



**COMISION NACIONAL DEL MERCADO
DE VALORES**

Paseo de la Castellana, 19
28046 – MADRID

At.: Begoña López

Madrid, 29 de julio de 2004

Muy Sres. nuestros:

Se adjuntan Diskettes con ficheros que recogen fielmente el contenido del Folleto Informativo Continuoado de Endesa, S.A. registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores con fecha 29 de julio de 2004.

Atentamente,

D. José Luis Palomo Alvarez,
Director Corporativo Financiero y de Control

Endesa, S.A.

Folleto Informativo Continuado (RFV)

29 de julio de 2004

El presente Folleto Informativo Continuado ha sido inscrito en los Registros de la Comisión Nacional del Mercado de Valores con fecha 29 de julio de 2004

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. Avaales
- 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 2003
- II Cuentas Anuales e Informe de Gestión Consolidados Auditados de ENDESA y sociedades filiales (Grupo ENDESA) correspondientes al ejercicio 2003
- III. Cuentas Anuales e Informe de Gestión Individuales Auditados de ENDESA, S.A. correspondientes al ejercicio 2003
- IV. Estatutos Sociales
- V. Conciliación de los estados contables de ENDESA, correspondientes al ejercicio 2003, 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 Financiero y de Control de ENDESA, S.A. (en adelante "ENDESA" o "Sociedad Emisora"), con domicilio en Madrid, calle Ribera del Loira, 60, CIF: A-28/023430, 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 29 de julio de 2004.

"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

El Gobierno español, a la vista de la sentencia de 13 de mayo de 2003 del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas, y por medio de la Ley 62/2003 de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, modificó el régimen previsto en la Ley 5/1995 de 23 de marzo, sobre régimen jurídico de enajenación de participaciones públicas en determinadas empresas y el Real Decreto 929/1998 de 14 de mayo, que determinaba la aplicación del régimen legal a ENDESA S.A. y ciertas sociedades de su Grupo.

De manera principal, son dos las modificaciones realizadas a la normativa. La primera de ellas consiste en que desaparece el carácter previo de la intervención administrativa, sustituyéndose aquélla por una intervención con posterioridad a la realización del acto o adopción del acuerdo sujeto a notificación, si bien sus efectos quedan en suspenso durante el procedimiento de revisión de tales actos y acuerdos. La segunda modificación significativa es que la nueva normativa exclusivamente permite a la Administración oponerse al acto o acuerdo notificado si motivadamente aprecia la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades desarrolladas por las empresas, con el fin de garantizar la adecuada gestión y prestación de servicios por las mismas, de conformidad con ciertos criterios objetivos desarrollados en la norma.

Igualmente, el régimen legal limita el ámbito de aplicación subjetivo y objetivo de la autorización respecto al régimen anteriormente existente. En concreto, están sujetos al régimen de notificaciones establecido en la mencionada ley, siempre que desenvuelvan sus efectos en el mercado nacional, los actos y acuerdos sociales de adquisición, directa o indirecta, de acciones de ENDESA, S.A., de ENDESA Generación, S.A. y de ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. u otros valores, títulos o

derechos que puedan dar derecho, directa o indirectamente, a la suscripción o adquisición de aquéllas, cuando tenga por consecuencia la disposición sobre, al menos, el 10% del capital de ENDESA, S.A., o de las filiales mencionadas. No obstante, en cuanto a ENDESA, S.A. como sociedad cotizada, quedan exceptuadas del régimen de notificación las adquisiciones meramente financieras que no tengan por objeto la participación en el control y/o la gestión de ENDESA, S.A..

Por otra parte, también quedan sujetos al régimen establecido en la mencionada ley, los actos y acuerdos sociales de enajenación o gravamen, en cualquier forma y por cualquier título, de las acciones o títulos representativos del capital de que sea titular ENDESA, S.A., en ENDESA Generación, S.A. y en ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.. A estos efectos, se equiparan a las acciones cualesquiera otros valores que puedan dar derecho, directa o indirectamente, a la suscripción o adquisición de las mismas.

Finalmente, los acuerdos sociales de las compañías mencionadas, de disolución voluntaria, escisión o fusión habrán de ser sólo objeto de comunicación.

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 2003. Dichos estados financieros han sido auditados con informe favorable sin salvedades por la firma Deloitte & Touche España, S.L., 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 S0962.

Como Anexo III se incorporan las cuentas anuales e informe de gestión individuales de ENDESA correspondientes al ejercicio 2003, 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 al ejercicio 2002 fueron auditadas, 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, y están a disposición del público en la CNMV. Las cuentas anuales, consolidadas e individuales de ENDESA, correspondientes al ejercicio 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. 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.

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.

La Junta General de Accionistas celebrada el 28 de abril de 1999 aprobó la fusión por absorción de las compañías eléctricas españolas participadas: Sevillana de Electricidad, S.A., Empresa Hidroeléctrica del Ribagorzana, S.A., Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A., Gas y Electricidad, S.A., Unión Eléctrica de Canarias, S.A., Electra de Viesgo, S.A. y Saltos del Nansa, S.A. por ENDESA, S.A.

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

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.

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. La empresa se halla presente también en el sector del gas, en otros sectores energéticos, principalmente cogeneración y energías renovables, en telecomunicaciones y en otros activos que aportan valor a su negocio principal. Como Anexo I y II al presente Capítulo se adjunta mapa societario al 31 de diciembre de 2003 y detalle de todas las participaciones de ENDESA.

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 del Texto Refundido de los Estatutos Sociales en la página de internet de la sociedad www.endesa.es, en la sede social, calle Ribera del Loira, número 60 de Madrid, código postal 28042, o en el Registro Mercantil de Madrid en el que figura inscrito, Tomo 14779, Libro 0, Folio 116, Sección 8, Hoja M-6405, Inscripción 897, y su última modificación en el Tomo 14779, Libro 0, Folio 147, Sección 8, Hoja M-6405, Inscripción 905.

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 2003 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 2003 el número de ADR ascendía a 45.381.832 títulos.

III.3.4. EVOLUCIÓN DEL CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2003 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

ENDESA no tiene emitidos empréstitos 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 hace 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”.

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 2003, el importe en circulación ascendía a 1.292 millones de euros. A 31 de marzo de 2004 el importe en circulación ascendía a 1.292 millones de euros.

III.3.8. CONDICIONES ESTATUTARIAS DE LAS MODIFICACIONES DEL CAPITAL

El Artículo 26 de los Estatutos señala:

“Para que la Junta General Ordinaria y Extraordinaria pueda acordar válidamente la emisión de obligaciones, el aumento o la disminución del capital, la transformación, fusión o escisión de la Sociedad y, en general, cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el 50% del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del 25% de dicho capital.

Cuando concurren accionistas que representen menos del 50% del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos a que se refiere el apartado anterior sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital, presente o representado en la Junta".

III.3.9. MODIFICACIONES DE LOS ESTATUTOS SOCIALES

La Junta General de Accionistas celebrada el día 2 de abril de 2004, adoptó el siguiente acuerdo:

"Modificación de los Estatutos Sociales:

- a) Nueva redacción de los artículos 16 (Emisión de obligaciones) y Artículo 33 (Derecho de información).
- b) Inclusión en los actuales Estatutos Sociales de un nuevo Artículo 30 bis (Voto y representación por medios de comunicación a distancia)."

Se incluye como Anexo IV de este Folleto copia de la modificación de los Estatutos Sociales aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado día 2 de abril de 2004 y copia del correspondiente informe de los Administradores justificativo de dicha modificación.

Esta modificación responde, con carácter general, a la necesidad de adaptar los Estatutos Sociales a las novedades introducidas en la Ley 26/2003 de 17 de julio, por la que se modifican la Ley 24/1988 de 28 de julio, del Mercado de Valores y el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas ("Ley de Transparencia") y por la Ley 62/2003 de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, por la que se introduce un nuevo artículo 111 bis en la Ley 24/1988 de 28 de julio, del Mercado de Valores.

En este sentido, la Ley 26/2003 modifica determinados artículos de la Ley del Mercado de Valores y de la Ley de Sociedades Anónimas, en relación con los instrumentos de información a los accionistas y al ejercicio de sus derechos de voto y representación por cualquier medio de comunicación a distancia.

Por su parte, la Ley 62/2003 suprime el límite establecido para la emisión de obligaciones en sociedades anónimas cotizadas.

III.4. ACCIONES PROPIAS

Al amparo de las autorizaciones concedidas por las Juntas Generales de Accionistas, celebradas el 28 de abril de 2001, el 10 de mayo de 2002, y el 19 de junio de 2003, 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	1º Semestre 2004	2003	2002
Saldo inicial de títulos	2.089.661	10.559.826	12.444.983
Acciones compradas	9.413.591	5.675.600	11.263.659
Precio medio	14,60	12,25	11,69
Importe de las compras	137.474.931,21	69.522.097,45	131.701.631,92
Acciones vendidas	1.509.687	14.145.765	13.148.816
Precio medio	15,78	12,76	12,19
Importe de las ventas	23.820.441,79	180.482.274,79	160.288.268,80
(Minusvalía)/Plusvalía (1)	2.919.751,52	(4.430.071,09)	(38.198.039,20)
Saldo final de títulos	9.993.565	2.089.661	10.559.826
Importe total	144.776.231,53	28.201.990,59	143.562.239,02
Precio medio (euros)	14,49	13,5	13,60
% sobre capital social	0,94	0,20	1,00

(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 2003 a 2.089.661 títulos por un importe de 28 millones de euros, habiéndose dotado una provisión por importe de 11 millones de euros, con lo que el coste neto es de 17 millones de euros.

Al 30 de junio de 2004 el saldo total de acciones propias adquiridas directamente por ENDESA asciende a 9.993.565 títulos por un importe de 145 millones de euros, habiéndose dotado una provisión por importe de 62 millones de euros, con lo que el coste neto es de 83 millones de euros.

El resto de sociedades del Grupo no poseen acciones de la Sociedad ni han realizado operaciones con acciones de la Sociedad.

La Junta General de Accionistas celebrada el día 2 de abril de 2004, 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 19 de junio de 2003.

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 21 de octubre de 2003, aprobó la distribución de un dividendo a cuenta del ejercicio 2003 de 0,264 euros brutos por acción, que fue pagado el día 2 de enero de 2004.

Igualmente, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado día 2 de abril de 2004 aprobó la distribución de un dividendo complementario del ejercicio 2003 de 0,439 euros brutos por acción, y fecha de pago a partir del 1 de julio de 2004.

La siguiente tabla muestra algunos datos referidos a los dividendos y resultados de ENDESA en los ejercicios 2001, 2002 y 2003:

	2003	2002	2001
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 (1) (3) (4)	1.312	1.270	1.479
Dividendos Distribuidos (1)	744	723	723
Beneficio por Acción (Euros)	1,24	1,20	1,40
Dividendo por Acción (Euros)	0,703	0,6825	0,6825
Cotización cierre Ejercicio (Euros)	15,25	11,15	17,57
PER	12,30	9,30	12,55
Pay-Out (%)	56,7	56,9	48,9

(1) En millones de euros

(2) Al cierre de cada ejercicio.

(3) Datos correspondientes a las cuentas consolidadas.

(4) Este dato se refiere al beneficio de las acciones ordinarias. Adicionalmente el Grupo ENDESA a través de su filial ENDESA Capital Finance LLC llevó a cabo en marzo de 2003 una emisión de participaciones preferentes de ésta última sociedad por importe de 1.500 millones de euros, en las siguientes condiciones:

- Dividendo: variable a un tipo de Euribor a 3 meses con un mínimo del 4% TAE y un máximo del 7% TAE durante los 10 primeros años, y Euribor más 3,75% TAE a partir del décimo año. El dividendo será pagadero trimestralmente. Durante el ejercicio 2003 el importe pagado por este concepto ha ascendido a 45 millones de euros.
- Plazo: perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del décimo año al valor nominal.
- Garantía: subordinada de ENDESA, S.A.
- Condicionabilidad: el pago del dividendo preferente y no acumulativo, y está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias de ENDESA, S.A.

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 54/97, 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 2001, 2002 y 2003 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 2003.

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 2003. Asimismo, las tablas que se muestran a continuación recogen, al 31 de diciembre de 2003, 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 2003 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

INMOVILIZADO FINANCIERO	IMPORTE
Participaciones en empresas del Grupo	22.040
Créditos a empresas del Grupo	3
Participaciones en empresas asociadas	9
Cartera de valores a largo plazo	2
Otros créditos, depósitos y fianzas	154
Provisiones (*)	(1.950)
TOTAL INMOVILIZADO FINANCIERO	20.258

(*) Incluye provisiones de Empresas del Grupo por 1.942 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 2003 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

EMPRESAS DEL GRUPO	DOMICILIO SOCIAL	OBJETO SOCIAL	CONSOL. (TIPO)	CONTROL (%)	DIR. (%)	INDIR. (%)	ECON. (%)	EMPRESA CONTROL
ENDESA Energía, S.A.	Madrid	Com. productos energéticos	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Generación, S.A.	Sevilla (*)	Generación energía eléctrica	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Red, S.A.	Barcelona	Distribución energía eléctrica	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
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. Internac. ENDESA	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Diversific., S.A.	Madrid	Sociedad de cartera	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Net Factory, S.L.	Madrid	Desarr. nuevas tecnologías	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA
ENDESA Financiación Filiales, S.L.	Madrid	Gestión financ. 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	Holding desarr. neg. eléctricos en Europa	IG	100,00	100,00	--	100,00	ENDESA

IG: Integración global. NC: No consolida.

(*) En las cuentas anuales figura, por error, Barcelona.

EMPRESAS GRUPO	CAPITAL	RESERVAS	RDO. 2003	VTC	DIVIDENDOS	C.BRUTO	C.NETO
ENDESA Energía, S.A.	13	16	61	90	-	14	14
ENDESA Generación, S.A.	1.882	2.307	482	4.298	373	3.764	3.764
ENDESA Red, S.A.	730	832	701	1.782	481	1.460	1.460
International ENDESA, BV	15	5	4	24	-	18	18
ENDESA Servicios, S.L.	85	-	6	90	1	116	90
ENDESA Internac., S.A.	2.931	(707)	83	2.307	-	3.761	2.307 (1)
ENDESA Diversificac., S.A. (2)	455	(195)	(26)	234	-	675	234
ENDESA Net Factory, S.L.	8	(7)	(5)	-	-	22	-
ENDESA Financiación Filiales, S.L.	4.621	4.658	137	9.314	102	9.242	9.242
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	20	-	-	20	-	20	20
Teneguía Gestión Financiera Sdad. Comand.	1.567	7	52	1.574	52	1.480	1.480
ENDESA Europa, S.A.	367	1.077	52	1.496	-	1.468	1.468
TOTAL	-	-	-	-	-	22.040	20.097

(1) En las cuentas anuales figura, por error, 3.307 millones de euros.

(2) Al cierre del ejercicio 2003, la sociedad se encuentra incurso en el artículo 163 de la Ley de Sociedades Anónimas, disponiendo de un ejercicio social para reestablecer el equilibrio entre el capital y el patrimonio.

El detalle de las participaciones en empresas asociadas que figura en las cuentas anuales de ENDESA referidas a 31 de diciembre de 2003 es el siguiente (cifras en millones de euros):

EMPRESAS ASOCIADAS	DOMICILIO SOCIAL	OBJETO SOCIAL	CONSOL. (TIPO)	CONTROL (%)	DIR. (%)	ECON. (%)	EMPRESA CONTROL
Red Eléctrica de España, S.A.	Madrid	Transporte energía eléctrica	PE	3,00	3,00	3,00	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

PE: Puesta en equivalencia. NC: No consolida.

EMPR. ASOCIADAS	CAPITAL	RESERVAS	RDO. 2003	VTC	DIVIDENDOS	C.BRUTO	C.NETO
Red Eléctrica España, S.A.	271	492	116	26	2	9	9
Interbolsa, S.A.	1	1	-	-	-	-	-
Proyecto Almería Mediterráneo, S.A.	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-	-	9	9

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 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 2003 es el siguiente (cifras en millones de euros):

INMOVILIZADO FINANCIERO	IMPORTE
Participaciones puestas en equivalencia	1.519
Créditos a sociedades puestas en equivalencia	232
Cartera de valores a largo plazo	573
Otros créditos	1.194
Provisiones (*)	(118)
TOTAL INMOVILIZADO FINANCIERO	3.400

(*) Incluye provisiones de Cartera de valores a largo plazo por importe de 92 millones de euros.

A continuación, se detallan las participaciones más significativas en sociedades puestas en equivalencia a 31 de diciembre de 2003 (cifras en millones de euros):

SOC. PUESTA EQUIVALENCIA	DOMICILIO SOCIAL	OBJETO SOCIAL	CONSOL. (TIPO)	CONTROL (%)	DIR. (%)	ECON. (%)	EMPRESA CONTROL
Auna, Oper. Telecom., S.A. (1)	España	Telecomunicac.	PE	29,88	29,88	30,12	ENDESA Diversificación
Smartcom, S.A.	Chile	Operador de telefonía móvil	PE	100,00	100,00	100,00	ENDESA Diversificación
Snet, S.A.	Francia	Generación energía eléctrica	PE	30,00	30,00	30,00	ENDESA Europa
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
Inversiones Gas Atacama Holding, Ltda.	Chile	Transporte de gas natural	PE	50,00	50,00	18,18	ENDESA Internacional
Tejo Energía, S.A.	Portugal	Prod., transp. distrib. Energía eléctrica	PE	35,00	35,00	35,00	ENDESA Europa
Red Eléctrica España, S.A.	España	Transporte energía eléctrica	PE	3,00	3,00	3,00	ENDESA
NQF Gas SGPS, S.A.	Portugal	Sociedad de cartera	PE	49,00	49,00	49,00	ENDESA Red
Transmisora Eléctrica de Quillota, Ltda.	Chile	Transporte y distribución energía eléctrica	PE	50,00	50,00	13,64	ENDESA Internacional
Inversiones Electrogas	Chile	Sociedad de cartera	PE	42,50	42,50	15,45	ENDESA Internacional
Yacylec, S.A.	Argentina	Transporte de energía eléctrica	PE	22,22	22,22	22,22	ENDESA Internacional
Otras participac. (2)	-	-	-	-	-	-	-

(1) La participación económica de Auna (30,12%) incluye la participación indirecta a través de Euskaltel.

(2) Incluye, entre otras, Tirme, S.A., Compañía Eólica Tierras Altas, S.A. y Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.

PUESTA EQUIVALENCIA	CAPITAL	RESERVAS	RDOS. 2003	VTC	C. BRUTO	C.NETO
Auna, Oper. Telecom., S.A.	2.197,9	110,8	(55,0)	2.254	674	674
Smartcom, S.A.	626,0	(395,0)	(34,0)	197	197	197
Snet, S.A.	569,2	7,5	13,6	590	179	179
Sdad. General de Aguas de Barcelona, S.A. (Agbar)	145,9	806,4	194,1	1.146	134	134
Inversiones Gas Atacama Holding, Ltda.(1)	177.562,0	(12.138,0)	(475,0)	164.949	110	110
Tejo Energía, S.A.	49,9	78,8	43,5	172	61	61
Red Eléctrica España, S.A.	270,5	492,0	116,0	879	26	26
NQF Gas SGPS, S.A.	5,0	36,9	0,2	42	21	21
Transmisora Eléctrica de Quillota, Ltda. (1)	3.507,1	1.575,0	310,0	5.392	14	14
Inversiones Electrogas (1)	10.303,7	2.637,0	5.857,0	18.798	11	11
Yacylec, S.A. (2)	106,0	9,0	11,0	126	10	10
Otras participaciones (3)	-	-	-	-	82	82
TOTAL	-	-	-	-	1.519	1.519

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

(1) Peso chileno.

