la fecha en que haya quedado amortizado, al menos, el 50% del importe de los mencionados contratos de refinanciación.

Finalmente, el pasado 31 de marzo de 2003 la Junta General Extraordinaria de Enersis aprobó ampliar el capital social en el equivalente en pesos de aproximadamente 2.000 millones de US\$. Esta ampliación se producirá en dos tramos a lo largo del ejercicio 2003, el primero de ellos el 31 de mayo de 2003 con la apertura del primer período de suscripción preferente en el que el Grupo ENDESA se ha comprometido a que su filial Elesur capitalice, al valor previamente aprobado en la Junta General de acuerdo con la correspondiente peritación, la totalidad de la deuda que Enersis mantenía con Elesur con un nominal aproximado de 1.350 millones de US\$. Para que ello fuera posible dicha Junta aprobó también suprimir el límite máximo de concentración accionaria que esta fijado hasta la fecha en el 65%. En cuanto al segundo tramo de la ampliación, en el que el Grupo ENDESA se ha comprometido a no participar, estará abierto entre el 20 de noviembre y el 2 de diciembre del presente año. Adicionalmente, el Grupo ENDESA asumió en la mencionada Junta determinados compromisos entre los que destaca su intención de no ejercer su derecho de voto en exceso del 65% así como votar favorablemente la restitución del límite del 65% si una vez finalizado el aumento de capital el Grupo ENDESA no hubiese superado dicho porcentaje de capital con derecho a voto. Asimismo, el Grupo ENDESA se comprometió a no transferir a terceros no relacionados ninguna acción u opción de su propiedad hasta que concluya el aumento de capital.

Con fecha 23 de junio de 2003, se habían suscrito 16.157.535.154 acciones, correspondientes a 1.368 millones de dólares. Del importe total suscrito a dicha fecha, 14.406.840.511 acciones, correspondientes a 1.219 millones de dólares, corresponden a la sociedad Elesur, S.A., y 1.750.694.643 acciones, correspondientes a 150 millones de dólares corresponden a terceros.

VII.1.2. PRIMER TRIMESTRE DE 2003

A continuación se presentan los estados económico-financieros de ENDESA, S.A. a 31 de marzo de 2003 (cifras en millones de euros):

?? Balance de ENDESA, S.A.

	31-3-03	31-12-02	Variación (%)
ACTIVO			
Inmovilizado	21.757	22.568	(3,6)
Gtos. a distribuir en varios ejercicios	638	663	(3,8)
Activo circulante	1.452	1.892	(23,3)
TOTAL	23.847	25.123	(5,1)
PASIVO			
Fondos propios	8.179	8.090	1,1
Ingresos a distrib.var.ejercicios	13	11	18,2
Provisiones para riesgos y gastos	308	290	6,2
Deudas a largo plazo	12.517	12.658	(1,1)
Deudas a corto plazo	2.830	4.074	(30,5)
TOTAL	23.847	25.123	(5,1)

?? Cuenta de pérdidas y ganancias de ENDESA, S.A. (acumulado a marzo)

	31-3-03	31-3-02	Variación (%)
Ingresos de explotación	171	(118)	(245)
Importe neto de la cifra de negocios	170	(124)	(237)
Otros ingresos de explotación	1	6	(83)
Gastos de explotación	79	72	10
Aprovisionamientos	32	27	19
Gastos de personal	17	21	(19)

Dot. Amortizaciones del inmovilizado	5	11	(55)
Otros gastos de explotación	25	13	92
Beneficio de explotación	92	(190)	(148)
Ingresos financieros	206	701	(71)
Gastos financieros	187	174	7
Resultados financieros	19	527	(96)
Beneficio actividades ordinarias	111	337	(67)
Resultados extraordinarios	(67)	(410)	(83,7)
Rdo. Antes impuestos	44	(73)	(160)
Impuesto sobre beneficios	(41)	(270)	(85)
Rdo. Después de impuestos	85	197	(57)

Ingresos y gastos de explotación

El resultado de explotación del primer trimestre de 2003 ha ascendido a 92 millones de euros, en comparación con 190 millones de euros negativos en el mismo período del año anterior, y en él se integran los ingresos por CTC's por 107 millones de euros, que este ejercicio son positivos a diferencia del año 2002 donde existía déficit, dado que los ingresos del Sector Eléctrico Español han sido suficientes para cubrir los costes del Sistema.