(2) Peso argentino.

(3) Incluye, entre otras, Tirme, S.A. (7 millones de euros), Compañía Eólica Tierras Altas, S.A. (6 millones de euros) y Parque Eólico Sierra del Madero, S.A. (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 2003 (cifras en millones de euros):

CARTERA VALORES	DOMICILIO SOCIAL	OBJETO SOCIAL	CONSOL. (TIPO)	CONTROL (%)	DIR. (%)	ECON. (%)	EMPRESA CONTROL
Empresa Energía de Bogotá, S.A.	Colombia	Sociedad de cartera	NC	11,00	11,00	8,08	ENDESA Internacional
Nueva Nuinsa, S.L.	España	Diversificación regional	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA Diversificación
Euskaltel, S.A.	España	Explot. comerc. de redes y servicios de telecom.	NC	10,00	10,00	10,62	ENDESA Diversificación
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	España	Sociedad de operaciones financieras	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA
D. C. Gas Extremadura, S.A. (Dicogexsa)	España	Ciclo completo de gas	NC	47,00	47,00	47,00	ENDESA Red
Diseño de Sistemas en Silicio, S.L. (DS2)	España	Soluciones para transmisión de voz a través de red eléctrica	NC	14,71	14,71	14,71	ENDESA Net Factory
Lyonnaise De Aux Casablanca	Marruecos	Abastecimiento de agua	NC	18,00	18,00	18,00	ENDESA Europa
Sociedad Eólica de Tarifa, S.A.	España	Construcción y explotación de parques eólicos	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA Diversificación
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	ENDESA Diversificación
Otras participac. (1)	-	-	-	-	-	-	-

(1) Incluye, entre otras, ENDESA Gas Transportista, S.L., y Reganosa.

CARTERA VALORES	CAPITAL	RESERVAS	RDOS. 2003	VTC	C. BRUTO	C.NETO
Empresa Energía de Bogotá, S.A. (1)	1.165.942,0	3.786.951,0	23.046,0	4.975.939	129	129
Nueva Nuinsa, S.L.	54,6	9,4	4,1	68	65	65
Euskaltel, S.A.	325,2	(45,0)	0,3	281	42	29
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	20,0	-	0,1	20	20	20
D. C. Gas Extremadura, S.A. (Dicogexsa)	21,6	0,2	1,5	23	19	19
Diseño de Sistemas en Silicio, S.L. (DS2)	0,6	18,6	0,2	19	14	14
Lyonnaise De Aux Casablanca (2)	800,0	16,4	219,7	1.036	14	14
Sociedad Eólica de Tarifa, S.A.	11,2	-	-	11	11	11
Minas y Ferrocarriles de Utrillas, S.A.	3,9	14,7	0,4	19	9	9
Minas Gargallo, S.L.	0,2	0,1	0,1	-	9	8
Ercasa Cogeneración, S.A.	0,6	0,1	-	1	8	8
Otras participaciones (3)	-	-	-	-	233	155
TOTAL	-	-	-	-	573	481

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, ENDESA Gas Transportista, S.L. (5 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 2003:

SOCIEDAD	OBJETO SOCIAL	CONTROL (%)	ECON. (%)	EMPRESA CONTROL
Red Eléctrica de España, S.A. (España)	Transporte de energía eléctrica	3,00	3,00	ENDESA
Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A. (España)	Distribución y suministro de agua potable	11,64	11,64	ENDESA Diversificación
Enersis, S.A. (Chile)	Generación y distribución de electricidad	60,62	60,62	ENDESA Internacional
ENDESA Chile, S.A. (Chile)	Ciclo completo de energía eléctrica	59,98	36,36	ENDESA Internacional
Chilectra, S.A. (Chile)	Distribución y venta de energía eléctrica	98,25	59,57	ENDESA Internacional
Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A. (Chile)	Ciclo completo de energía eléctrica	92,65	33,69	ENDESA Internacional
Central Costanera, S.A. (Argentina)	Generación, comercialización de energía eléctrica	64,27	23,37	ENDESA Internacional
Empresa de Distribuc. Elec. De Lima Norte, S.A. (Edelnor) (Perú)	Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica	60,00	38,26	ENDESA Internacional
Edegel, S.A. (Perú)	Generación, comercialización de energía eléctrica	63,56	13,78	ENDESA Internacional
Companhia de Electricidade do Rio de Janeiro, S.A. (Cerj) (Brasil)	Producción, transporte y distribución de electricidad	88,20	59,20	ENDESA Internacional
Companhia Energética do Ceara, S.A. (Coelce) (Brasil)	Ciclo completo de energía eléctrica	58,86	44,59	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. y Empresa Propietaria de la Red, pertenecientes al Grupo Enersis 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 11.

EMPRESA	DOMICILIO SOCIAL	OBJETO SOCIAL
Carboex International Ltd.	Nassau – Islas Bahamas	Comercialización 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 financiera
Compañía Eléctrica Cono Sur, S.A.	Panamá	Sociedad de cartera
ENDESA Chile Internacional	George Town – Islas Caimán	Sociedad financiera
Lajas Inversora, S.A.	Panamá	Sociedad de cartera
Atacama Finance Co.	George Town – Islas Caimán	Financiación proyecto Atacama
Energex Co.	George Town – Islas Caimán	Financiación proyecto
Luz de Panamá Inc.	Panamá	Sociedad financiera
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 2003 (cifras en millones de euros) (véase *Capítulo IV, apartado IV.5.*):

• Inversiones Financieras

	TOTAL	NACIONAL	LATAM	EUROPA	OTROS	F.COM.(1)
Integración Global:	19	-	19	-	-	-
Pague	15	-	15	-	-	10
Central Costanera (2)	4	-	4	-	-	7
Sociedades Participadas:	96	19	-	1	76	-
Smartcom, S.A.	49	-	-	-	49	-
D.C.Gas Extremadura	12	12	-	-	-	-
Otros	35	7	-	1	27	-
Créditos	101	53	28	11	9	-
Depósitos y Fianzas	35	35	-	-	-	-
Otros	66	18	28	11	9	-
TOTAL	216	72	47	12	85	-

(1) Incluido en el importe de la inversión.

(2) El fondo de comercio generado en Central Costanera corresponde a la diferencia entre el precio de adquisición y los fondos propios bajo criterios españoles, que eran negativos en la fecha de la operación de compra.

Los principales cambios en el perímetro de consolidación en el año 2003 han sido los siguientes:

- Se ha incorporado al perímetro de consolidación ENDESA Capital Finance, LLC que se ha consolidado por integración global al tener ENDESA el 100% de los derechos de voto. Esta sociedad ha realizado una emisión de 1.500 millones de euros de participaciones preferentes.
- Ha dejado de consolidarse por integración global desde el 1 de enero de 2003 Río Maipo al vender Enersis su participación en dicha sociedad.
- Como consecuencia de la venta de la participación de ENDESA en Repsol-YPF, S.A., esta sociedad ha dejado de consolidarse por puesta en equivalencia desde el inicio del ejercicio 2003.
- Made Tecnologías Renovables, S.A. ha dejado de consolidarse por integración global desde el 1 de julio de 2003 al haberse vendido el 100% de la sociedad.

En enero de 2003 se procedió a la escisión parcial de ENDESA Diversificación mediante la segregación de la participación financiera que poseía en ENDESA Gas, aportándose esta participación a ENDESA Red. Tras esta operación ENDESA Gas se ha integrado organizativamente dentro del negocio eléctrico español. Como consecuencia de dicha operación, ENDESA Diversificación redujo su capital social en 85 millones de euros y ENDESA Red realizó una ampliación de capital de 42 millones de euros con una prima de emisión de 43 millones de euros. Ambas operaciones fueron registradas por ENDESA, S.A. que participa en el 100% del capital de ENDESA Red y de ENDESA Diversificación.

En este mismo mes de enero se ha vendido a ENDESA Internacional la participación en Distrilima por 4 millones de euros.

En marzo se ha vendido a terceros el 3,01% de la participación en Repsol por 504 millones de euros con una minusvalía de 8 millones de euros. La operación produjo una baja en el fondo de comercio de 101 millones de euros.

En diciembre del año 2002, como consecuencia de la Ley 53/2002 que obligaba a la venta del 7% de la participación en Red Eléctrica de España, S.A., se traspasó a corto plazo el citado porcentaje por 18 millones de euros quedando el 3% de participación restante en inmovilizado financiero. En junio de 2003 se ha vendido el citado 7% de participación por 102 millones de euros, generando una plusvalía de 84 millones de euros.

En el mes de septiembre de 2003 se ha vendido a terceros el 20% de la participación en Desalant por 2 millones de euros.

En el mes de agosto de 2003, Elesur ha vendido la totalidad de las acciones que poseía de Enersis a ENDESA Internacional. A su vez en el mes de diciembre de 2003 se procedió a realizar por parte de Elesur una nueva venta de acciones de Enersis a ENDESA Internacional, en este caso las acciones eran propiedad originariamente de Chispa que las entregó a Elesur en diciembre de 2003 como pago de una reducción de capital realizada por dicha sociedad. Tras estas operaciones la totalidad de acciones de Enersis propiedad del Grupo ENDESA las posee ENDESA Internacional como sociedad cabecera del Grupo de empresas que ENDESA posee en Iberoamérica, avanzando de esta forma en la clarificación y simplificación de la estructura societaria del Grupo. Asimismo, durante el ejercicio 2003 Elesur ha vendido a ENDESA Internacional las participaciones directas que poseía en Cerj y Edesur.

En octubre de 2003 se ha disuelto sin liquidación con cesión global de activo y pasivo a su Socio Único ENDESA, S.A. la "Nueva Compañía de Generación Eléctrica 2, S.L. Unipersonal".

ENDESA tenía firmado con Santander Central Hispano (*en adelante*, "SCH"), propietario del 34,3% de ENDESA Italia, 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 en septiembre de 2001 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. El precio de ejercicio de ambas opciones está basado en el precio de adquisición de la participación inicial de ENDESA en ENDESA Italia incrementado con los correspondientes intereses.

El 22 de diciembre de 2003 ENDESA y SCH han firmado un acuerdo por el que, en la práctica, esta última sociedad cede los derechos de voto en ENDESA Italia a ENDESA. La firma de este acuerdo junto con las opciones de compra y venta antes señaladas suponen una situación equivalente a tener la participación directamente ya que tanto los derechos políticos como los económicos y el riesgo o beneficio económico de la participación del 34,3% de ENDESA Italia propiedad de SCH han sido traspasados a ENDESA. Por este motivo las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2003 consideran a partir del 22 de diciembre de 2003 una participación de ENDESA en ENDESA Italia del 85,3% (51% de participación directa y 34,3% de la participación del SCH) habiendo dado de baja el saldo correspondiente del epígrafe socios externos y habiendo registrado en el epígrafe "Otros acreedores a largo plazo" 817 millones de euros correspondientes al importe a pagar a SCH para la adquisición de 34,3% que posee en ENDESA Italia. Dicho importe se pagará en el momento en que se ejercite la opción de compra correspondiente a la participación de SCH que, en cualquier caso, tiene como plazo máximo el año 2006.

Con fecha 16 de junio de 2004, ENDESA ha elevado su participación en ENDESA Italia en un 34,3%. Esta operación, prevista en los acuerdos suscritos entre ENDESA y el SCH a mediados de 2001, ha supuesto un desembolso de 817 millones de euros, cantidad que ya estaba registrada como un pasivo en el balance de ENDESA cerrado al 31 de diciembre de 2003, de modo que no supone ninguna modificación en las cuentas consolidadas de ENDESA. Tras la compra, los dos únicos accionistas de la generadora italiana son: ENDESA, con una participación del 85,3%, y la sociedad municipal ASM Brescia, propietaria del restante 14,7%.

En virtud de los acuerdos suscritos por ENDESA con ASM Brescia con motivo de la compra original, los acuerdos adoptados por los socios en Junta General Ordinaria de Accionistas de ENDESA Italia requieren de la aprobación del 55% de los votos de los accionistas, mientras que los acuerdos adoptados por los socios en Junta Extraordinaria de Accionistas requieren de la aprobación del 60% de los votos de los accionistas. Adicionalmente, el acuerdo contempla algunos derechos a favor de ASM Brescia habitualmente concedidos a los accionistas minoritarios, y tiene una vigencia de 7 años, siendo renovable por períodos de uno o tres años, salvo terminación anticipada del mismo.

El Grupo ENDESA ha venido manteniendo negociaciones con la sociedad francesa Charbonnages de France (CdF), propietaria del 51,25% del capital social de Snet, tendentes a concluir un acuerdo que permita la adquisición de un porcentaje adicional del capital de esta última sociedad. Fruto de dichas negociaciones fue la firma el 25 de septiembre de 2003 de un protocolo de intenciones para la adquisición de un 35% del capital de Snet, lo que elevaría hasta el 65% la participación del Grupo en dicha compañía. En el mes de marzo de 2004 ENDESA ha firmado un acuerdo con Charbonnages de France (CDF) para la adquisición de un 35% adicional de la generadora de electricidad francesa Snet, de la que ya posee un 30%. Conforme a dicho acuerdo, ENDESA, a través de ENDESA

Europa, accederá a la propiedad del 35%, elevando de esta forma al 65% su participación en el capital de la citada generadora francesa, lo que le asegura el control y gobierno de la compañía. Del precio de esta adquisición adicional se deducirá el efecto sobre la compra del primer 30% de la adaptación a la nueva Ley del Sector Eléctrico Francés del contrato de venta de energía que Snet tiene suscrito con EDF, configurándose así un precio para el conjunto de la transacción de 571 millones de euros, que incluye el 30% previamente adquirido por importe de 450 millones de euros, de los que 275 millones de euros correspondieron al fondo de comercio generado. Del importe pendiente por 121 millones de euros, 3,4 millones de euros se pagarán en el momento en que se formalice la operación, y el resto será abonado a finales del 2006, dependiendo un 30% de dicho importe aplazado de la evolución del cash-flow operativo de Snet entre 2003 y 2005.

El pasado 21 de abril, la Comisión Europea ha aprobado la operación, y el pasado 26 de julio, la Comisión francesa de Privatizaciones y Transferencias también ha autorizado dicha adquisición. La autorización se ha producido en condiciones que no varían sustancialmente las que se acordaron inicialmente, y los términos concretos de las mismas se harán públicos al cierre de la operación. Una vez culminada ésta, los estados financieros de la compañía francesa pasarán a contabilizarse en los de ENDESA por integración global y no, como hasta ahora, por puesta en equivalencia

En julio de 2003 el Grupo ha comunicado a SCH la decisión de ejecutar la opción de compra que tenía sobre acciones de Auna por un 3% del capital de esta sociedad. La compra se ha formalizado en febrero de 2004 por importe de 261 millones de euros (incluyendo intereses devengados hasta la fecha de formalización de la operación).

En el ejercicio 2003 ENDESA ha recuperado los 658 millones de euros registrados a 31 de diciembre de 2002 en el activo del balance de situación por las aportaciones realizadas para financiar el déficit de ingresos de las actividades reguladas de los años 2000 a 2002. De este importe 587 millones de euros estaban contabilizados a largo plazo en el epígrafe "Inmovilizado financiero" y 71 millones de euros a corto plazo en el epígrafe "Inversiones financieras temporales". Del importe recuperado 48 millones de euros lo han sido a través de los ingresos del sistema eléctrico en 2003 y el resto que asciende a 610 millones de euros mediante su cesión a varias entidades bancarias por un precio de 599 millones de euros. La pérdida de 11 millones de euros generada en la operación de cesión se ha registrado en el epígrafe de resultados extraordinarios de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

- **Desinversiones y plusvalías**

Las principales desinversiones realizadas en el ejercicio 2003 son (cifras en millones de euros):

DESINVERS.	TOTAL	NACIONAL	LATAM	EUROPA	OTROS	PLUSVALIA (1)
Activos de Transporte	957	957	-	-	-	543
Edificios	411	411	-	-	-	154
Repsol-YPF, S.A. (2)	504	504	-	-	-	(8)
Red Eléctrica de España, S.A.	102	102	-	-	-	44
Made	25	-	-	-	25	13
Río Maipo (3)	153	-	153	-	-	126
Celta	26	-	26	-	-	(1)
Infraestructura 2000	49	-	49	-	-	-
Canutilar	156	-	156	-	-	(6)

(1) Plusvalía bruta.

(2) Cancelado fondo de comercio por importe de 101 millones de euros como consecuencia de la operación de desinversión.

(3) Cancelado el fondo de comercio asignado a Río Maipo por importe de 71 millones de euros como consecuencia de la operación de desinversión.