Ingresos y gastos financieros

Los resultados financieros del primer trimestre de 2003 son 19 millones de euros, en comparación con 527 millones de euros en el primer trimestre de 2002. Este resultado se compone de ingresos financieros por 206 millones de euros, cuya partida más significativa son los dividendos de las empresas filiales por 158 millones de euros y de gastos financieros por 187 millones de euros.

Resultado de las actividades ordinarias

Al 31 de marzo de 2003 el resultado de las actividades ordinarias asciende a 111 millones de euros, frente a 337 millones de euros en el mismo período del ejercicio anterior.

Ingresos y gastos extraordinarios

Los resultados extraordinarios presentan un saldo negativo de 67 millones de euros. Estos resultados incluyen las provisiones dotadas para cubrir la disminución de patrimonio de las filiales de ENDESA por 134 millones de euros, siendo las más significativas las correspondientes a ENDESA Diversificación por 79 millones de euros y ENDESA Internacional por 64 millones de euros. El resto de gastos extraordinarios asciende a 52 millones de euros, e incluyen fundamentalmente la compensación de CTC's a filiales derivada de compromisos de la reordenación societaria. Por otra parte, en este período se ha vendido el edificio de la sede social de ENDESA generando una plusvalía de 12 millones de euros y la participación en Repsol que ha supuesto una minusvalía de 8 millones de euros.

Resultado antes de impuestos

El resultado antes de impuestos en el primer trimestre de 2003 asciende a 44 millones de euros, frente a 73 millones de euros negativos en el primer trimestre de 2002.

Impuesto sobre beneficios

El impuesto sobre sociedades devengado supone un ingreso de 41 millones de euros. Este importe recoge el efecto de los dividendos percibidos de las empresas del Grupo que no tributan al haber tributado los resultados generados en estas sociedades que se encuentran integradas en la declaración consolidada del Impuesto sobre Sociedades del Grupo ENDESA cuya sociedad cabecera es ENDESA, S.A.

Resultado neto

El resultado neto de ENDESA, S.A. a 31 de marzo de 2003 ha sido de 85 millones de euros.

VII.1.3. OTROS ACONTECIMIENTOS DEL AÑO 2003

En abril de 2003 Endesa Chile vendió la central Canutillar de 172 MW de potencia a la Sociedad Hidroeléctrica Guardia Vieja, S.A. por 174 millones de dólares. En ese mismo mes, Enersis vendió la distribuidora chilena Río Maipo, S.A. a CGE Distribución, S.A. por 206 millones de dólares. Además, en el mes de marzo de 2003 Endesa Chile y su filial Gas Atacama, S.A. acordaron la venta de sus activos de transmisión a HQI Transelec, S.A. por un precio de 110 millones de dólares, esperándose el cierre definitivo de la mencionada operación de venta en el curso del presente año 2003. Finalmente, en el mes de junio de 2003 Endesa Chile ha concretado el traspaso de Infraestructura 2000 a OHL por 273 millones de dólares, de los que 218 millones de dólares corresponden a deuda de dicha sociedad.

Con fecha 18 de junio de 2003, se ha procedido a la venta del 7% de la participación accionarial de ENDESA en la sociedad REE, siendo el ingreso neto correspondiente a dicha desinversión igual a 102,5 millones de euros, con una plusvalía de 44 millones de euros.

Igualmente, en el mes de junio del presente ejercicio 2003 ENDESA ha suscrito un acuerdo con Gamesa para la venta del 100% de Made Tecnologías Renovables. El importe de la transacción asciende a 120 millones de euros, de los que 25 millones de euros corresponden al valor de las acciones y 95 millones de euros a la deuda de dicha sociedad.

VII.2 PERSPECTIVAS

Se hace constar expresamente que determinados aspectos de este apartado se refieren a hechos o circunstancias futuras ("expectativas de futuro") a estimaciones o perspectivas, que por estar basadas, en determinados casos en modelos estadísticos y asunciones, están sujetas a incertidumbres y variaciones por lo que no se puede asegurar que el desarrollo futuro coincida con lo declarado o esperado.

En febrero de 2002, ENDESA presentó a los mercados su Plan Estratégico 2002-2006, cuyos objetivos fundamentales son:

- ?? El incremento de la rentabilidad de los negocios actuales de la Empresa, centrándose de manera decidida en su negocio principal.
- ?? El aprovechamiento del crecimiento orgánico de sus mercados.
- ?? La gestión de su cartera de activos.
- ?? El fortalecimiento de su situación financiera.