En el primer trimestre de 2004, los movimientos más significativos en las inversiones financieras se detallan en el cuadro que figura a continuación (cifras en millones de euros):

	TOTAL	NACIONAL	LATAM	EUROPA	OTROS
Soc. Participadas	449	1	2	-	446
Smartcom (1)	185	-	-	-	185
Auna (2)	261	-	-	-	261
Otros	3	1	2	-	-
Créditos	55	29	16	5	5
Depósitos y fianzas	16	16	-	-	-
Otros	39	13	16	5	5
TOTAL	504	30	18	5	451

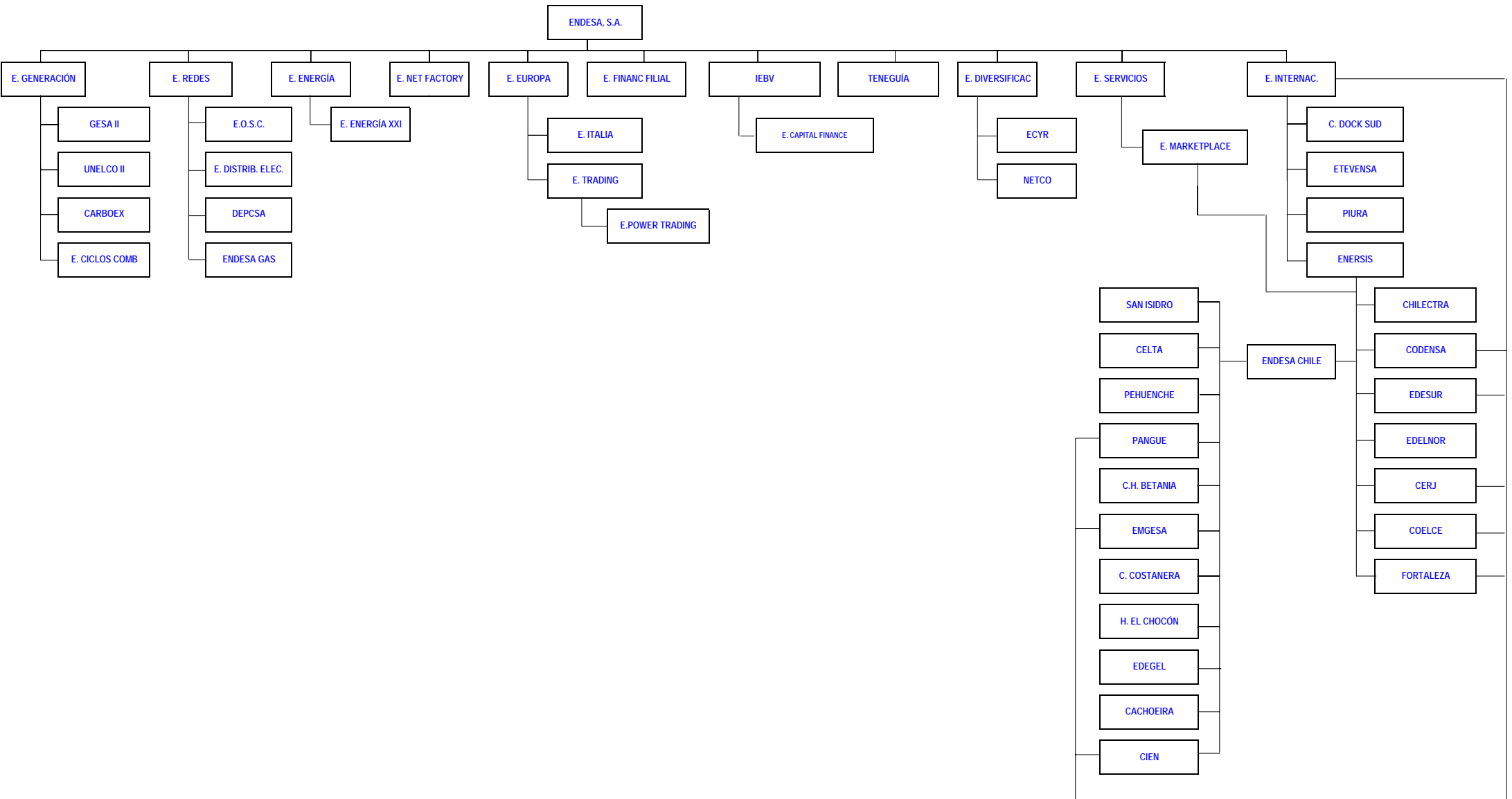
(1) Corresponde a una ampliación de capital que se ha realizado mediante conversión de préstamos concedidos, por lo que no ha supuesto nuevas aportaciones de fondos.

(2) Corresponde al 3% de Auna, con lo que la participación de ENDESA Diversificación en esta sociedad es del 32,88% (Véase Apartado III.8. de este Capítulo).

En el segundo trimestre del año 2004, se ha producido la desinversión de las participaciones en Agbar y Netco (Véase Capítulo VII. Apartado VII.1.3.).



ANEXO I: PRINCIPALES PARTICIPACIONES CONSOLIDADAS POR INTEGRACIÓN GLOBAL DICIEMBRE 2003



ANEXO II

Denominación Social	Tipo		Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
	\$	Cons. Audit.					Capital Social	Reservas	Resultado Neto
NEGOCIO ELÉCTRICO									
Endesa Energía, S.A.U.	IG	(1)	Comercialización de productos energéticos	MADRID	100,00	100,00	13,0	16,0	61,0
Endesa Energía XXI, S.L.	IG	(1)	Servicios complementarios asociados a comercialización de productos energéticos	MADRID	100,00	100,00	0,0	0,0	48,6
SODESA -Comercializaçao de Energia Electrica, S.A.	PE	(1)	Comercialización de energía eléctrica	OPORTO - PORTUGAL	50,00	50,00	0,8	(0,3)	0,5
Endesa Generacion, S.A.	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	SEVILLA	100,00	100,00	1.882,0	2.307,0	482,0
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	3,1	2,6
Carboex International LTD. (CIL)	IG	(2)	Comercializ. de combustibles y otras materias primas	NASSAU - ISLAS BAHAMAS	100,00	100,00	0,0	1,6	1,1
Empresa Carbonifera del Sur, S.A. (ENCASUR)	IG	(2)	Aprovechamiento de yacimientos mineros	MADRID	100,00	100,00	18,0	67,1	3,6
Endesa Ciclos Combinados, S.L.	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	MADRID	100,00	100,00	116,0	115,7	(5,2)
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	1,7
Energias de Aragon II, S.L. (EASA II)	IG	(1)	Producción de energía eléctrica en régimen especial	ZARAGOZA	100,00	100,00	18,5	34,7	7,5
Gas y Electricidad Generacion, S.A.U.	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	PALMA DE MALLORCA	100,00	100,00	213,8	168,1	41,9
Minas y Ferrocarril de Utrillas, S.A.	NC	(2)	Extracción de lignitos negros	BARCELONA	100,00	100,00	3,9	14,7	0,4
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	445,5	18,7
Minas Gargallo, S.L.	NC	-	Explotación de yacimientos minerales	ZARAGOZA	99,91	99,91	0,2	0,1	0,1
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	1,0	(0,3)
Nuclenor, S.A.	IP	(1)	Generación de energía eléctrica de origen nuclear	SANTANDER	50,00	50,00	102,0	33,6	21,9
Central Nuclear Trillo, 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	(56,1)	1,4
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	730,0	832,0	701,0
Distribuidora Electrica del Puerto de la Cruz, S.A.	IG	(1)	Compra, transporte, distribución y comerc. de energia	SANTA CRUZ DE TENERIFE	100,00	100,00	12,6	19,0	2,3
Endesa Distribución Electrica, S.L.	IG	(1)	Distribución de energía eléctrica a tarifa	BARCELONA	100,00	100,00	1.204,5	1.287,2	721,8
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	0,6	0,9
Suministradora Electrica de Cadiz, S.A. (SECASA)	NC	(1)	Suministro y distribución de energía eléctrica	CADIZ	33,50	33,50	12,0	20,1	10,0
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.	IG	(1)	Prestación de servicios comerciales	MADRID	100,00	100,00	10,1	9,7	1,7
Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.	NC	(1)	Distribución y comercialización energía eléctrica	BARCELONA	100,00	100,00	0,1	0,5	0,8
Electrica de Lijar, S.L.	NC	(25)	Distribución de energía eléctrica a tarifa	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
Cía. Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. (COMEESA)	NC	(4)	Gestión económica del mercado eléctrico español	MADRID	5,71	5,71	S/D	S/D	S/D
Red Electrica de España, S.A. (REE)	PE	(3)	Transporte de energía eléctrica	MADRID	3,00	3,00	270,5	492,0	116,0
GAS									
Endesa Gas, S.A.U.	IG	(2)	Producción, distribución y comercialización de gas	ZARAGOZA	100,00	100,00	45,3	42,9	6,9
Endesa Gas Transportista, S.L.	NC	(2)	Regasificación y transporte gas natural	ZARAGOZA	100,00	100,00	5,0	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)	0,1
Gesa Gas, S.A.U.	IG	(2)	Ciclo completo de gas canalizado	PALMA DE MALLORCA	100,00	100,00	17,1	14,6	2,6
Meridional de Gas, S.A.U. (MEGASA)	PE	(2)	Ciclo completo de gas canalizado	GRANADA	100,00	100,00	6,6	(2,2)	0,3
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	PE	(2)	Ciclo completo de gas canalizado	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	65,00	65,00	0,7	0,0	(0,2)
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	15,1	7,4
NQF Gas SGPS, S.A.	PE	(16)	Sociedad de Cartera	OPORTO - PORTUGAL	49,00	49,00	5,0	36,9	0,2
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	PE	(2)	Distribución y comercialización de gas	VALLADOLID	45,00	45,00	3,6	1,1	1,4
Transportista Regional de Gas, S.L.	NC	(2)	Infraestructuras y transporte de gas	VALLADOLID	45,00	45,00	0,7	0,2	0,4
Distrib. y Comerc. Gas Extremadura, S.A. (DICOGEXSA)	NC	(2)	Ciclo completo de gas	BADAJOS	47,00	47,00	21,6	0,2	1,5
Kromschroeder, S.A.	NC	(17)	Fabricación de aparatos de medida de gas	BARCELONA	27,93	27,93	0,7	10,5	0,4
Endesa Generacion, S.A.									
Iniciativas de Gas, S.L.	NC	-	Construc. y explot. de instalac. de transpte. y almac. de gas natural	MADRID	40,00	40,00	0,7	(0,4)	0,0
Regasificadora del Noroeste, S.A.	NC	-	Regasificación y transporte gas natural	MURGADOS - A CORUÑA	21,00	21,00	18,0	(0,4)	(0,2)

ANEXO II

Denominación Social	Tipo	Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		Resultado Neto
						Capital Social	Reservas	
Sdad. Estudio y Prom. Gasoducto Argelia-Europa (MEDGAZ)	NC	- Construcción gasoducto	MADRID	12,00	12,00	16,5	0,0	0,0

ANEXO II

Denominación Social	Tipo		Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
	\$	Cons. Audit.					Capital Social	Reservas	Resultado Neto
DIVERSIFICACIÓN / COGENERACIÓN Y RENOVABLES									
Endesa Cogeneración y Renovables, S.A. (ECYR)	IG	(2)	Cogeneración y energías renovables	SEVILLA	100,00	100,00	127,1	24,7	19,7
Almussafes Servicios Energeticos, S.L.	NC	(2)	Gestión y mantenimiento de planta cogeneradora	BARCELONA	100,00	100,00	0,0	0,0	0,4
Hidroeléctrica del Santa Magdalena, S.A.	NC	(2)	Explotaciones energéticas	BARCELONA	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Parque Eólico A Carba, S.A.	IG	(2)	Parque eólico	LUGO	100,00	100,00	67,9	10,5	7,7
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	15,3	4,8
Salto y Centrales de Catalunya, S.A.	NC	(2)	Explotación de centrales hidráulicas	BARCELONA	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0
Sociedad Eólica de Tarifa, S.A.	NC	-	Construcción y explotación de parques eólicos	SEVILLA	100,00	100,00	11,2	0,0	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	1,7	(0,7)
Fermicaise, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	MEJICO D.F.	99,99	99,99	0,6	(0,4)	(0,3)
Gresaise, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	MEJICO D.F.	99,99	99,99	0,6	(0,4)	(0,2)
Italaise, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	MEJICO D.F.	99,99	99,99	0,6	(0,3)	0,1
Electro Mariola, A.I.E.	IG	(2)	Cogeneración	MADRID	99,00	99,00	0,5	0,0	0,2
Micase, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	MEJICO D.F.	51,00	51,00	3,8	(3,7)	(1,0)
Bioaise	NC	(1)	Producción, compra, venta y comercializ.de energía	CARTAGENA-COLOMBIA	95,00	95,00	0,6	(0,2)	(0,1)
Parque Eólico de Enix, S.A.	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	0,6	0,2	(0,2)
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen, S.A.	IG	-	Parque eólico	ZARAGOZA	90,00	90,00	4,2	0,0	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	0,2
Energetica Mataro, S.A.	NC	(2)	Construcción y explotación planta tratamiento termico de fangos	BARCELONA	85,00	85,00	0,0	0,0	0,0
Eólicas de Agaete, S.L.	IG	(2)	Parque eólico	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	80,00	80,00	0,2	0,1	0,1
Parque Eólico de Aragón, A.I.E.	IG	(2)	Parque eólico	ZARAGOZA	80,00	80,00	0,6	2,1	1,9
Parque Eólico Carretera de Arinaga, S.A.	IG	(2)	Parque eólico	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	80,00	80,00	1,6	0,7	0,8
Explotaciones Eólicas de Escucha, S.A.	IG	(2)	Producción, distribución y explotación de energía eléctrica	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	76,00	76,00	3,5	(0,1)	0,6
Explotaciones Eólicas El Puerto, S.A.	IG	(2)	Parque eólico	TERUEL	73,60	73,60	3,2	0,0	0,4
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	NC	-	Parque eólico	ZARAGOZA	70,00	70,00	5,5	0,0	0,0
Parque Eólico Montes de Las Navas, S.A.	IG	(2)	Parque eólico	MADRID	62,50	62,50	6,5	0,6	1,3
Proyectos Eólicos Valencianos, S.A.	NC	(2)	Energía eólica	ALDAYA - VALENCIA	55,00	55,00	0,4	0,0	0,0
Cogeneración del Ter, S.L.	PE	(2)	Cogeneración	BARCELONA	69,00	69,00	3,7	0,8	(0,2)
Parque Eólico de Santa Lucia, S.A.	PE	(2)	Construcción, explotación y admón. de parques eólicos	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	65,67	65,67	0,9	0,2	0,4
Coreysa Cogeneración, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	SEVILLA	65,00	65,00	0,0	0,0	0,0
Relcamp, A.I.E.	PE	(2)	Cogeneración	BARCELONA	65,00	65,00	0,2	0,0	0,0
Energías de Graus, S.L.	PE	(2)	Hidráulica	BARCELONA	62,22	62,22	1,3	0,3	0,3
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	0,3	0,1
Agrupación Rubi, S.A.	NC	(2)	Desimpecto / residuos sólidos urbanos	BARCELONA	55,00	55,00	1,6	(0,2)	(0,1)
Eólicas de Fuencaliente, S.A.	PE	(2)	Energía eólica	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	55,00	55,00	0,2	0,2	0,1
Energías de La Mancha, S.A. (ENEMANSA)	IG	(2)	Biomasa	CIUDAD REAL	52,00	52,00	3,9	(0,5)	0,5
Parque Eólico Punta de Teno, S.A.	IG	(2)	Parque eólico	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	52,00	52,00	0,5	0,3	0,2
T.P. Sociedade Termica Portuguesa, S.A. (TERMIPOR)	PE	(2)	Cogeneración	LISBOA - PORTUGAL	50,00	50,00	7,5	0,3	0,3
Progreen Costa, S.L.	NC	-	Desimpecto / residuos sólidos urbanos	ZARAGOZA	80,00	80,00	1,5	(3,3)	0,0
Progreen Fuente Alamo, S.A.	NC	-	Desimpecto / residuos sólidos urbanos	MURCIA	51,00	51,00	0,6	0,0	0,0
Progreen Torrente, S.A.	NC	-	Desimpecto / residuos sólidos urbanos	ZARAGOZA	100,00	100,00	2,9	(0,1)	0,0
Progreen Villanueva, S.A.	NC	-	Desimpecto / residuos sólidos urbanos	ZARAGOZA	100,00	100,00	1,9	(0,3)	0,0
Andaluz de Cogeneración, S.A.	NC	-	Cogeneración	JAEN	50,00	50,00	0,2	0,0	0,0
Antrel, A.I.E.	PE	(2)	Cogeneración	GIRONA	50,00	50,00	0,3	0,0	0,4
Cogeneración 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
Energías Alternativas del Sur, S.L.	PE	(2)	Energía eólica	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	50,00	50,00	0,6	0,3	0,1
Energías Argentinas, S.A.	NC	-	Energía eólica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	50,00	50,00	0,5	(0,3)	0,0
Eólicas de Tenerife, A.I.E.	PE	(12)	Construcción y explotación de parques eólicos	TENERIFE	50,00	50,00	0,4	0,6	0,1
Ercasa Cogeneración, S.A.	NC	(8)	Cogeneración	ZARAGOZA	50,00	50,00	0,6	0,1	0,0
Explotaciones Eólicas de Aldehuelas, S.L.	NC	(7)	Energía eólica	OVIEDO	50,00	50,00	0,2	0,0	0,0
Hidroeléctrica del Serrado, S.L.	PE	(3)	Hidráulica	BARCELONA	50,00	50,00	0,7	0,0	0,1
Hidrorel, U.T.E.	NC	-	Hidráulica	BARCELONA	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0

ANEXO II

Denominación Social	Tipo		Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
	\$	Cons. Audit.					Capital Social	Reservas	Resultado Neto
Parque Eolico A Capelada, A.I.E.	PE	(2)	Parque eólico	A CORUÑA	50,00	50,00	5,9	0,0	1,4
Parque Eolico de Barbanza, S.A.	PE	(2)	Parque eólico	MADRID	50,00	50,00	3,6	2,8	0,9
Parque Eolico de Cabo Vilano, A.I.E.	PE	(1)	Parque eólico	A CORUÑA	50,00	50,00	1,3	(0,1)	(0,1)
Prosamer Cogeneracion, S.L.	PE	(1)	Cogeneración	VALENCIA	50,00	50,00	1,5	0,0	0,2
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	(22)	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	0,2	0,5
Tyborel, A.I.E.	PE	(23)	Cogeneración	GIRONA	50,00	50,00	0,8	0,0	0,1
Hidricas de Viseu, S.A. (HIDRIVIS)	NC	-	Minihidraulica	MAIA - PORTUGAL	33,00	49,00	1,0	0,0	0,0
Central Hidroelectrica Casillas, S.A.	NC	-	Producción de energía hidroeléctrica	SEVILLA	49,00	49,00	0,3	0,0	0,0
Parque Eolico Sierra del Madero, S.A.	PE	(2)	Parque eólico	SORIA	48,00	48,00	7,2	0,8	1,5
Sociedad Eolica de Andalucía, S.A. (SEASA)	PE	(1)	Producción de energía eléctrica	SEVILLA	46,67	46,67	4,5	2,8	0,5
Eolica Valle del Ebro, S.A.	PE	(2)	Energía eólica	ZARAGOZA	45,50	45,50	5,6	1,1	0,7
Anoia d'Energía, S.A.	PE	(1)	Cogeneración	BARCELONA	45,00	45,00	2,4	0,2	(0,3)
Corelcat, A.I.E.	PE	(2)	Cogeneración	LLEIDA	45,00	45,00	0,1	0,1	0,1
Releco Santiago, A.I.E.	PE	(2)	Cogeneración	HUESCA	45,00	45,00	0,3	(0,3)	0,1
Santo Rostro Cogeneracion, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	SEVILLA	45,00	45,00	0,2	(0,3)	0,0
Termotec Energía, A.I.E.	NC	(4)	Cogeneración	VALENCIA	45,00	45,00	0,5	(0,9)	0,0
Asanefi, A.I.E.	PE	(1)	Cogeneración	BARCELONA	42,50	42,50	1,0	0,6	0,7
Erfei, A.I.E.	PE	(3)	Cogeneración	TARRAGONA	42,00	42,00	0,7	(0,1)	(0,2)
Cogeneracio J. Vilaseca, A.I.E.	PE	(24)	Cogeneración	BARCELONA	40,00	40,00	0,7	0,7	0,2
Energía de La Loma, S.A.	PE	(2)	Biomasa	JAEN	40,00	40,00	4,5	0,0	0,1
Eolicas de Lanzarote, S.L.	PE	(2)	Generación, distribución y suministro de energía eléctrica	LANZAROTE	40,00	40,00	5,0	0,7	0,0
Eolicos de Fuerteventura, A.I.E.	PE	(2)	Gestión, explotación y administración de parque eólico	FUERTEVENTURA	40,00	40,00	0,0	0,0	1,3
Erca Cinco Villas-1, S.L.	NC	(8)	Cogeneración	ZARAGOZA	40,00	40,00	0,2	0,0	0,0
Forel, S.L.	PE	(3)	Cogeneración	BARCELONA	40,00	40,00	0,0	0,6	1,1
Tirme, S.A.	PE	(1)	Tratamiento de residuos sólidos	PALMA DE MALLORCA	40,00	40,00	7,7	3,6	4,6
Vapeltar, A.I.E.	NC	(4)	Cogeneración	BARCELONA	40,00	40,00	0,0	0,0	0,0
Virgen de la Bella, A.I.E.	PE	(2)	Cogeneración	HUESCA	40,00	40,00	2,4	0,0	0,1
Yedesa Cogeneracion, S.A.	NC	(2)	Cogeneración	ALMERIA	40,00	40,00	0,2	(0,2)	0,0
Minicentrales Canal Imperial - Gallur, S.L.	NC	-	Minihidráulica	ZARAGOZA	36,50	36,50	1,2	0,0	0,0
Printerel, A.I.E.	PE	(4)	Cogeneración	BARCELONA	39,00	39,00	0,3	0,0	0,2
Fibrarel, A.I.E.	PE	(10)	Cogeneración	BARCELONA	36,55	36,55	0,0	0,0	0,2
Hidrobeira Limitada, S.L.	NC	-	Hidráulica	VISEU - PORTUGAL	35,71	35,71	S/D	S/D	S/D
Ercetesa, S.A.	NC	(8)	Cogeneración	ZARAGOZA	35,00	35,00	0,3	0,1	0,1
Compañía Eolica Tierras Altas, S.A.	PE	(2)	Energía eólica	SORIA	33,83	33,83	13,2	1,5	2,1
Compañía Energetica Vientos del Atlantico, S.A.	NC	-	Promoción y construcción de parques eólicos	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	33,33	33,33	0,1	0,0	0,0
Oxagesa, A.I.E.	PE	(4)	Cogeneración	TERUEL	33,33	33,33	0,0	0,1	0,2
Terdon Cogeneracion, S.L.	NC	(9)	Cogeneración	ZARAGOZA	33,33	33,33	0,3	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	0,1	0,0
Central Hidroelectrica Güejar Sierra, S.L.	PE	(5)	Producción de energía hidroeléctrica	SEVILLA	33,30	33,30	0,4	0,8	0,3
Cogeneracion Hostalrich, A.I.E.	PE	(23)	Cogeneración	GIRONA	33,00	33,00	0,8	0,0	0,2
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	0,3
Covitrel, A.I.E.	PE	(4)	Cogeneración	TARRAGONA	30,00	30,00	3,3	0,0	(0,5)
Empresa Provincial de Energía, S.A. (EPESA)	NC	-	Ciclo completo de energía eléctrica	HUESCA	30,00	30,00	0,6	0,0	0,0
Forsean, S.L.	PE	(3)	Cogeneración	HUELVA	30,00	30,00	0,1	2,0	0,7
Hidroescoron, S.L.	NC	-	Minihidráulica	ZARAGOZA	30,00	30,00	0,0	0,0	0,0
Port Ecorel, A.I.E.	NC	(10)	Cogeneración	BARCELONA	30,00	30,00	0,5	(0,7)	(0,3)
Productora de Energías, 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	0,8	1,1	(0,4)
Sistemas Energeticos La Muela, S.A.	PE	-	Energía eólica	ZARAGOZA	30,00	30,00	3,1	1,1	0,3
Colomer de Cogeneracio, A.I.E.	PE	(1)	Cogeneración	BARCELONA	27,50	27,50	0,7	1,0	0,4
Sati Cogeneracio, A.I.E.	PE	(1)	Cogeneración	BARCELONA	27,50	27,50	0,1	1,1	0,0
Energetica de Rossello, A.I.E.	PE	(4)	Cogeneración	BARCELONA	27,00	27,00	3,6	3,4	1,0

ANEXO II

Denominación Social	Tipo		Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		Resultado Neto
	\$	Cons. Audit.					Capital Social	Reservas	
Ereco San Mateo, S.L.	NC	-	Cogeneración	HUESCA	27,00	27,00	0,0	0,0	0,0
Garofeica, S.A.	PE	-	Cogeneración	BARCELONA	27,00	27,00	0,7	0,5	0,1
Rofeica d'Energía, S.A.	PE	-	Cogeneración	BARCELONA	27,00	27,00	2,0	0,6	0,2
Sistemas Energeticos Mas Garullo, S.A.	PE	-	Cogeneración	ZARAGOZA	27,00	27,00	1,5	0,5	0,1
Urgell Energía, S.A.	PE	-	Cogeneración	LLEIDA	27,00	27,00	0,6	0,3	0,0
Calizas Elycar, S.L.	PE	(8)	Construcción y explotación de planta de cogeneración	HUESCA	25,00	25,00	1,8	0,2	0,1
Cogeneracion Tolosana, A.I.E.	PE	(4)	Cogeneración	GUIPUZCOA	25,00	25,00	0,6	0,0	0,0
Corporacion Eolica Zaragoza, S.L.	PE	-	Eólica	ZARAGOZA	25,00	25,00	2,5	0,3	0,1
Ecoenergía de Can Mata, A.I.E.	NC	(1)	Desimpacto / residuos sólidos urbanos	MURCIA	25,00	25,00	0,2	0,1	(0,1)
Foraneto, S.L.	PE	(3)	Cogeneración	BARCELONA	25,00	25,00	0,1	0,2	(1,0)
Hidroeléctrica del Piedra, S.L.	NC	(8)	Producción y venta de energía eléctrica	ZARAGOZA	25,00	25,00	0,2	0,2	0,1
Puigneret, A.I.E.	PE	(15)	Cogeneración	BARCELONA	25,00	25,00	11,3	(11,3)	(0,1)

ANEXO II

Denominación Social	Tipo		Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
	\$	Cons. Audit.					Capital Social	Reservas	Resultado Neto
Cogeneracion El Salto, S.L.	NC	-	Cogeneración	ZARAGOZA	20,00	20,00	0,0	0,0	0,0
Cogeneracion Lipsa, S.L. (COLIPSA)	NC	(2)	Cogeneración	BARCELONA	20,00	20,00	0,7	0,2	0,1
Sotavento Galicia, S.A.	NC	(6)	Eólica	A CORUÑA	18,00	18,00	0,6	0,7	0,1
Eolicas de Canarias, S.L.	NC	-	Eólica	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	8,00	8,00	0,3	0,0	0,0
Minicentrales Acequia Cinco Villas, A.I.E.	NC	(9)	Minihidráulica	ZARAGOZA	15,00	15,00	1,2	(1,1)	0,0
Minicentrales Canal de Las Bardenas, A.I.E.	NC	(13)	Minihidráulica	ZARAGOZA	15,00	15,00	1,2	1,1	0,5
Tirmadrid, S.A.	NC	(1)	Tratamiento de residuos sólidos	MADRID	15,00	15,00	16,8	1,2	3,2
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
Fibrel, A.I.E.	NC	(3)	Cogeneración	GIRONA	10,00	10,00	3,3	0,7	0,2
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	1,4	(0,1)	0,2
Sistemas Energeticos Mañon Ortigueira, S.A.	NC	(1)	Eólica	A CORUÑA	10,00	10,00	4,5	0,7	0,4
Tractaments i Revaloriz. de Residuos del Maresme, S.A. (TVRM)	NC	(27)	Cogeneración	BARCELONA	10,00	10,00	3,6	1,6	1,6
Vapor y Electricidad El Tejar, S.L. (VETEJAR)	NC	(26)	Construc. y explot. de plantas con combustible de residuos agrícolas	CORDOBA	8,67	8,67	1,5	0,0	0,0
Electrometalurgia del Ebro, S.A.	NC	(1)	Minihidráulica	BARCELONA	8,60	8,60	0,1	4,1	0,0
KW Tarifa, S.A.	NC	(1)	Eólica	CADIZ	7,30	7,30	5,1	3,4	(0,8)
A. E. Ciutat Sanitaria Vall d'Hebron, A.I.E.	NC	(20)	Cogeneración	BARCELONA	6,25	6,25	1,7	0,2	0,0
Puerto Real Cogeneracion, S.A. (PRECOA)	NC	-	Cogeneración	CADIZ	4,54	4,54	0,6	(1,4)	(1,2)

DIVERSIFICACION / AGUAS

Endesa Diversificación, S.A.									
Nueva Nuinsa	NC								
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	(23,4)	(4,4)
Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A. (AGBAR)	PE	(1)	Distribución y suministro de agua potable	BARCELONA	11,64	11,64	145,9	806,4	194,1

DIVERSIFICACIÓN / TELECOMUNICACIONES

Endesa Diversificación, S.A.									
Endesa Ingeniería de Telecomunicaciones I, S.L. (ENDITEL I)	PE	(1)	Servicios de consultoría e ingeniería	SEVILLA	100,00	100,00	5,0	3,5	1,7
Smartcom Pcs	PE	(1)	Operador de telefonía móvil	SANTIAGO - CHILE	100,00	100,00	626,0	(395,0)	(34,0)
Netco Redes, S.A.	IG	(1)	Infraestructuras de telecomunicaciones	MADRID	50,55	50,55	6,0	68,2	7,2
Multimedia de Cable, S.A.	NC	(1)	Telecomunicaciones	BARCELONA	38,87	38,87	11,6	(11,9)	(0,9)
AUNA Operadores de Telecomunicaciones, S.A.	PE	(1)	Servicios de telecomunicaciones	BARCELONA	29,61	30,18	2.197,9	110,8	(55,0)
Euskaltel, S.A.	NC	(4)	Explotación y comercializ. de redes y servicios de teleco.	BILBAO	10,00	10,62	325,2	(45,0)	0,3
Retecal, S.A.	NC	-	Gestión operador de cable	VALLADOLID	0,21	0,21	87,1	(17,4)	S/D
Made Torres y Herrajes, S.A.	NC	-	Fabricación de torres eléctricas y de telecomunicaciones	VALLADOLID	0,03	0,03	2,4	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	(7,0)	(5,0)
Diseño de Sistemas en Silicio, S.A. (DS2)	NC	(4)	Soluciones para transmisión de voz a través de la red eléctrica	CASTELLÓN	14,71	14,71	0,6	18,6	0,2
Eutilia, N.V.	NC	(1)	Mercado B2B	LEIDEN - HOLANDA	9,81	9,81	0,1	5,4	(7,7)
Buongiorno Vitaminic, S.P.A.	NC	(4)	Gestión de servicios en Internet y telefonía móvil	MADRID	0,64	0,64	17,6	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	0,8
Endesa Marketplace, S.A.	IG	(1)	Transacciones entre empresas a través de internet	MADRID	78,00	72,09	6,7	(2,6)	(6,4)
Sadiel, S.A.	NC	(1)	Investigación y desarrollo en informática y electrónica	SEVILLA	37,50	37,50	0,7	8,2	2,6
Net Tecnologia de la Informacion, A.I.E.	NC	-	Promoc. y coordinación de servicios informáticos y telecomunic.	MADRID	33,33	33,33	S/D	S/D	S/D

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	455,0	(195,0)	(26,0)
Nueva Nuinsa, S.L.	NC	(1)	Diversificación regional	SEVILLA	100,00	100,00	54,6	9,4	4,1
Senda Ambiental, S.A.	PE	(1)	Actividades de reciclaje y limpieza, gestión de vertederos.	BARCELONA	100,00	100,00	0,4	0,9	0,1
Desaladora de Carboneras, U.T.E.	NC	(3)	Asistencia técnica y explotación de planta desaladora	ALMERIA	75,00	75,00	0,0	0,0	0,0
Endesa Financiacion Filiales, S.A.	IG	(1)	Gestión de financiación de filiales	MADRID	100,00	100,00	4.621,0	4.658,0	137,0
Endesa Generacion, S. A.									

ANEXO II

Denominación Social	Tipo	\$	Cons. Audit.	Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		Resultado Neto
								Capital Social	Reservas	
Andorra Desarrollo, S.A.	NC	-		Desarrollo regional	TERUEL	100,00	100,00	0,9	0,0	0,0
Desarrollo Tecnológico Nuclear, S.L. (DTN)	NC	-		I+D instalaciones eléctricas nucleares	MADRID	46,35	46,35	0,4	(0,1)	(0,6)
Tecnatom, S.A.	NC	-		Servicios a instalacs.de producción de energía	MADRID	45,00	45,00	4,0	13,1	0,7

ANEXO II

Denominación Social	Tipo	Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones			
						Capital Social	Reservas	Resultado Neto	
\$	Cons.	Audit.							
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	1,70	0,85	1,1	0,0	S/D
Miranda Plataforma Logística, S.A.	NC	-	Desarrollo y gestión de infraestruct. en Miranda de Ebro	BURGOS	0,33	0,17	1,8	0,0	S/D
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	16,67	21,70	0,8	0,0	0,0
Endesa Servicios, S.L.	IG	(1)	Prestación de servicios a empresas	MADRID	100,00	100,00	85,0	0,0	6,0
Triema, S.A.	b	NC	Servicios de comercialización de sistemas de gestión	BUENOS AIRES - ARGENTINA	55,00	55,00	0,0	(0,2)	(0,1)
Instituto de la Calidad, S.A.	NC	(1)	Servicios en el campo de la calidad	SEVILLA	46,73	46,73	0,3	0,1	0,1
International Endesa, B.V. (IEBV)	IG	(1)	Operaciones financieras internacionales	AMSTERDAM - HOLANDA	100,00	100,00	15,0	5,0	4,0
Endesa Capital Finance, L.L.C.	IG	(1)	Emisión de participaciones preferentes de capital	NEWARK - E.E.U.U.	100,00	100,00	S/D	S/D	S/D
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
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	0,1
Teneguia Gestion Financiera, S. Comanditaria	IG	(1)	Sociedad de operaciones financieras	SANTA CRUZ DE TENERIFE	95,72	95,72	1.567,0	7,0	52,0
Interbolsa, S.A.	NC	-	Mediación de Bolsa	MADRID	20,00	20,00	0,0	0,0	0,0
Corporacion Empresarial de Extremadura, S.A.	NC	-	Promoción Regional	BADAJOS	2,55	2,55	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	(707,0)	83,0
Enersis S.A.	a	IG	(1) Generación y distribución eléctrica	SANTIAGO - CHILE	60,62	60,62	2.227.711,0	308.213,0	12.468,0
Inversiones Distrilima, S.A. (DISTRILIMA)	d	IG	(1) Sociedad de cartera	LIMA - PERU	86,14	63,76	487,0	227,0	56,0
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	60,62	1,0	1,0	0,0
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	60,62	1,0	10,0	5,0
Cia. Americana de Multiservicios Ltda. (CAM CHILE)	a	IG	(1) Compra-venta de productos relacionados con la electricidad	SANTIAGO - CHILE	100,00	60,62	2.572,0	21.700,0	10.820,0
Constructora el Gobernador Ltda.	a	IG	(1) Construcción, explotación y comercialización de obras	SANTIAGO - CHILE	100,00	60,62	19,0	11,0	0,0
Enersis Energia de Colombia, S.A.	e	IG	(1) Sociedad de cartera	BOGOTA - COLOMBIA	100,00	60,62	S/D	S/D	S/D
Enersis Internacional	a	IG	(1) Sociedad de cartera	GRAND CAYMAN - ISLAS CAIMAN	100,00	60,62	204.681,0	132.159,0	(36.689,0)
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	a	IG	(1) Arrendamiento y administración de bienes muebles	SANTIAGO - CHILE	100,00	60,62	5.849,0	34.837,0	1.307,0
Sociedad Agrícola El Gobernador Ltda.	a	IG	(1) Explotación de predios agrícolas	SANTIAGO - CHILE	100,00	60,62	29,0	14,0	0,0
Synapsis Argentina, S.A.	b	IG	(1) Servicios informáticos	BUENOS AIRES - ARGENTINA	100,00	60,62	0,0	0,0	9,0
Synapsis Brasil Ltda.	c	IG	(1) Servicios informáticos	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	60,62	0,0	1,0	9,0
Synapsis Colombia Ltda.	e	IG	(1) Servicios informáticos	BOGOTA - COLOMBIA	100,00	60,62	238,0	2.911,0	3.076,0
Synapsis Peru, S.A.	d	IG	(1) Servicios y productos informáticos y de telecomunicación	LIMA - PERU	100,00	60,62	1,0	1,0	1,0
Synapsis Soluciones y Servicios, Ltda.	a	IG	(1) Suministro y comercialización de equipos informáticos	SANTIAGO - CHILE	100,00	60,62	3.944,0	335,0	5.943,0
CAM Brasil Multiservicios Ltda. (CAM BRASIL)	c	IG	(1) Compra-venta y distribución de productos relacionados con la electricidad	BRASIL	99,99	60,62	330,0	(136,0)	409,0
Cia. Americana de Multiserv. de Colombia, S.A. (CAM COLOMBIA)	e	IG	(1) Serv. Tecnicos de calibración y medición	BOGOTA - COLOMBIA	99,99	60,62	1.616,0	6.380,0	3.991,0
Luz de Rio Ltda.	c	IG	(1) Sociedad de cartera	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	60,02	1,0	(255,0)	41,0
Chilectra Internacional	a	IG	(3) Sociedad de cartera	GRAND CAYMAN - ISLAS CAIMAN	100,00	59,57	66.998,0	26.982,0	(6.440,0)
Chilectra S.A.	a	IG	(3) Distribución y venta de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	98,25	59,57	284.941,0	90.085,0	51.470,0
Diprel Brasil Ltda.	c	NC	(1) Sociedad de cartera	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	60,62	S/D	S/D	S/D
Empresa Electrica de Colina Ltda.	a	IG	(3) Ciclo completo de energía y materiales afines	COLINA - CHILE	100,00	59,57	88,0	478,0	677,0
Luz Andes Ltda.	a	IG	(3) Transporte, distribución y venta de energía y combustibles	SANTIAGO - CHILE	100,00	59,57	1,0	1.062,0	99,0
Cerj Overseas Inc.	c	IG	(1) Sociedad de cartera	PANAMÁ	100,00	59,20	0,0	(212,0)	61,0
Companhia de Electricidade do Rio de Janeiro S.A. (CERJ)	c	IG	(1) Producción, transporte y distribución de electricidad	RIO DE JANEIRO - BRASIL	88,20	59,20	915,0	(488,0)	(75,0)
Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR)	b	IG	(1) Distribución y comercialización de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	99,43	45,68	2.076,0	66,0	(17,0)
Companhia Energetica do Ceara, S.A. (COELCE)	c	IG	(1) Ciclo completo de energía eléctrica	FORTALEZA - BRASIL	58,86	44,59	433,0	705,0	38,0
Codensa, S.A.	e	IG	(1) Distribución y comercialización de energía eléctrica	BOGOTA - COLOMBIA	48,48	43,95	1.320.928,0	2.287.036,0	147.984,0