A lo largo del período enero-septiembre de 2002, la empresa avanzó de forma significativa en el cumplimiento de estos objetivos. En el mes de octubre, ante la evolución y perspectivas del marco económico internacional, la empresa actualizó el Plan, sobre la base de mantener sus objetivos fundamentales, poner un énfasis especial en el reforzamiento de sus principales líneas estratégicas y financieras, y dar prioridad a:

- ?? La generación de cash flow.
- ?? El fortalecimiento del balance.
- ?? La consolidación y rentabilización del negocio eléctrico, que es su negocio principal.

En línea con estos criterios, redujo en 3.300 millones de euros su programa de inversiones, con respecto al anunciado en febrero, situándolo en 9.700 millones de euros para el período 2002-2006, si bien decidió mantener las previstas en el negocio de distribución de electricidad en España, tanto en nuevas instalaciones como en mantenimiento.

A su vez, el programa de desinversiones fue incrementado en 1.000 millones de euros, hasta situar el objetivo del conjunto del período en los 6.000/7.000 millones.

Cumplimiento del Plan Estratégico en 2002

A lo largo del año 2002, ENDESA ha conseguido un elevado grado de cumplimiento en los cuatro objetivos fundamentales del Plan Estratégico 2002-2006:

- ?? Sus negocios alcanzaron un incremento del 28% en los recursos generados, del 12,8% en el resultado de explotación total y del 43,4% en el resultado de las actividades ordinarias.
- ?? La Empresa se centró de manera especial en su negocio principal, aprovechando la elevada competitividad de su "mix" de generación y su amplia base de clientes en España, e intensificando las mejoras de eficiencia en sus compañías participadas iberoamericanas. En éstas, se consiguieron reducciones de costes operativos del 33,1% en generación y del 41,1% en distribución respecto de 2001.
- ?? Las inversiones, una vez descontada por razones de homogeneidad la financiación del déficit tarifario, se redujeron un 40,2% en 2002 en comparación con 2001. En línea con lo establecido en el Plan, este esfuerzo inversor se concentró especialmente en el negocio eléctrico español. Así, las inversiones materiales en España se incrementaron en un 11,3% en 2002 y se han materializado fundamentalmente en las centrales de ciclo combinado terminadas (San Roque, Besós) o en fase de construcción (Tarragona, Cristóbal Colón, Son Reus, Granadilla, Barranco de Tirajana) y en instalaciones de distribución destinadas a atender el crecimiento orgánico del mercado y la mejora de la calidad del servicio.
- ?? Se alcanzó un elevado grado de cumplimiento del programa de desinversiones de activos no estratégicos. Al cierre de 2002, la Empresa había realizado o comprometido en firme desinversiones por más de 3.200 millones de euros, es decir, alrededor del 45% del objetivo total planteado (Viesgo, red peninsular de transporte, inmuebles).
- ?? La mayor generación de recursos, las diferencias en el tipo de cambio, el descenso de las inversiones totales y las desinversiones realizadas permitieron una reducción del nivel de endeudamiento de 2.260 millones de euros con respecto al cierre del ejercicio anterior, es decir, de un 9%.

Actualización del Plan Estratégico 2002-2006

Para hacer frente en mejores condiciones a la evolución del entorno macroeconómico internacional, caracterizada por la acentuación de la ralentización del crecimiento económico, la devaluación monetaria en algunos de los países en los que la empresa está presente y las condiciones cada vez más exigentes de los mercados financieros, ENDESA actualizó en el mes de octubre de 2002 su Plan Estratégico 2002-2006, con el fin de reforzar el cumplimiento de sus principales objetivos financieros.

Entre los aspectos más destacables de esta actualización, cabe mencionar las siguientes:

?? Negocio eléctrico en España y Europa

☞ Fortalecimiento de la estructura comercial en España para aprovechar en mejores condiciones las posibilidades derivadas de la apertura del mercado eléctrico el 1 de enero de 2003, mediante la potenciación de las ventas cruzadas y una oferta competitiva de electricidad y gas.

☞ Optimización de los activos de generación mediante una periodificación adecuada del "repowering" de centrales en Europa y del programa de puesta en marcha de nuevas centrales en España (Tarragona, Cristóbal Colón, Granadilla, Barranco de Tirajana).

?? Negocio eléctrico en Iberoamérica

☞ Mantenimiento de la autofinanciación de sus compañías participadas sin recurso a la matriz.