ANEXO II

Denominación Social	Tipo	\$	Cons.	Audít.	Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
									Capital Social	Reservas	Resultado Neto
Empresa de Distribuc. Elec. de Lima Norte, S.A. (EDELNOR)	d	IG	(1)		Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.	LIMA - PERU	60,00	38,26	1.092,0	97,0	93,0
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	a	IG	(1)		Explotación de predios agrícolas	SANTIAGO - CHILE	57,50	34,86	5.738,0	1.268,0	(88,0)
Aguas Santiago Poniente, S.A.	a	IG	(1)		Producción y distribución de agua potable	SANTIAGO - CHILE	55,00	33,34	2.971,0	(677,0)	(101,0)
Construcciones y Proyectos Los Maitenes, S.A.	a	IG	(1)		Construcción de obras civiles e instalaciones	SANTIAGO - CHILE	55,00	33,34	3.680,0	(3.299,0)	901,0
Sociedad Agrícola Pastos Verdes Ltda.	a	IG	(1)		Explotación de predios agrícolas	SANTIAGO - CHILE	55,00	33,34	37.029,0	32.235,0	789,0
Distrilec Inversora S.A.	b	IG	(1)		Sociedad de cartera	BUENOS AIRES - ARGENTINA	51,51	30,76	1.111,0	139,0	(13,0)

ANEXO II

Denominación Social	Tipo			Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
	\$	Cons.	Audit.					Capital Social	Reservas	Resultado Neto
Sacme, S.A.	b	PE	(28)	Supervisión y control del sistema eléctrico en Buenos Aires	BUENOS AIRES - ARGENTINA	50,00	22,84	0,0	0,7	0,0
Endesa Chile	a	IG	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	59,98	36,36	1.039.796,0	374.742,0	78.131,0
Transportadora de Energía, S.A.	b	IG	(1)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	ARGENTINA	100,00	71,35	56,0	12,0	14,0
Capital de Energía S.A.	e	IG	(1)	Sociedad de cartera	BOGOTA - COLOMBIA	100,00	64,88	195.351,0	2.181.594,0	86.294,0
Compañía Eléctrica Cono Sur, S.A.	a	IG	(2)	Sociedad de cartera	PANAMÁ	100,00	36,36	892.852,0	286.356,4	(71.496,0)
Compañía Eléctrica Tarapaca, S.A. (CELTA)	a	IG	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	100,00	36,36	80.500,0	(8.113,0)	8.116,0
Endesa Chile Internacional	f	IG	(2)	Sociedad de cartera	GEORGE TOWN - ISLAS CAIMÁN	100,00	36,36	518.138,0	(70.946,0)	(82.066,0)
Endesa de Colombia, S.A.	e	IG	(1)	Sociedad de cartera	NEIVA - COLOMBIA	100,00	36,36	4.511,0	147.675,0	(6.808,0)
Inverandes, S.A.	b	NC	(1)	Sociedad de cartera	ARGENTINA	100,00	36,36	3,4	S/D	S/D
Inversiones Endesa Norte, S.A.	a	IG	(2)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	100,00	36,36	72.279,0	1.512,0	6.704,0
Endesa Argentina, S.A.	b	IG	(1)	Sociedad de cartera	BUENOS AIRES - ARGENTINA	99,99	36,36	85,0	(187,0)	238,0
Endesa Brasil Participações Ltda.	a	IG	(1)	Sociedad de cartera	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	36,36	0,1	1,9	(7,0)
Endesa Inversiones Generales, S.A. (ENIGESA)	a	IG	(2)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	100,00	36,35	1.021,0	269,0	1.111,0
Sdad. Concesionaria del Tunel el Melon, S.A.	a	NC	(2)	Ejecución, construcción y explotación del túnel "El Melón"	SANTIAGO - CHILE	99,95	36,34	8.714,0	(12.988,0)	(2.266,0)
Ingendesa do Brasil, Ltda.	a	NC	(1)	Consultora de ingeniería de proyectos	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	35,51	117.570,0	(73.416,0)	116.670,0
Empresa de Ingeniería Ingendesa, S.A. (INGENDESA)	a	IG	(2)	Prestación de servicios de ingeniería	SANTIAGO - CHILE	97,64	35,50	1.880,0	156,0	1.602,0
Empresa Eléctrica Pangue, S.A.	a	IG	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	99,99	39,54	71.796,0	87,0	37.166,0
Empresa Generadora de Energía Eléctrica, S.A. (EMGESA)	e	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	BOGOTA - COLOMBIA	48,48	35,62	1.530.694,0	2.778.083,0	193.968,0
Lajas Inversora, S.A.	a	IG	(2)	Sociedad de cartera	PANAMÁ	100,00	33,77	410.847,0	(9.265,0)	3.267,0
Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A.	a	IG	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	92,65	33,69	157.972,0	18.658,0	45.798,0
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada, S.A.	c	IG	(1)	Generación y comercialización de energía eléctrica	GOIANIA - BRASIL	99,61	33,64	289,0	534,0	72,0
Central Hidroeléctrica de Betania, S.A.	e	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	NEIVA - COLOMBIA	85,62	31,13	249.662,0	1.260.407,0	131.167,0
Compañía Eléctrica San Isidro, S.A.	a	IG	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	50,00	27,27	30.761,0	19,0	13.178,0
Hidroinvest, S.A.	b	IG	(1)	Sociedad de cartera	BUENOS AIRES - ARGENTINA	69,93	25,43	17,9	229,9	41,7
Generandes Peru, S.A.	d	IG	(2)	Sociedad de cartera	LIMA - PERU	59,63	21,68	1.136,0	407,0	121,0
Central Costanera, S.A.	b	IG	(1)	Generación y comercialización de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	64,27	23,37	171,0	627,0	36,0
Gas Atacama, S.A.	a	PE	(2)	Administración y dirección de relacionadas	SANTIAGO - CHILE	-	18,18	173.083,0	(8.518,0)	386,0
Atacama Finance Co.	a	PE	(2)	Financiación Proyecto Atacama	GEORGE TOWN - ISLAS CAIMAN	-	18,18	3.741,0	539,0	946,0
Energex Co.	a	PE	(2)	Sociedad de cartera	GEORGE TOWN - ISLAS CAIMAN	-	18,18	6,0	(231,0)	97,0
Gasoducto Atacama Chile Ltda.	a	PE	(2)	Transporte de gas natural	SANTIAGO - CHILE	0,05	18,18	36.555,0	9.603,0	5.293,0
Gasoducto Atacama Argentina Ltda.	a	PE	(2)	Transporte de gas natural	SANTIAGO - CHILE	0,05	18,18	59.411,0	(6.339,0)	1.476,0
Inversiones Eléctricas Quillota, S.A.	a	PE	(2)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	50,00	18,18	15.305,0	1.994,0	6.580,0
Inversiones Gas Atacama Holding, Ltda.	a	PE	(2)	Transporte de gas natural	SANTIAGO - CHILE	50,00	18,18	177.562,0	(12.138,0)	(475,0)
Gas Atacama Generacion Ltda.	a	PE	(2)	Ciclo completo de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	0,05	18,18	67.840,0	(11.840,0)	3.259,0
Consortio Ingendesa-Ara Ltda.				Consultora de ingeniería de proyectos	SANTIAGO - CHILE	50,00	17,8	S/D	S/D	S/D
Consortio Ingendesa-Minmetal Ltda.	a	PE	-	Servicios de ingeniería	SANTIAGO - CHILE	50,00	17,75	2.000,0	1.360,0	(1.546,0)
Hidroeléctrica El Chocon, S.A.	b	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	65,19	17,25	330,0	340,0	37,0
Inversiones Electrogas, S.A.	a	PE	(2)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	42,50	15,45	10.303,7	2.637,0	5.857,0
Edegel, S.A.	d	IG	(2)	Generación y comercialización de energía eléctrica	LIMA - PERU	63,56	13,78	2.274,0	414,0	165,0
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (TRANQUILLOTA)	a	PE	(2)	Transporte y distribución de energía eléctrica	SANTIAGO - CHILE	50,00	13,64	3.507,1	1.575,0	310,0
Empresa de Energía de Bogota, S.A. (EEB)	e	NC	(1)	Sociedad de Cartera	BOGOTA - COLOMBIA	11,00	8,08	1.165.942,0	3.786.951,0	23.046,0
Elesur, S.A.	a	IG	(1)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	100,00	100,00	2.459.783,0	(18.397,0)	(946.235,0)
Endesa Internacional Energía LTD.	c	IG	-	Sociedad de cartera	RIO DE JANEIRO - BRASIL	100,00	100,00	60,0	(42,0)	0,0
Inversiones Cesa, S.L.		IG	(1)	Sociedad de cartera	MADRID - ESPAÑA	100,00	100,00	159,0	(49,0)	4,0
Compañía de Inversiones Chispa Uno, S.A.	a	IG	(1)	Sociedad de cartera	SANTIAGO - CHILE	99,89	99,89	39.168,0	(216,0)	(54.850,0)
Luz de Bogota, S.A.	e	IG	(1)	Sociedad de cartera	BOGOTA - COLOMBIA	100,00	82,08	336.781,0	1.707.111,0	54.122,0
Central Geradora Termoeléctrica Fortaleza, S.A.	c	IG	(1)	Desarrollo proyecto planta ciclo combinado	CEARA - BRASIL	100,00	80,78	152,0	0,0	0,0
Compañía Peruana de Electricidad, S.A. (CPE)	d	IG	(1)	Sociedad de cartera	LIMA - PERU	100,00	79,38	129,0	50,0	14,0
Empresa Eléctrica de Cabo Blanco, S.A.	d	IG	(1)	Sociedad de cartera	LIMA - PERU	80,00	80,00	76,0	2,0	9,0
Investiuz, S.A.	c	IG	(1)	Sociedad de cartera	SAO PAULO - BRASIL	100,00	74,78	955,0	(74,0)	48,0
Luz de Panama Inc.	c	IG	(1)	Asesoría financiera y comercial de bienes y equipos	PANAMÁ	100,00	74,78	0,0	(5,0)	5,0
Comercializadora de Energía del MERCOSUR, S.A. (CEMSA)	b	IG	(1)	Comercialización de energía del Mercosur	BUENOS AIRES - ARGENTINA	100,00	71,36	14,0	21,0	3,0
Companhia de Interconexao Energetica, S.A. (CIEN)	c	IG	(1)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	RIO DE JANEIRO - BRASIL	99,99	71,35	285,0	(56,0)	345,0
Compañía de Transmision del MERCOSUR, S.A. (CTM)	b	IG	(1)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	100,00	71,35	14,0	16,0	(2,0)
Generalima, S.A.	d	IG	(1)	Sociedad de cartera	LIMA - PERU	72,50	72,50	163,0	(57,0)	1,0
Sociedad Inversora Dock Sud, S.A. (DOCK SUD)	b	IG	(1)	Sociedad de cartera	BUENOS AIRES - ARGENTINA	57,14	57,14	431,0	(196,0)	28,0
Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	d	IG	(1)	Producción de energía eléctrica	LIMA - PERU	60,00	48,00	125,5	5,0	15,0

ANEXO II

Denominación Social	Tipo	\$	Cons. Audit.	Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
								Capital Social	Reservas	Resultado Neto
Empresa de Generac. Termoelec. Ventanilla, S.A. (ETEVENSA)	d	IG	(1)	Producción de energía eléctrica	LIMA - PERU	60,00	43,50	270,0	(10,0)	(2,0)
Consortio 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	32,0	6,0
Central Dock Sud, S.A.	b	IG	(1)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	69,76	39,86	502,0	(264,0)	39,0
Yacylec, S.A.	b	PE	(1)	Transporte de energía eléctrica	BUENOS AIRES - ARGENTINA	22,22	22,22	106,0	9,0	11,0
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

ANEXO II

Denominación Social	Tipo		Objeto social o Actividad	Domicilio social	Particip. Control	Particip. Econom.	Millones		
	\$	Cons. Audit.					Capital Social	Reservas	Resultado Neto
EUROPA									
Endesa Europa, S.L.	IG	(1)	Actividad de Endesa en Europa	MADRID	100,00	100,00	367,0	1.077,0	52,0
Endesa Trading, S.A.	IG	(1)	Operaciones de "trading" en Europa	MADRID	100,00	100,00	0,8	1,6	0,2
Endesa Power Trading Ltd.	IG	(1)	Operaciones de "trading" en Europa	LONDRES - INGLATERRA	100,00	100,00	0,0	(1,1)	0,4
Endesa Italia S.R.L.	IG	(1)	Generación de energía eléctrica	ROMA-ITALIA	51,00	51,00	700,8	1.777,9	67,6
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	0,5
Ergon Energia, S.R.L.	NC	-	Comercialización de energía eléctrica	BRESCIA - ITALIA	50,00	50,00	0,6	0,0	0,0
Pego Energia Electrica, S.A. (PEGOP)	PE	(3)	Operación de centrales termoeléctricas y producción de energía	ABRANTES - PORTUGAL	44,98	44,98	0,1	0,0	4,1
Tejo Energia, S.A.	PE	(2)	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	ABRANTES - PORTUGAL	35,00	35,00	49,9	78,8	43,5
Carbopego, S.A.	PE	(3)	Compra, venta, transporte y almacenamiento de combustible	ABRANTES - PORTUGAL	33,32	33,32	0,1	5,8	0,7
Energie Electrique de Tahaddart, S.A.	f	NC	Construcción y explotación de central eléctrica de ciclo combinado	TANGER - MARRUECOS	32,00	32,00	745,0	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	7,5	13,6
Soprolif, S.A.	PE	(1)	Construcción de una caldera de lecho fluido en Gardanne.	FRANCIA	25,00	28,00	15,2	(12,4)	1,4
Lyonnaise Des Eaux Casablanca (LYDEC)	g	NC	(17) Abastecimiento de agua	CASABLANCA - MARRUECOS	18,00	18,00	800,0	16,4	219,7
Towarowa Gielda Energii, S.A.	h	NC	(1) Mercado organizado de electricidad	POLONIA	10,00	10,00	14,5	(4,2)	(0,3)
Powernext, S.A.	NC	-	Mercado organizado de electricidad	PARÍS - FRANCIA	5,00	5,00	10,0	(2,4)	(0,3)
Endex N.V.	NC	-	Mercado organizado de electricidad	AMSTERDAM - HOLANDA	2,54	2,54	0,5	9,6	(1,2)

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

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. La Junta General de Accionistas celebrada el 28 de abril de 1999 aprobó la fusión por absorción de las compañías eléctricas participadas: Sevillana de Electricidad, S.A., Empresa Hidroeléctrica del Ribagorza, S.A., Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A., Gas y Electricidad, S.A., Unión Eléctrica de Canarias, S.A., Electra de Viesgo, S.A. y Saltos del Nansa, S.A. por ENDESA, S.A.

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. La empresa se halla presente también en el sector del gas, en otros sectores energéticos, principalmente cogeneración y energías renovables, en telecomunicaciones y en otros activos que aportan valor a su negocio principal.

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 Fecca 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	▪ Desdoblamiento de acciones de ENDESA en la proporción 1 a 4, quedando establecido el valor nominal

	<ul style="list-style-type: none"> 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 28 de abril ▪ ENDESA adquiere un 32% complementario de Enersis y se convierte en accionista de control del Grupo iberoamericano ▪ Enersis adquiere un 35% de ENDESA Chile y se convierte en accionista de control ▪ 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 ▪ Venta de Elecar y Transelec
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"> ▪ Integración de las compañías distribuidoras en España ▪ Adquisición a SCH del 5,7% de ENDESA Italia ▪ Entrada en servicio de los ciclos combinados de Besós, San Roque y Son Reus ▪ Incorporación de ENDESA al DJSI WORLD
2003	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Venta de la red peninsular de transporte a REE ▪ Venta de la participación de ENDESA en Repsol, (3%) REE (7%) y Made (100%) ▪ Emisión de participaciones preferentes por 1.500 millones de euros ▪ Ampliación de capital de Enersis ▪ Venta de la distribuidora chilena Río Maipo, de la central hidroeléctrica Canutillar, de activos de transporte del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile, e Infraestructura 2000 ▪ Refinanciación de la deuda bancaria de Enersis y ENDESA Chile ▪ Puesta en marcha de la primera turbina de gas en Son Reus y Tenerife ▪ Ejercicio de la opción de compra por el 3% de Auna ▪ Puesta en marcha de la central de ciclo combinado Ostiglia ▪ Cesión de los derechos de compensación por el desajuste de ingresos de las actividades reguladas en España de los ejercicios 2000 a 2002 ▪ Acuerdo con SCH por el que ENDESA pasa a controlar de forma efectiva los derechos de voto de las acciones que SCH posee en ENDESA Italia

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, que reorganizó el funcionamiento del sistema eléctrico mediante la introducción de criterios de competencia. Los aspectos más significativos que establece dicha Ley 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 gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución 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.
- Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores de energía eléctrica tienen la condición de cualificados y, en consecuencia, pueden optar libremente por adquirir la energía a la tarifa regulada o bien hacerlo en el mercado libre, directamente o a través de un comercializador.
- La Ley del Sector Eléctrico 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 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.

El artículo 12 de la Ley del Sector Eléctrico establece que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los territorios insulares o extrapeninsulares serán objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial. A este respecto, con fecha 19 de diciembre de 2003 se ha aprobado el Real Decreto 1747/2003, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, cuya fecha de entrada en vigor es el 1 de enero de 2004.

De este modo se adaptan los principios establecidos en la Ley del Sector Eléctrico a las singularidades de estos territorios, especialmente en lo que respecta a la actividad de producción, derivadas de factores diferenciales en comparación con el sistema eléctrico peninsular como consecuencia del aislamiento, tamaño y número de sistemas eléctricos existentes en ellos.

Las novedades que se produjeron en 2003 en relación con este marco regulador fueron las siguientes:

Metodología de tarifas 2003-2010

El artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, habilitó al Gobierno para que estableciera, mediante Real Decreto, una metodología para la determinación de la tarifa eléctrica media o de referencia, que incluye los siguientes elementos:

- El precio medio previsto de la energía correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario será, para aquellas cuya autorización tenga fecha anterior a 31 de diciembre de 1997 y pertenezcan a sociedades con derecho a cobro de CTC, de 3,6061 céntimos de euro por kWh; y para el resto de las instalaciones, el que resulte 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 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. En virtud de esta previsión, se reconoce a las empresas eléctricas el derecho a recuperar el déficit generado en los ejercicios 2000 a 2002, inclusive, como consecuencia de la insuficiencia de los ingresos recaudados en esos ejercicios a través de las tarifas y peajes del sistema para cubrir los costes de las actividades reguladas.
- Se incluirá también como coste en la tarifa la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que resulten de la revisión de los costes extrapeninsulares de los ejercicios 2001 y 2002.

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

Esta nueva metodología, aplicable en el período comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, fija límites a las variaciones de la tarifa media o de referencia, de forma que, si la variación resulta positiva, la subida aprobada no podrá superar el 2%, salvo modificación en la normativa que regula la retribución de las actividades eléctricas. Este porcentaje máximo se desglosa en un 1,4% correspondiente a la variación de los costes en el propio ejercicio y un 0,6% correspondiente a revisiones de las previsiones realizadas en los dos años anteriores.

Variaciones de la tarifa eléctrica

En el ejercicio 2003, se aplicó por primera vez la metodología de tarifas establecida en el Real Decreto 1432/2002. El Real Decreto 1436/2002, publicado el 31 de diciembre, estableció la tarifa eléctrica para 2003, aprobando la revisión de las tarifas integrales y de acceso. El incremento aprobado de la tarifa media o de referencia, tal y como es definida por el Real Decreto, fue del 1,65%. Las tarifas de suministro doméstico (1.0, 2.0 y 2.0N) se incrementaron un 1,5% y el resto, un 2%

aproximadamente, excepto la tarifa D aplicable a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, cuya subida fue del 2,85%. A su vez, las tarifas de acceso que se aplican en el mercado liberalizado fueron incrementadas un 1,95% por término medio.