- ✍️ Fortalecimiento de la solidez financiera de Enersis mediante el desarrollo de un Plan de Fortalecimiento Financiero, que incluye la refinanciación de deuda de Enersis y Endesa Chile por importe de 2.300 millones de US\$, operación ya formalizada; la ampliación de capital en Enersis de hasta 2.000 millones de US\$ que ha sido aprobada el pasado 31 de marzo, y desinversiones en activos no estratégicos por entre 900 y 1.000 millones de US\$, entre ellos los que se incluyen las ventas ya realizadas de la central Canutillar, la distribuidora Río Maipo, y activos de transporte.
- ?? Telecomunicaciones
 - ✍️ Participación en el diseño de un programa que garantice que Auna se financie a futuro sin recurrir a sus accionistas.
 - ✍️ Contribución a la gestión del "holding" para anticipar la entrada en beneficios.
- ?? Realización de operaciones financieras destinadas a facilitar la reducción y racionalización de la deuda, y fortalecer su posición de liquidez. En este sentido, cabe mencionar tres importantes operaciones realizadas en el primer trimestre de 2003:
 - ✍️ Una emisión de 700 millones de euros de Medium Term Notes (MTN's) con vencimiento a 10 años.
 - ✍️ Una emisión de participaciones preferentes de su filial ENDESA Capital Finance LLC por importe de 1.500 millones de euros dirigida exclusivamente a inversores en España y con garantía de ENDESA, S.A.
 - ✍️ Un préstamo con un conjunto de bancos bajo la fórmula de "Club Deal", más flexible que la de préstamo sindicado, por importe de 1.500 millones de euros, a un plazo de cinco años, con amortizaciones semestrales que comenzarán en el cuarto aniversario de la fecha de formalización, lo que significa una vida media de 4,5 años.
- ?? Establecimiento de objetivos más exigentes en materia de contención de la inversión y realización de desinversiones.

Actualización del programa de inversiones

Como antes se ha señalado, la actualización del Plan Estratégico 2002-2006 supone la reducción en 3.300 millones de euros, es decir, en un 25% del programa de inversiones incluido en la versión del Plan presentada en febrero de 2002 y la revisión del calendario de aplicación del mismo, trasladando a los últimos años del período parte de las previstas.

Entre las actuaciones concretas que permitirán esta reducción se encuentran:

- ?? El mantenimiento de las inversiones recurrentes en España.
- ?? La posible incorporación de un socio a la propiedad del negocio de energías renovables.
- ?? La reconsideración de la adquisición de nuevas participaciones financieras en Europa y extensión del calendario del "repowering" de centrales en ese mismo ámbito geográfico.
- ?? La clarificación del futuro de la presencia de ENDESA en la generadora francesa Snet, para lo que se han iniciado negociaciones con Charbonnages de France (CDF) tendentes a evaluar la posibilidad de adquirir las acciones que continúan siendo de su propiedad en condiciones y plazos distintos a los inicialmente acordados.
- ?? La limitación de las inversiones en crecimiento orgánico de la generación en Iberoamérica.

?? La reducción de las inversiones recurrentes en mantenimiento en Iberoamérica, aprovechando la evolución del cambio de las monedas locales.

Programa de inversiones 2002-2006 (millones de euros)	Real 2002	Inicial 2002-2006	Actualizado 2002-2006	Diferencia
Negocio eléctrico en España	500	2.900	2.000	-900
Negocio eléctrico en Europa	300	2.100	1.000	-1.100
Negocio eléctrico en Latinoamérica	500	900	500	-400
Telecomunicaciones	500	500	700	200
Otros negocios	100	500	100	-400
Total inversiones en crecimiento orgánico	1.900	6.900	4.300	-2.600
Inversiones en mantenimiento	1.100	6.100	5.400	-700
INVERSIONES TOTALES	3.000	13.000	9.700	-3.300

Actualización del programa de desinversiones

Por lo que se refiere al programa de desinversiones, se ha incrementado en unos 1.000 millones de euros respecto de la versión inicial del Plan, con lo cual se sitúa entre 6.000 y 7.000 millones de euros en el conjunto del período, con la siguiente distribución (millones de euros):

	1º semestre 2002	2º sem. 2002 – 2003	2004-2006	TOTAL
Viesgo, cias. de agua, Arch Coal	1.816			1.816
Activos de ENDESA		1.500-2.000		1.500-2.000
Activos de Enersis		900-1.000		900-1.000
Activos de telecomunicaciones			1.500-2.000	1.500-2.000
DESINVERSIONES TOTALES	1.816	2.400-3.000	1.500-2.000	5.716-6.816

En este terreno, diversas operaciones realizadas en el ejercicio 2003 han hecho posible, como antes se ha señalado, que el 45% del objetivo total propuesto para el período 2002-2006 se encuentre prácticamente conseguido.