De acuerdo con el artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, se introdujo una partida adicional de 234 millones de euros correspondiente a la anualidad establecida para la recuperación del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas anterior a 2003 y la revisión de costes de los sistemas extrapeninsulares de los años 2001 y 2002.

Se mantuvieron para el año 2003 las cuotas de reparto de la retribución de la actividad de distribución que se fijaron en el Real Decreto 1483/2001 por el que se estableció la tarifa eléctrica para el año 2002, correspondiendo a ENDESA un 40,12%.

El Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, ha establecido la tarifa eléctrica para 2004. El incremento aprobado de la tarifa media o de referencia ha sido del 1,72%. Las tarifas de suministro doméstico (1.0, 2.0 y 2.0N) se han incrementado un 1,475% y el resto, un 1,6% aproximadamente, excepto la tarifa D aplicable a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, cuya subida ha sido del 2,43%. A su vez, las tarifas de acceso que se aplican en el mercado liberalizado han sido incrementadas un 1,60% por término medio.

El incremento del 1,72% de la tarifa media incluye la variación máxima del 1,4% por la actualización de costes para 2004, un 0,29% como consecuencia de la corrección de parámetros del ejercicio 2003 (demanda en consumidor final y sobrecoste de las primas del régimen especial) y un 0,03% como consecuencia de la modificación en la normativa específica por considerar nuevos costes al Operador del Sistema, según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002.

En el ejercicio 2004, se han mantenido las cuotas de reparto de la retribución de la actividad de distribución que se fijaron en el Real Decreto 1436/2002, por el que se estableció la tarifa eléctrica para el año 2003, correspondiendo a ENDESA un 40,12%.

Por otro lado, se incluyen en la tarifa 50 millones de euros para planes de mejora de la calidad de servicio en zonas donde se superen los límites de los índices de calidad establecidos para la actividad de distribución. Además, se destinan 10 millones de euros para el desarrollo de programas nacionales de gestión de la demanda. En la actualidad, se está a la espera de que el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo establezca la metodología de asignación de dichos fondos correspondientes a 2004 entre las distintas empresas eléctricas.

Cesión del derecho de compensación por el déficit de ingresos de las actividades reguladas

En relación con los costes correspondientes al desajuste de ingresos de las actividades reguladas correspondientes a los ejercicios 2000, 2001 y 2002, y a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares de los ejercicios 2001 y 2002, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, contempla la posibilidad de que los ingresos correspondientes a los costes reconocidos por estos conceptos puedan ser objeto de titulación, conforme al Real Decreto 926/1998 de Titulación de Activos.

El 3 de octubre de 2003 se ha publicado la Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, en lo referente a la cesión y/o titulación del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares, regulando los aspectos esenciales del proceso de cesión o titulación de estos derechos.

Entre otros aspectos, esta Orden Ministerial regula la garantía de inclusión como coste de la tarifa para su recuperación a 31 de diciembre de 2010, el valor de los derechos, el tipo de interés reconocido a los mismos (que se fija en el Euribor a tres meses) y el procedimiento para la determinación de la anualidad que se ha de incluir en el cálculo de las tarifas eléctricas de los ejercicios 2003 a 2010 en relación con estos costes.

El valor a 31 de diciembre de 2002 del desajuste de ingresos de las actividades reguladas se fija con carácter definitivo en 1.522 millones de euros, de los que corresponden a ENDESA 658 millones de

euros, es decir, un 43,22%. La determinación definitiva del valor del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares, que corresponde en su totalidad a ENDESA, ha quedado pendiente de la aplicación del sistema retributivo fijado en la nueva normativa sobre sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Con fecha 22 de diciembre de 2003, tras un proceso de solicitud y análisis de ofertas coordinado a través de Unesa, se ha materializado la cesión, por parte de las empresas miembros de la asociación, del importe correspondiente al derecho de compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas de los ejercicios 2000, 2001 y 2002 a las entidades BBVA, SCH, Caja Madrid y Merrill Lynch (Véase *Capítulo III. Apartado III.8*).

Tratamiento de los costes extrapeninsulares

El 19 de diciembre de 2003 se aprobó el Real Decreto 1747/2003, publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) de 29 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, dando desarrollo a lo previsto en el artículo 12 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico en cuanto a la reglamentación de estos sistemas. Esta norma entró en vigor el día 1 de enero de 2004.

El Real Decreto adapta los principios establecidos en la Ley del Sector Eléctrico a las singularidades de estos territorios, especialmente en lo que respecta a la actividad de producción, derivadas de factores diferenciales en comparación con el sistema eléctrico peninsular como consecuencia del aislamiento, tamaño y número de sistemas eléctricos existentes en ellos. Se ha establecido que la actividad de producción no estará organizada en forma de mercado, si bien mantendrá características tales como la publicación de precios, liquidación de energía y régimen de garantías. Se reconoce el carácter regulado de dicha actividad, a la vez que se permite la entrada de nuevos agentes.

Por otro lado, de acuerdo con esta nueva reglamentación, los consumidores podrán adquirir la energía a tarifa, o libremente través de un comercializador, o directamente al mismo precio de referencia de la península.

Otros principios básicos de esta nueva regulación son los siguientes:

- La planificación eléctrica se llevará a cabo de forma coordinada entre la Administración Central, a la que corresponde la planificación general, y las Comunidades o Ciudades Autónomas correspondientes.
- La retribución de la actividad de generación se determina de acuerdo con criterios generales semejantes a los que fija la Ley del Sector Eléctrico para la actividad de transporte de electricidad.
- La retribución de las actividades de transporte y distribución se equipara a la peninsular, con las adaptaciones necesarias, a fin 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 que se aplica a las empresas peninsulares.
- La gestión económica y técnica de los sistemas insulares y extrapeninsulares se encomienda a los Operadores del Mercado y del Sistema, respectivamente.

Por otro lado, el Real Decreto por el que se establecen las tarifas eléctricas para 2003 contempla una compensación provisional a los sistemas insulares y extrapeninsulares de 223,5 millones de euros. No obstante, esta compensación, así como las establecidas con carácter también provisional en 2001 y 2002 en los respectivos reales decretos de tarifas, se revisarán definitivamente de acuerdo con el régimen retributivo establecido en este Real Decreto 1747/2003.

Además, como antes se ha indicado, el Real Decreto de metodología de tarifas reconoce como un coste más del sistema, a recuperar conjuntamente con el desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas peninsulares de los años 2000, 2001 y 2002, las revisiones de los costes extrapeninsulares de los años 2001 y 2002.

Costes de Transición a la Competencia (CTC)

La nueva metodología de tarifas establecida en el Real Decreto 1432/2002 contempla, entre los costes previstos para retribuir las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica que se han de considerar en el cálculo de la tarifa media o de referencia, el importe necesario para lograr la total recuperación del saldo de CTC antes del 31 de diciembre de 2010.

En este sentido y en el supuesto de que, aplicando una hipótesis de recuperación lineal de los CTC, se apreciara que el saldo pendiente de cobro de los mismos a 31 de diciembre de 2010 no fuese igual a cero, el Gobierno, en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia, considerará un incremento del 1,4% sin tener en cuenta otras revisiones por desviaciones de parámetros empleados en el cálculo de la tarifa de los dos años precedentes.

Mercado de producción de energía eléctrica

En relación con el mercado español de producción, el principal cambio acontecido en 2003 ha sido la modificación de la Regla de Funcionamiento 23, Procedimiento relativo a la cesión de garantías a favor del Operador del Mercado, mediante resolución de fecha 14 de febrero de 2003 de la Secretaría de Estado de la Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa.

Esta Regla establece las garantías que los agentes deben prestar al operador del mercado con el fin de garantizar el pago de los compromisos contractuales adquiridos. La modificación de esta Regla tiene la finalidad de evitar el riesgo de que no puedan ser cubiertas las obligaciones de pago con las garantías inicialmente prestadas, de manera que se establece una garantía extraordinaria que se pedirá a todos los agentes que operen en el mercado en las liquidaciones provisionales cuando operen sin medidas, en función de sus desvíos históricos, y se establece también que los agentes vendedores deban prestar una garantía por las posibles compras de energía que sus unidades de oferta realicen en los mercados. Además, se ha establecido la posibilidad de que un agente ceda a otro sus derechos de cobro correspondientes a una liquidación para que éste cubra sus obligaciones de pago en la misma liquidación.

Por otro lado, mediante la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, se ha modificado la Ley del Sector Eléctrico, reduciendo del 10% al 5% el porcentaje máximo de participación directa o indirecta que una sola persona física o jurídica puede poseer en el Operador del Mercado. No obstante, este límite no se aplicará hasta el 30 de junio de 2006 a otras entidades gestoras de mercados eléctricos, que podrán mantener una participación de hasta el 10%. Hasta esa fecha, esta participación computará a efectos del límite del 40% que se establece de manera conjunta para los agentes del sector eléctrico.

Al mismo tiempo, se ha establecido como plazo el 30 de junio de 2004 para que los agentes que exceden el límite del 5% puedan adecuar sus participaciones al nuevo máximo fijado y se ha possibilitado que el Operador del Mercado pueda participar hasta en un 10%, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía, en el capital de otros gestores de mercados que tienen compromisos internacionales con España.

Por último, a partir del 30 de junio de 2004, las funciones encomendadas hasta ahora al operador del mercado corresponderán a la sociedad Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, Sociedad Anónima.

Marco regulatorio del sector del gas en España

El marco regulatorio del sector del gas en España tiene su base en la Ley 34/1998 de Hidrocarburos, desarrollada por los Reales Decretos 949/2001 y 1434/2002. Por el primero, se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural. Por el segundo, se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Por otro lado, el Real Decreto-Ley 6/2000, sobre Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios estableció que, a partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de gas fueran considerados como cualificados, esto es, con capacidad de elección de suministrador.

El Real Decreto 949/2001 antes citado fue desarrollado mediante las Órdenes del Ministerio de Economía ECO/301, 302 y 303, de 15 de febrero de 2002, que establecen el régimen económico de retribución de las actividades reguladas, las tarifas y los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, respectivamente. Lo dispuesto en estas Órdenes fue actualizado por el Ministerio de Economía mediante las Ordenes Ministeriales ECO/30, 31 y 32, de 16 de enero de 2003, en las que se establece:

- Una retribución fija de 482,5 millones de euros para las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte, que supone un incremento del 11,8% sobre la de 2002, como consecuencia de las nuevas inversiones puestas en operación durante el año 2002, y un 11,2% por la variación de los precios al consumo e industriales.
- La actualización en un 1,2% respecto a 2002 de la retribución variable unitaria de la actividad de regasificación.
- Una retribución de la actividad de distribución de 1.028,3 millones de euros, que supone un incremento del 8,5% respecto de 2002, debido a las previsiones de incremento para 2003 en el número de puntos de suministro y de la demanda de gas.
- Una disminución de los peajes del 1,68%, habida cuenta que los costes del sistema gasista crecen en menor medida de lo que lo ha hecho la demanda de gas en el año 2003.

Las tarifas de gas natural vigentes a partir del 21 de enero de 2003 han sido actualizadas mediante la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 17 de enero de 2003, experimentando un descenso del 1,25% respecto de las existentes hasta ese momento, como resultado de la disminución de los peajes y de que el precio de la materia prima ha permanecido prácticamente constante.

El término variable de las tarifas se revisa trimestralmente si el precio de la materia prima experimenta una variación superior al 2% en el período. Esto ha dado lugar durante el ejercicio a la publicación de dos Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas:

- La primera, de 11 de abril, ha reducido la tarifa media en un 1,06%.
- La segunda, de 7 de julio, lo ha hecho en un 3,4%.

En estas reducciones ha influido el descenso en la cotización del dólar con respecto al euro.

Por último, en la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, se modifica la Ley de Hidrocarburos, reduciendo del 35% al 5% el porcentaje máximo de participación, directa o indirecta o de los derechos de voto que una sola persona física o jurídica puede poseer en Enagas, fijándose un plazo de tres años, a contar desde el 1 de enero de 2004, para la adecuación de las participaciones. Esta disposición obliga a Gas Natural, que actualmente posee el 39,5% del mismo, a desprenderse de un 34,5% antes de la fecha señalada.

▪ MARCO REGULATORIO EN EUROPA

En los países europeos en los que ENDESA desarrolla sus actividades se han producido diversos cambios regulatorios.

Italia

En febrero de 2003, se ha aprobado el Decreto Ley número 25 por medio del cual se pone fin al régimen de los Costes de Transición a la Competencia a partir del primero de enero del 2004. La Autoridad para la Energía Eléctrica y el Gas (AEEG), ente regulador italiano, ha reducido, mediante la Deliberación 20/2003 del mes de mayo, el límite de consumo a partir del cual los clientes cualificados pueden acceder al mercado liberalizado.

Desde el 1 de enero de 2004 está en funcionamiento un sistema para formular ofertas en el mercado eléctrico, que dará paso al pleno funcionamiento operativo del mercado liberalizado a partir de abril de 2004.

Tras el fallo general de suministro acaecido en el mes de septiembre, el Senado italiano aprobó un Decreto que ha sido convertido posteriormente en la Ley 290/03. En ella, se recogen diversas medidas para reformar el sector energético, incrementando la apertura del mercado. Entre ellas, destacan la introducción de un sistema de pago por capacidad, la unificación de la propiedad y gestión de la red de transporte, y la obligación de reducir al 20% la participación en el capital de las empresas que gestionan la red de transporte de electricidad y gas antes de julio de 2007.

Por otro lado, la Administración italiana ha traspuesto al ordenamiento jurídico del país la Directiva EC 2001/77 sobre fuentes renovables. La principal novedad para los productores italianos de energía de origen térmico es que la obligación de compra de certificados verdes o de producción de energía renovable (actualmente del 2%) se incrementa un 0,35% anual en el período 2004-2006.

Además, el ente regulador ha establecido un nuevo marco retributivo para la distribución y transporte de electricidad que ha cuantificado el valor de las redes de distribución por debajo de lo esperado. Para contribuir al desarrollo de la red nacional, el Gobierno ha propuesto la aplicación de una tasa incentivadora para la remuneración de la inversión en nuevas infraestructuras.

Portugal

El Ministerio de Economía ha hecho público en junio de 2003 el anuncio de la liberalización del mercado eléctrico, cuyos principales elementos son:

- Liberalización de consumidores no residenciales el 1 de enero de 2004.
- Liberalización total el 1 de julio de 2004.
- Finalización de los Contratos de Adquisición de Energía.
- Definición del mecanismo de recuperación de los Costes para el Mantenimiento del Equilibrio Contractual, equivalentes a los costes de transición a la competencia (CTC) españoles.

Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica

En 2003, los Gobiernos portugués y español acordaron establecer el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (Mibel) en torno a un único operador con dos polos que tendrían funciones distintas; el polo portugués sería responsable de la gestión del mercado a plazo y el polo español, del mercado diario e intradiario. Sobre la base de este esquema, el Gobierno portugués ha aprobado las siguientes normas, cuyo principal objeto es sentar los principios en los que deberá basarse la liberalización del sector y la creación del Mercado Ibérico:

- Despacho nº 596/MEC/2003, de 1 de julio de 2003, por el que se constituye la sociedad *Operador do Mercado Ibérico de Energia, (polo Português), S.A.* y se establecen los principios básicos de funcionamiento del mercado a plazo.
- Despacho nº 315/MEC/2003, de 23 de julio de 2003, que regula los principios generales para la definición de la metodología que se utilizará en la resolución de los contratos de adquisición de energía. En concreto, establece la obligación de que todos los productores vinculados al Sistema Eléctrico Público portugués (SEP) presenten una propuesta de compensación por la cancelación de sus contratos (sistema similar al de los CTC españoles).
- Decreto-Ley 184/2003, de 20 de agosto de 2003, que define las actividades de comercialización y de importación de energía eléctrica en el marco del proceso de liberalización.
- Decreto-Ley 185/2003, de 20 de agosto de 2003, que regula las actividades de comercialización en el SEN (Sistema Eléctrico Nacional), los agentes del mercado, el mercado organizado, la cancelación de los contratos de suministro de energía entre la entidad concesionaria de la red nacional de transporte y los productores de energía, y la transmisión de los terrenos de los centros de producción.

El gobierno portugués ha reconocido el carácter transitorio de esta regulación y ha anunciado que más adelante desarrollará una ley que reformará profundamente la regulación actual.

El arranque de este mercado vendrá precedido de un intercambio del 10% de las participaciones accionariales entre los operadores del mercado portugués y español que se llevará a cabo antes del final de 2004. Ninguna empresa eléctrica podrá alcanzar más de un 5% de participación en cada operador y, en conjunto, ningún operador podrá tampoco estar participado por empresas eléctricas en más de un 40%. Estos acuerdos han sido ratificados por los presidentes de ambos países el día 20 de enero de 2004.

Paralelamente, se ha aprobado la Ley 36/2003, de 11 de noviembre, mediante la cual se han introducido en la Ley 54/1997 las modificaciones necesarias para permitir el funcionamiento de un mercado a plazo en el sistema español y su coexistencia con los mercados que operan en la actualidad.

Francia

Francia continúa siendo uno de los países europeos más atrasados en el proceso de liberalización energética. El 3 de enero de 2003, ha promulgado la Ley 2003-08 relativa a los mercados de gas, electricidad y servicio público de energía, en la que se determinan las condiciones de apertura a la competencia del mercado del gas y se establecen nuevas disposiciones relativas al servicio público de electricidad.

El ente regulador de la energía (Commission Régulatrice de l'Énergie) ha fijado a finales de diciembre de 2003 las condiciones para la apertura a la competencia de los mercados de electricidad y gas a los consumidores profesionales, que tendrá lugar el primero de julio de 2004, con el objetivo de garantizar la competencia y el mejor servicio al mejor precio. Además, ha pedido al operador de redes francés (RTE) que limite a 25 MW, desde el primero de noviembre de 2003, la potencia de las transacciones comerciales en la interconexión franco española, con objeto de permitir el acceso a la misma de un mayor número de agentes.

Por otro lado, la empresa Électricité de France tendrá que devolver alrededor de 1.000 millones de euros de ayudas del Estado francés por supuestas ventajas fiscales anticompetitivas, según una decisión de la Comisión Europea. Además, la compañía no podrá utilizar la garantía del Estado para obtener financiación.

▪ MARCO REGULATORIO EN LATINOAMÉRICA

En los países de Latinoamérica en los que ENDESA opera, existen distintas regulaciones, cuyas 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 todos los países existe el despacho centralizado basado en costes variables de producción, 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 costes variables auditados, fijando el organismo regulador el valor máximo. En Brasil, la propuesta de nuevo modelo de mercado actualmente en desarrollo, pretende eliminar el mercado spot como instrumento para la formación del precio mayorista, impulsando la creación de un mercado de contratos.

Distribución

En los cinco países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes no liberalizados es regulado y se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. En Argentina, Chile y Perú el precio de compra de la distribuidora está asociado regulatoriamente al coste marginal de generación. En el caso argentino este precio, de revisión trimestral, no fue actualizado desde noviembre de 2002 hasta febrero de 2004, fecha en que se ha incrementado sólo para el segmento de grandes clientes. 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 límite 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 las generadoras.

Cientes 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, y hay restricciones para que generadores o distribuidores puedan ser accionistas mayoritarios de empresas transportistas. En Brasil la integración de generación y distribución está limitada al 30%.

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 el máximo valor de concentración horizontal está limitado al 25% del sector.

Acceso a la red

En Argentina, Brasil, Colombia y Perú el derecho de acceso y el peaje o precio de acceso son regulados por la autoridad. En Chile estos precios hasta ahora libremente negociados sobre la base de un procedimiento normado, mediante la "Ley Corta", aprobada en enero de 2004 y con entrada en vigor en marzo de 2004, pasan a establecerse por un sistema regulado similar al del resto de países.

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 y el Reglamento 347. En marzo de 2004 se ha aprobado una nueva Ley Eléctrica en el Congreso ("Ley Corta"). Las novedades introducidas por esta Ley es la modificación del pago por el uso de las redes de transporte, la futura modificación del umbral de elegibilidad hasta 0,5 MW, la reducción de la

banda de precios desde el 10% al 5%, la creación de un Comité de Expertos para resolución de controversias del sector 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 2,0 MW. 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 estándar de la inversión. Actualmente está en proceso una revisión tarifaria que comenzó en julio de 2003 y cuyas nuevas tarifas entrarán en vigor en noviembre de 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 regulados no está regulada, sin embargo si lo está el coste repercutido (*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, 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 coste promedio ponderado de capital.

- 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 2003 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°23,696 (Régimen de la Energía Eléctrica) vigente desde 1992. La normativa específica de operación del Mercado Mayorista está contenida en los procedimientos de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (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 100 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 con un generador o comercializador reconocido por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). 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 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.
 - 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 (pacificación) y autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos de concesión con las empresas privatizadas. En la actualidad las empresas distribuidoras están en proceso de dicha renegociación de sus contratos de concesión con el estado argentino.

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. Durante el 2003 el regulador brasileño ha procedido 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: El nuevo modelo de mercado, aprobado el 15 de marzo de 2004 y actualmente en desarrollo reglamentario, pretende eliminar el mercado spot como instrumento para la formación del precio mayorista, impulsando la creación de un mercado de contratos. El nuevo modelo tiene como objetivos principales los siguientes:
 - Continuidad y calidad en la prestación del servicio.
 - Promover tarifas módicas.
 - Justa remuneración a los inversores, de modo que se incentive la expansión del servicio. Es un modelo orientado a la expansión.
 - Universalización (como prevalencia del concepto del servicio público).
- Las características básicas del nuevo modelo son:
 - Fuerte protagonismo y presencia de organismos e instituciones públicas en la nueva regulación.
 - Planificación centralizada y vinculante del Estado, como mecanismo de transparencia y con información pública.
 - Licitación pública para la nueva capacidad de generación para los contratos de compra-venta de energía a largo plazo.
 - Desaparece el mercado spot como instrumento para la formación del precio mayorista y se impulsa la creación de un mercado de contratos.
 - Se permite la coexistencia de dos ambientes de contratación, libre y regulado.

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 regulados son actividades reguladas. El suministro a los clientes elegibles está liberalizado.
- Tarifas: las tarifas a clientes regulados se fijan cada 4 años (la próxima se iniciará en julio de 2004 y entrará en vigor en noviembre de 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; tiene una presencia creciente de los diferentes segmentos del mercado de gas natural en España y Portugal; dispone de un importante nivel de desarrollo en el terreno de las 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 41.836 MW al término de 2003 y alcanzaron en este mismo ejercicio una generación anual de 159.558 GWh y unas ventas totales de electricidad de 161.499 GWh a más de 20,9 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, República Dominicana 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 España y Portugal. En España, efectúa el suministro a más de 316.000 usuarios en el mercado regulado y en Portugal a más de 217.000. Por otro lado, participa en instalaciones de energías renovables y cogeneración que suman una potencia total en servicio de 1.858 MW, de los cuales le corresponden, en razón de su participación en cada una de ellas, 1.041 MW. En el negocio de las telecomunicaciones, es el principal accionista del operador español Auna, que suministra servicios de telefonía fija y móvil a cerca de 10 millones de clientes, y propietaria de la compañía chilena de telefonía móvil Smartcom, que cuenta con cerca de 1,2 millones de clientes. Por último, en 2003 ha llevado a cabo con éxito en Zaragoza su primer lanzamiento comercial de tecnología PLC, que permite el acceso a Internet y a telefonía fija, entre otros servicios.

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 22 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%. En esta operación no se procedió a la fusión en ENDESA Generación de Gesa II y Unelco II, compañías filiales también al 100%. 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.

- **ENDESA Red**

Fue creada el 22 de septiembre de 1999 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. Esta organización 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.

A finales de 2002, ENDESA decidió segregarse 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, 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.

- **ENDESA Energía**

ENDESA Energía fue creada el 3 de febrero 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, por lo que, además de asumir la gestión de la compañía, consolida los resultados de ésta por integración global. 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 (Chile), Edesur, Costanera, Dock Sud y El Chocón (Argentina), Cien, Cerj y Coelce (Brasil), Emgesa y Codensa (Colombia), Edegel y Edelnor (Perú).

- **ENDESA Diversificación**

ENDESA Diversificación, creada el 27 de enero de 1998, agrupa las participaciones de ENDESA en empresas de sectores tales como energías renovables, cogeneración, 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 telecomunicaciones fijas y telefonía móvil, y en instalaciones de cogeneración y de aprovechamiento de energías renovables a través de ENDESA Cogeneración y Renovables (ECyR).

- **ENDESA Servicios**

ENDESA Servicios se constituyó el 18 de febrero 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.2.1.1. PRINCIPALES MAGNITUDES

Se adjunta Balance Consolidado de ENDESA por actividades a 31 de diciembre de 2003 (cifras en millones de euros):

	GENER.	DISTRIB.	COM.	SERV.	EUROPA	OTROS	LATAM	ESTR.	AJUST.	TOTAL
Inmov. Inmat.	29	157	25	41	40	125	125	26	(28)	540
Inmov. Mater.	8.217	6.746	7	64	2.605	401	8.575	12	335	26.962
Inmov. Finan.	1.067	1.319	98	208	464	1.515	1.203	39.143	(38.841)	6.176
F.Com. Cons.	-	9	-	-	1.619	417	2.548	-	(9)	4.584
Gtos.D.Var. Ej.	21	136	-	-	3	1	149	752	(385)	677
Activo circulante	1.235	1.268	494	32	486	132	2.393	3.700	(2.632)	7.108
Total Activo	10.569	9.635	624	345	5.217	2.591	14.993	43.633	(41.560)	46.047
Fondos propios	4.298	1.783	90	90	1.496	230	2.308	19.165	(20.659)	8.801
Socios externos	-	10	-	(1)	355	51	2.935	-	1.595	4.945
Dif. Neg. Cons.	27	68	-	-	-	3	17	-	(102)	13
Ingr.D.Var.Ej.	95	1.211	1	44	2	65	141	22	(69)	1.512
Prov. R.G.	1.291	1.757	30	113	130	77	773	379	(48)	4.502
Acreedores LP	3.660	2.665	169	4	2.192	1.948	6.579	20.121	(19.756)	17.582
Acreedores CP	1.198	2.141	334	95	1.042	217	2.240	3.946	(2.521)	8.692
Total Pasivo	10.569	9.635	624	345	5.217	2.591	14.993	43.633	(41.560)	46.047

Se adjunta la Cuenta de Resultados de ENDESA por actividades a 31 de diciembre de 2003 (cifras en millones de euros):

	GENER.	DISTRIB.	COM.	SERV.	EUROPA	OTROS	LATAM	ESTR.	AJUST.	TOTAL
Cifra de negocio	4.148	5.493	1.594	256	1.973	147	3.545	238	(1.155)	16.239
Otros ingresos	76	160	61	1	64	40	78	18	(93)	405
Consumos	(1.753)	(3.512)	(982)	(9)	(1.461)	(45)	(1.184)	(101)	553	(8.494)
O. Gtos. Externos	(412)	(804)	(549)	(167)	(114)	(66)	(675)	(65)	695	(2.157)
Gtos. Personal	(328)	(351)	(37)	(40)	(78)	(16)	(260)	(76)	-	(1.186)
Dot.Amort.Prov.	(638)	(400)	(10)	(20)	(116)	(35)	(433)	(11)	-	(1.663)
Rdo.Explotación	1.093	586	77	21	268	25	1.071	3	-	3.144
Rdos.Fin.Netos	(144)	(169)	(7)	(1)	(45)	(17)	(200)	(152)	-	(735)
Rdo.Part.Cons.Netas	-	1	-	-	(69)	(44)	(153)	6	-	(259)
Rdo.Extraord.	(224)	441	23	(6)	(4)	1	(100)	146	-	277
Rdo.Antes Imp.	725	859	93	14	150	(35)	618	3	-	2.427
Impuestos	(243)	(155)	(32)	(11)	(46)	10	(79)	6	-	(550)
Rdo. Minoritarios	-	(3)	-	3	(52)	(6)	(455)	(52)	-	(565)
Rdo. Neto	482	701	61	6	52	(31)	84	(43)	-	1.312

IV.2.1.2. 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) La empresa se halla presente también en el sector del gas, en otros sectores energéticos, principalmente cogeneración y energías renovables, en telecomunicaciones y en otros servicios que aportan valor a su negocio principal.

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.

En enero de 2003 se procedió a la escisión de ENDESA Diversificación mediante la segregación de la participación financiera que poseía en ENDESA Gas, aportándose esta participación a ENDESA Red. Tras esta operación ENDESA Gas se ha integrado organizativamente dentro del negocio eléctrico español.

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

	2003	% sobre Total	2002	% sobre Total	2001	% sobre Total
Nacional	11.491	71	11.265	67	10.997	71
Generación (1)	4.148	26	4.345	26	4.149	27
Distribución (2)	5.493	34	5.597	33	5.129	33
Comerc. (3)	1.594	10	1.323	8	1.115	7
Act.No Eléctr.	256	2	-	-	604	4
Europa	1.973	12	1.744	10	-	-
Latinoamérica	3.545	22	3.850	23	5.125	33
Otros	147	1	514	3	-	-
Est.Corporat. (4)	238	1	211	1	350	2
Ajustes (5)	(1.155)	(7)	(845)	(5)	(896)	(6)
TOTAL	16.239	100	16.739	100	15.576	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.

En el ejercicio 2003, el importe neto de la cifra de negocio correspondiente al negocio eléctrico nacional (incluye estructura corporativa y ajustes) supone un 65% del total, mientras que la contribución del negocio eléctrico en Latinoamérica y del negocio eléctrico en Europa es del 22% y 12% respectivamente. La contribución de otros negocios a la cifra de negocios es del 1%.

Es importante tener en cuenta que la comparación de la cifra de 2003 con la obtenida en 2002 se ve fuertemente afectada por el hecho de que en este último ejercicio se produjo el reconocimiento del déficit de ingresos de las actividades reguladas, un hecho excepcional que incrementó en 524 millones de euros el importe de la cifra de negocio.

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

	2003	% sobre Total	2002	% sobre Total	2001	% sobre Total
Nacional	1.777	57	2.146	60	1.767	56
Generación (1)	1.093	35	1.364	38	1.018	32
Distribución (2)	586	19	684	19	730	23
Comerc. (3)	77	2	98	3	51	2
Act.No Eléctr.	21	1	-	-	(32)	(1)
Europa	268	9	150	4	-	-
Latinoamérica	1.071	34	1.268	35	1.423	45
Otros	25	1	39	1	-	-
Est.Corporat. (4)	3	-	(27)	(1)	(9)	-
Ajustes (5)	-	-	6	-	(6)	-
TOTAL	3.144	100	3.582	100	3.175	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.

El resultado de explotación del ejercicio 2003 ascendió a 3.144 millones de euros, de los que un 57% del mismo corresponden al negocio eléctrico nacional (incluye estructura corporativa y ajustes), un 9% al negocio eléctrico en Europa, un 34% al negocio eléctrico en Latinoamérica, y un 1% a otros negocios.

La comparación directa de las cifras del resultado de explotación de 2002 y 2003 indica un descenso de 438 millones de euros, menor que el impacto positivo y excepcional de 524 millones de euros que tuvo en 2002 el reconocimiento del déficit de ingresos de las actividades reguladas.

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

	2003	% sobre Total	2002	% sobre Total	2001	% sobre Total
Nacional	1.250	95	2.618	206	925	63
Generación (1)	482	37	2.082	164	663	45
Distribución (2)	701	53	498	39	334	23
Comerc. (3)	61	5	38	3	26	2
Act.No Eléctr.	6	-	-	-	(98)	(7)
Europa	52	4	21	2	-	-
Latinoamérica	84	6	(281)	(22)	489	33
Otros	(31)	(2)	(469)	(37)	-	-
Est.Corporat. (4)	(43)	(3)	(619)	(49)	65	4
Ajustes (5)	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1.312	100	1.270	100	1.479	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.

El resultado neto del ejercicio 2003 ascendió a 1.312 millones de euros, de los que un 92% del mismo corresponden al negocio eléctrico nacional (incluye estructura corporativa y ajustes), un 4% al negocio eléctrico en Europa, un 6% al negocio eléctrico en Latinoamérica, y un 2%, negativo, a otros negocios.

Cabe destacar que, por lo que se refiere al resultado neto del negocio eléctrico nacional, este importe ha sido obtenido en un ejercicio en el que no se han registrado hechos de carácter singular y positivo de la magnitud de los que se produjeron en 2002, año en que el resultado neto del negocio eléctrico español recogió los efectos de factores tales como la plusvalía generada por la venta de Viesgo o el reconocimiento del denominado déficit de tarifas.

En el negocio eléctrico europeo, el resultado neto corresponde en su práctica totalidad a ENDESA Italia, cuyo comportamiento durante 2003 confirma la favorable evolución de la compañía. En el negocio eléctrico en Iberoamérica, la evolución del resultado neto del ejercicio 2003 coincide con los primeros síntomas de superación de la situación que ha afectado a la economía de la región a lo largo de 2002.

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):

	2003	% sobre Total	2002	% sobre Total	2001	% sobre Total
España	10.721	66	11.145	67	10.338	66
Italia	1.242	8	1.109	7	-	-
Resto Europa	731	5	635	4	-	-
Chile	1.003	6	1.171	7	1.359	9
Argentina	429	3	385	2	1.302	8
Brasil	1.055	6	1.111	7	1.277	8
Colombia	618	4	685	4	775	5
Perú	440	3	498	3	525	3
TOTAL	16.239	100	16.739	100	15.576	100

IV.2.1.2.1. NEGOCIO ELECTRICO EN ESPAÑA

Infraestructura de ENDESA en el negocio eléctrico nacional

▪ Potencia instalada

ENDESA es la empresa española con mayor capacidad de generación. Su potencia instalada ascendió, al término del año 2003, a un total de 21.602 MW, de los cuales 18.081 MW se hallaban en el sistema eléctrico peninsular y los 3.521 MW restantes, en los sistemas extrapeninsulares, es decir, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. En estas cifras no se incluye la potencia instalada en instalaciones de cogeneración y de aprovechamiento de energías renovables.

El cuadro que figura a continuación detalla la evolución del parque de generación de ENDESA en los tres últimos ejercicios:

POTENCIA INSTALADA	AÑO 2003		% VAR.	AÑO 2002		% VAR.	AÑO 2001	
	MW	%		MW	%		MW	%
Térmica Convencional	12.598	58,3	5,4	11.956	57,1	(7,5)	12.923	56,8
Nuclear	3.637	16,8	0,1	3.632	17,3	-	3.632	16,0
Hidroeléctrica	5.367	24,8	-	5.368	25,6	(13,1)	6.179	27,2
TOTAL	21.602	100,0	3,1	20.956	100,0	(7,8)	22.734	100,0

El parque de centrales de ENDESA tiene una capacidad de generación más que suficiente para atender la demanda de sus mercados y posee una estructura adecuadamente diversificada: el 29% corresponde a centrales de carbón, el 25% a centrales hidroeléctricas, el 17% a centrales nucleares, el 24% a centrales convencionales de fuelóleo y el 5% a centrales de ciclo combinado a gas.

El adecuado nivel de diversificación del mix de generación le permite estar a cubierto respecto de los períodos de baja hidráulica característicos del sistema eléctrico español. Además, en estos períodos, la capacidad de generación hidroeléctrica de ENDESA se ve menos afectada que la de otros agentes del sistema como consecuencia de la ubicación de sus centrales. A su vez, la potencia termoeléctrica clásica de ENDESA 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 subrayar que el uso por parte de ENDESA de carbones nacionales para generar electricidad supone una clara contribución al autoabastecimiento energético del país.

Por otro lado, los últimos grupos generadores puestos en explotación por ENDESA o que se encuentran actualmente en fase de construcción son ciclos combinados que emplean gas natural. Estas unidades, que suman una potencia total de 1.141 MW, a la que se añadirán otros 2.800 MW en el conjunto del período 2004-2008, sitúan a ENDESA en un lugar destacado en el desarrollo en España de esta nueva tecnología que supone una interesante contribución a la reducción de emisiones de gases contaminantes y a la eficiencia energética.

A continuación, se muestra detalle del parque de generación de ENDESA en España al 31 de diciembre de 2003:

DESCRIPCION	LOCALIDAD	TIPO DE COMB.	Nº DE GRUPOS	POTENCIA INST. (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						
Besós 2	Barcelona	F-GN	1	300,0	100,0	300,0
FOIX	Barcelona	F-GN	1	520,0	100,0	520,0
San Adrián 1 Y 3	Barcelona	F-GN	2	700,0	100,0	700,0
San Adrián 2	Barcelona	F	1	350,0	100,0	350,0
Cristobal Colón	Huelva	F-GN	2	308,0	100,0	308,0
Ciclo Combinado						
San Roque 2	Cádiz	CCTG	1	390,3	100,0	390,3
Besós 3	Barcelona	CCTG	1	387,8	100,0	387,8
Tarragona 1	Tarragona	CCTG	1	363,0	100,0	363,0
Total Fuel-Gas	-	-	10	3.319,1	-	3.319,1
Total Térmica Convencional	-	-	26	9.321,2	-	9.077,7
Nucleares						
Ascó I	Tarragona	N	1	1.032,5	100,0	1.032,5
Ascó II	Tarragona	N	1	1.027,2	85,0	873,1
Vandellós 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	6.634,9	-	3.636,2
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	-	-	-	21.323,0	-	18.080,8
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	2	39,0	100,0	39,0
Son Reus	Mallorca	G	10	536,8	100,0	536,8
Mahon	Menorca	F-G	5	123,4	100,0	123,4
Ibiza	Ibiza	F-G	16	218,5	100,0	218,5
Formentera	Formentera	G	1	14,0	100,0	14,0
Total Baleares	-	-	-	1.516,7	-	1.516,7
CANARIAS						
Fuel-Gas						
Jinamar	Gran Canaria	F-G	13	415,6	100,0	415,6
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	F-G	6	385,0	100,0	385,0
Candelaria	Tenerife	F-G	10	288,2	100,0	288,2
Granadilla	Tenerife	F-G	7	362,5	100,0	362,5
Arona	Tenerife	F-G	2	50,0	100,0	50,0
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	7	14,8	100,0	14,8
Llanos Blancos	El Hierro	D	7	9,0	100,0	9,0
Los Guinchos	La Palma	D-G	9	73,2	100,0	73,2
Hidráulica						
El Mulato	La Palma	H	1	0,8	100,0	0,8
Total Canarias	-	-	-	1.889,8	-	1.889,8
CEUTA Y MELILLA						
Ceuta	Ceuta	F-D	7	53,0	100,0	53,0
Melilla	Melilla	F-G	7	61,5	100,0	61,5
Total Ceuta y Melilla	-	-	-	114,5	-	114,5
TOTAL INSULAR-EXTRAP.	-	-	-	3.520,9	-	3.521,0
TOTAL NACIONAL G.ENDESA	-	-	-	24.843,9	-	21.601,8

En 2003, el negocio de generación de ENDESA invirtió un total de 524 millones de euros, de los cuales 324 millones se dedicaron a la construcción de nuevas instalaciones de generación. La potencia incorporada al parque de generación durante el mismo ascendió a 849,6 MW, en su mayor parte en centrales de ciclo combinado, y fueron retirados de servicio 246,3 MW, por lo que el incremento neto de la potencia instalada de la Empresa fue de 603,3 MW.