Dos de ellas, de singular relevancia, han sido acordadas en el último trimestre de 2002 y se formalizaron el 2003:

- ?? En noviembre de 2002, ENDESA llegó a un acuerdo para la venta a Red Eléctrica de España, S.A. (REE) de sus activos peninsulares de transporte de electricidad.

ENDESA asumirá la operación y mantenimiento de las instalaciones transmitidas durante un período de tres años, además de un cuarto año en el que prestará su colaboración técnica a REE.

El importe total de la transacción asciende a 1.052 millones de euros, de los cuales 950 millones corresponden a la venta de los activos y 102 millones de euros al contrato de operación y mantenimiento mencionado.

La plusvalía bruta generada se ha situado en 514 millones de euros. En diciembre de 2002, ENDESA recibió un anticipo de 485 millones de euros de REE a cuenta de esta operación, que ha quedado formalizada dentro del ejercicio 2003.

Independientemente de esta venta, ENDESA conservará el derecho a realizar actividades de transporte de energía eléctrica en el sistema peninsular.

- ?? En el mes de diciembre, acordó la venta a la inmobiliaria Vallehermoso, a través de su filial patrimonial Testa Inmuebles en Renta, S.A. de doce activos inmobiliarios en España por 385 millones de euros, operación que también ha quedado formalizada en 2003.

La cartera de inmuebles objeto de la transacción incluye varias oficinas regionales y provinciales de la Compañía y supone una superficie total de unos 165.000 m², de los cuales 125.000 m² corresponden a espacio de oficinas.

Por otro lado, ENDESA adoptará las decisiones necesarias para asegurar una adecuada extracción de valor de los activos que posee en el sector de telecomunicaciones, en la forma y momento que resulten más convenientes, en función de la evolución de los mercados.

Con la actualización de su Plan Estratégico 2002-2006, ENDESA refuerza su posición en las perspectivas actuales de evolución del entorno macroeconómico y se asegura el cumplimiento de los objetivos financieros relacionados con el mantenimiento de los "ratings", la generación de cash flow libre y la reducción de deuda.

De esta forma, se sitúa en condiciones de desarrollar una senda sostenida de rentabilidad y de creación de valor de cara al futuro, sobre la base de una sólida base de negocios fundamentada en la fortaleza y competitividad de su negocio eléctrico español, en un negocio eléctrico iberoamericano saneado y con claras perspectivas de rentabilidad, en una equilibrada presencia en el negocio eléctrico europeo, en la creciente penetración en el mercado ibérico de gas y en un negocio de telecomunicaciones con un elevado potencial de extracción de valor.

Política de distribución de resultados

Como en los últimos ejercicios, ENDESA espera pagar un dividendo a cuenta y otro complementario en cada año fiscal. El dividendo a cuenta se pagará, generalmente, después de que el Consejo de Administración lo haya aprobado, en el primer día hábil del mes de enero del ejercicio fiscal siguiente.

El dividendo complementario se pagará después de que los accionistas hayan aprobado las Cuentas Anuales y el Informe de Gestión en la Junta General de Accionistas, que se celebrará en la primera mitad del año siguiente al año fiscal al que haga referencia y normalmente se pagarán el primer día hábil del mes de julio.

Aunque la sociedad espera pagar dividendo todos los años, el mismo dependerá del beneficio obtenido, de las condiciones financieras y de otros factores.

En el año 2003, ENDESA ha repartido un dividendo a cuenta del ejercicio 2002 de 0,264 euros brutos por acción. Igualmente, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado día 19 de junio de 2003, aprobó el reparto de un dividendo complementario del ejercicio 2002 de 0,4185 euros brutos por acción. Teniendo en consideración ambos, la tasa de reparto de beneficios de ENDESA en el año 2002 se situaría en el 56,9%.

Política de dotación a la amortización, de ampliaciones de capital, y de emisión de obligaciones y endeudamiento general a medio y largo plazo

ENDESA, previsiblemente, continuará manteniendo los mismos criterios de amortización, ampliación de capital y emisión de deuda que han seguido en los últimos ejercicios, dependiendo en cada caso, de las circunstancias y situación de los mercados financieros.

Madrid, 30 de junio de 2003

Por ENDESA, S.A.

Fdo: D. José Luis Palomo Álvarez