A continuación, se describen los principales proyectos que fueron terminados, desarrollados o iniciados a lo largo del ejercicio:

- Se finalizó una modificación en la turbina de gas del ciclo combinado San Roque (Cádiz) que ha permitido aumentar su potencia en 11 MW respecto de la garantizada en el contrato.
- A lo largo del año, han concluido diversas operaciones que estaban pendientes en centrales de ciclo combinado. En particular, en septiembre se ha puesto en servicio la toma de agua de mar de la central Besós.

- En octubre, se efectuó la recepción provisional de la planta de ciclo combinado Tarragona 1, que entró en operación comercial en el mes de noviembre. En este mismo mes se continuó con las instalaciones auxiliares para el suministro de energía eléctrica, vapor y agua desmineralizada a clientes situados en su mismo polígono industrial.
- Se efectuaron las recepciones provisionales de las turbinas de gas de 75 MW del ciclo combinado Son Reus 2 (Baleares), que contribuyen a la cobertura de la demanda del sistema Mallorca-Menorca. Además, prosiguieron las actividades de construcción de la fase de vapor de este mismo ciclo, cuya entrada en servicio está prevista para 2005.
- Se realizó la compra de una turbina de 50 MW y se inició la obra civil para su instalación en el emplazamiento de la central Mahón (Menorca). Su puesta en servicio esta prevista para el año 2004.
- En Canarias se han recepcionado las dos turbinas de gas de 75 MW del ciclo combinado Barranco 1 (Gran Canaria). Continúan los trabajos de construcción de la turbina de vapor de este ciclo, cuya recepción provisional está prevista para el año 2004.
- En la central Granadilla (Tenerife), se ha realizado la recepción provisional de la primera turbina de gas de 75 MW del ciclo combinado. Han continuado los trabajos de montaje de la segunda turbina de gas y de la turbina de vapor, cuya puesta en servicio está prevista para los años 2004 y 2005, respectivamente.
- En la subestación Arona (Tenerife), ha tenido lugar la puesta en servicio de dos turbinas de gas de 25 MW con el fin de contribuir a una mejor cobertura de la demanda del sur de la isla.
- Ha continuado la instalación de un motor diesel de 18 MW en la central Las Salinas (Fuerteventura) para su puesta en servicio en el año 2004.
- Se ha realizado la contratación de los equipos principales de un motor diesel de 18 MW para su instalación durante el año 2004 en la central Punta Grande (Lanzarote).
- Se ha puesto en servicio un motor de 12 MW en la central Los Guinchos, en la isla de La Palma.
- Se han iniciado las contrataciones de los equipos para la instalación de un motor de 3,5 MW en la central diesel de la isla de La Gomera y un motor de 2 MW en la central diesel de la isla de El Hierro.
- En Melilla se instalaron definitivamente ocho de los grupos electrógenos que fueron conectados a la red en ejercicios anteriores.
- Se ha realizado el traslado desde Melilla y la conexión en Ceuta de cuatro grupos electrógenos con una potencia total de 4 MW para contribuir a la cobertura de la demanda prevista.
- Se han contratado los trabajos necesarios para la transformación de los cuatro grupos de la central térmica As Pontes para su conversión a carbón importado. Se han iniciado las actividades de ingeniería de estos contratos con el fin de realizar la fabricación y suministro de equipos durante el año 2004.
- Ha finalizado la construcción de un tanque de fuelóleo en la central Ibiza y se han iniciado las actividades de construcción de los tanques de fuelóleo de las centrales Ceuta y Melilla.

Por otro lado, cabe destacar que en 2003, las centrales térmicas convencionales de ENDESA mantuvieron su activa participación en los mercados de regulación secundaria, en los que se optimizan en tiempo real las desviaciones entre generación y demanda. Estas actuaciones fueron posibles merced al funcionamiento de las instalaciones de desulfuración de gases de combustión que posee la Empresa y que permiten compatibilizar el uso de combustibles competitivos con una importante mejora del impacto medioambiental.

▪ Generación de energía eléctrica

En 2003 el parque de generación de ENDESA alcanzó una producción neta total de 92.348 GWh, lo que supone un incremento del 3% respecto de 2002. En esta cifra no se incluye la producción imputable a la Empresa por su participación en un amplio número de instalaciones de cogeneración y aprovechamiento de energías renovables, que fue de 2.863 GWh en 2003. Este crecimiento de la generación de electricidad de ENDESA fue debido fundamentalmente al fuerte incremento de la producción hidroeléctrica, como consecuencia de la mayor hidraulicidad del ejercicio, al mayor funcionamiento de las centrales peninsulares de ciclo combinado puestas en servicio en 2002 (Besós y San Roque) y la entrada en funcionamiento de la de Tarragona, al incremento de la producción extrapeninsular como consecuencia de la necesidad de hacer frente al significativo crecimiento de la demanda en Baleares y Canarias, y al incremento neto en 603,3 MW de la potencia instalada de la Empresa.

Por otro lado, si se compara la cifra de producción de electricidad de ENDESA con la de la demanda de sus mercados, se pone de manifiesto la elevada capacidad de la Empresa para atenderlos mediante la electricidad generada por sus propias instalaciones. Esto implica que, para asegurar el suministro a sus mercados, ENDESA no precisa efectuar otras inversiones en nueva capacidad más que las derivadas del crecimiento orgánico de los mismos y de la cobertura de la potencia que vaya siendo retirada de servicio mediante la instalación de centrales de tecnologías más sostenibles, eficientes y competitivas.

PRODUCCION NETA	AÑO 2003		% VAR.	AÑO 2002		% VAR.	AÑO 2001	
	GWh	%		GWh	%		GWh	%
Hidráulica	11.566	12,5	46,1	7.914	8,9	(37,8)	12.728	13,6
Nuclear	27.693	30,0	(2,5)	28.391	31,8	(0,05)	28.405	30,4
Carbón nacional	23.795	25,8	(8,1)	25.880	29,0	(1,2)	26.188	28,0
Carbón importado	11.561	12,5	3,4	11.185	12,5	(0,3)	11.221	12,0
Fuelóleo-gas	1.886	2,0	(37,8)	3.034	3,4	(26,8)	4.143	4,4
Ciclos combinados	3.457	3,7	99,4	1.734	1,9	-	-	-
Total Peninsular	79.958	86,6	2,3	78.138	87,4	(5,5)	82.685	88,4
Extrapeninsular	12.390	13,4	10,3	11.238	12,6	3,7	10.839	11,6
TOTAL	92.348	100,0	3,3	89.376	100,0	(5,0)	93.524	100,0

El año 2001 incluye los datos relativos a Viesgo.

▪ Infraestructuras de distribución

En 2003, el negocio de distribución de ENDESA invirtió un total de 781 millones de euros en instalaciones de distribución, así como en edificios, sistemas y otros elementos necesarios para la actividad, con el objetivo de atender las necesidades derivadas del crecimiento del mercado e incrementar la seguridad y calidad del suministro. Como resultado de estas inversiones, la longitud total de las líneas que integran las redes de distribución de ENDESA se incrementó en 2.935 Km., de los que 3.967 Km. correspondieron a líneas de media tensión y 4.657 Km. a baja tensión. La longitud total de las líneas de alta tensión se redujo en 5.689 Km. si bien, descontando de las cifras de 2002 la red vendida a Red Eléctrica de España, en el ejercicio 2003 se produce un incremento de las líneas que integran las redes de distribución de ENDESA de 8.739 Km. , de los que 115 Km. correspondieron a líneas de alta tensión. Tras estos incrementos, su longitud total se situó al término del ejercicio 2003 en 283.101 Km., de los cuales el 23% correspondía a líneas subterráneas. El cuadro que figura a continuación detalla la evolución de las infraestructuras de distribución en los tres últimos ejercicios:

Km. de tendido eléctrico	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Líneas aéreas de alta tensión	20.015	(22,2)	25.728	(5,9)	27.327
Líneas subterráneas de alta tensión	568	4,4	544	(1,4)	552
Líneas aéreas de media tensión	78.479	2,3	76.706	(16,5)	91.810
Líneas subterráneas de media tensión	25.514	9,4	23.320	(7,3)	25.153
Líneas aéreas de baja tensión	120.567	2,9	117.196	(11,2)	131.994
Líneas subterráneas de baja tensión	37.958	3,5	36.672	(3,7)	38.082
Centros de transformación (MVA)	40.824	4,7	38.975	(3,1)	40.205
Subestaciones (MVA)	60.051	6,1	56.614	(5,1)	59.669

El año 2001 incluye los datos relativos a Viesgo y el año 2002 incluye los datos relativos a la red de transporte vendida a REE.

Por otra parte, ENDESA puso en servicio durante 2003 un total de 29 nuevas subestaciones y 4.913 centros de transformación de media a baja tensión. Como consecuencia de ello, el número total de subestaciones de ENDESA al término de 2003 se situó en 841 y el de centros de transformación, en 121.070. La potencia instalada en transformación se incrementó en 5.286 MVA, lo que representa un 33% de la demanda en punta del mercado de distribución de la Empresa.

Entre las actuaciones singulares llevadas a cabo a lo largo del ejercicio, cabe destacar la continuación del Plan Besós, consistente en la remodelación de la red de 220 kV y 110 kV situada en la desembocadura de este río, en el entorno en el que se celebrará el Fórum Universal de las Culturas 2004, del que ENDESA es socio patrocinador.

Además, se ha realizado 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 medioambiental de las redes. Cabe destacar también las realizadas en el marco de diferentes planes de electrificación rural que cuentan con subvenciones por parte de las Administraciones y de los Fondos comunitarios.

Entre los trabajos desarrollados por la Empresa durante el año 2003 en relación con su infraestructura de distribución cabe destacar los siguientes:

- En Aragón, la continuación de las instalaciones necesarias para la evacuación de energía eólica generada contemplada en el Plan de Evacuación de Régimen Especial de Aragón (Perea); la puesta en servicio de la subestación Casablanca de 132/45/10 kV y de la línea de 132 kV Los Leones - Universitat - Casablanca - Monte Torrero, como culminación de la eliminación de infraestructuras aéreas dentro del cuarto cinturón de Zaragoza capital; y la primera fase de la subestación Plaza, para alimentar la Plataforma Logística de Zaragoza.
- Además, se han ampliado las transformaciones de 132/45 kV en la subestación de La Almunia y de 132/15 kV en la de Malpica (Zaragoza).
- En Canarias, la entrada en servicio de la nueva subestación de 66/20 kV de San Bartolomé, que mejorará la alimentación al municipio de Arrecife en Lanzarote, y del doble Circuito 66 kV Chayofa-Los Olivos, en la zona Sur de Tenerife.
- Además, se amplió la transformación AT/MT en las subestaciones Marzagán, Carrizal, Cinsa, Matas Blancas, Arguineguín, Punta Grande, Polígono Güímar, Tacoronte, Dique del Este y Guía de Isora.
- En Cataluña, la continuación del desarrollo de diversas infraestructuras de 220 kV del entorno de la desembocadura del Besós, en la ciudad de Barcelona, que quedaron prácticamente finalizadas en el curso del ejercicio. Entre las infraestructuras que entraron en servicio se encuentran los parques 220 kV blindados de 220 y 66 kV de Besós y parque blindado 220 kV en Trinitat, con la instalación de tres transformadores 220 kV/MT.
- También se instalaron cuatro grafos de 220 kV/MT en Badalona. Además, se pusieron en servicio los cables de 220 kV en galería entre las subestaciones Badalona, Besós, Sant Andreu, Santa Coloma y Trinitat y la prolongación de los cables de 110 kV por galería asociados a la reconfiguración del sistema de 110 kV en el entorno de Sant Fost.
- Por otra parte, se terminó la nueva subestación de 220 kV en Adrall, que permitirá ampliar la capacidad de exportación a Andorra, y la nueva subestación Franqueses de 220/MT, que permitirá mejorar la calidad de suministro en el entorno de Granollers, y se reformó la de Cambrills de 110 kV/MT, con dos nuevas entradas de línea de 110 kV y nueva transformación 110/MT. Además, se reforzó la línea de 110 kV Tordera-Calella-Mataró y se amplió la transformación AT/MT en las subestaciones Palau, Collblanc y Can Jardí de 220 kV, Ripoll y Mangraners de 132 kV, y Tortosa, Prat, Fraga y Reus de 110 kV.

- En Baleares, destaca la ampliación de la transformación 220/66 kV en las subestaciones Son Reus, Son Orlandís y Llubí, con la instalación de tres nuevos trafos de 80 MVA. Además, se puso en servicio la entrada/salida de la línea a 66 kV Inca-Pollensa en la subestación de Sa Pobla, así como la remodelación de la subestación Sa Pobla 66/15 kV. Por otra parte, se pusieron en servicio los aumentos en la capacidad de transformación 66/15 kV de las subestaciones Can Picafort y Rafal.
- En Andalucía y Badajoz, se pusieron en servicio las nuevas subestaciones de 220 kV en Órgiva y Casares, con transformación 220/132 kV y 220/66 kV, respectivamente, y las líneas de 66 kV Ayamonte – Onuba, entrada y salida en Durcal de Otura-Tablate y Alhaurín – Fuengirola. También destaca la ampliación de la transformación AT/AT en las subestaciones Algeciras, Balboa, Pinar del Rey y Onuba de 220/66 kV, y Baza, Empalme, Naranjos y Vera de 132/66 kV. Se pusieron también en servicio las nuevas subestaciones de 132 kV/MT Los Llanos, Parque Aeronáutico y Valme, y las de 66 kV/MT Andarax, La Menacha, Las Palomas, Mijas y Paraíso. Además, se reforzó la capacidad de la red de AT en la sierra de Cádiz, mediante el paso de 50 a 66 kV. Por último, se amplió la transformación 66 kV/MT en un total de once subestaciones: Arahal, Burguillos, Fuente del Rey, Jerez de los Caballeros, Manantiales, Nevero, Olivenza, Peñarroya, Prado, Villafranco, Villaricos y Zaidín.

Venta de los activos de transporte

En noviembre de 2002, ENDESA y Red Eléctrica de España (REE) llegaron a un acuerdo para la venta a ésta última de los activos de transporte de energía eléctrica peninsular de ENDESA. Esta operación se formalizó el 27 de marzo de 2003. El acuerdo incluye los activos de transporte que estaban en explotación al 31 de diciembre de 2002, así como otros en fase de desarrollo cuya entrada en explotación estaba previsto que se produjera a lo largo del año 2003. Quedaron 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.

De conformidad con el contrato suscrito, ENDESA prestará a REE servicios de operación y mantenimiento, así como otros de asistencia técnica y asesoramiento, en relación con los activos transmitidos. Estos servicios finalizarán en el transcurso de los próximos cuatro años. Del importe total de la transacción, 102 millones de euros corresponden al contrato de operación y mantenimiento. Además, ENDESA mantendrá los derechos de uso y explotación por un período de 99 años del tendido de fibra óptica que se encuentra instalado en las líneas transmitidas y compartirá con REE el derecho a tender nueva fibra óptica sobre esas líneas.

Independientemente de esta venta, ENDESA conserva el derecho y tiene la intención, manifestada tanto al Ministerio de Economía como a la Comisión Nacional de Energía (CNE), de seguir realizando actividades de transporte de energía eléctrica y, por tanto, actuando de promotor en aquellas instalaciones que le han sido encomendadas en la planificación energética.

Disponibilidad de la red

En 2003, el nivel de disponibilidad de la red de distribución de ENDESA fue del 99,98%. El TIEPI (tiempo medio de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión) imprevisto de las redes de distribución debido a causas propias fue de 1 hora y 54 minutos en 2003 en el conjunto del mercado español de ENDESA. La calidad del suministro medida a través de este indicador mejoró en un 11% respecto al año 2002, lo que eleva al 28% la mejora acumulada en los tres últimos años.

Cabe destacar que, en algunas de las zonas en las que ENDESA distribuye electricidad, se produjeron en 2003 incidencias extraordinarias debidas a desfavorables condiciones atmosféricas de especial intensidad que se relacionan en la tabla adjunta y que tienen la consideración de Fuerza Mayor.

En el cómputo total del año, estas incidencias causaron 16 minutos de tiempo medio de interrupción al conjunto de la potencia instalada de la Empresa y afectaron a las siguientes zonas:

CC.AA.	FECHA	ZONAS AFECTADAS	CAUSA
Cataluña	31-1-2003	Provincia de Girona	Vientos huracanados con rachas que en algunos observatorios superaron los 200 Km/h
Cataluña	31-1-2003	Provincia de Lleida	Fuertes vientos y nevadas de intensidad no habitual en las comarcas pirenaicas que impidieron el acceso a determinados municipios durante más de 24 horas
Islas Baleares	31-1-2003 a 4-2-2003	Isla de Menorca	Temporal de viento (con rachas superiores a 100 Km/h) que produjo, además, el efecto extraordinario de aporte salino (aerosol) sobre las líneas aéreas y todos sus elementos de protección
Aragón	7-5-2003 a 8-5-2003	Provincia de Zaragoza	Intensas lluvias dieron lugar a riadas y desbordamientos en los afluentes de la margen derecha del Ebro (ríos Huerva y Jiloca). Las averías fueron causadas fundamentalmente por la inundación de instalaciones o por el arrastre de aquéllas debido a la fuerza de la corriente de agua
Cataluña	17-8-2003	Provincia de Barcelona	Se produjeron circunstancias atmosféricas de especial gravedad, declaradas como <i>Tormenta Ciclónica Atípica</i> , que afectaron en especial a Manresa y a la comarca de Osona, causando la caída al suelo de conductores aéreos, así como de postes y torres de suministro

▪ Extracción de carbón

ENDESA extrajo en 2003 un total de 7,8 millones de toneladas de carbón, con un contenido energético equivalente a 18.668 millones de termias, lo que supone un descenso del 7,3% respecto de 2002 medida en toneladas y del 6,7% medida en termias. Esta extracción representa aproximadamente el 35% 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 PRODUCTORA	TIPO DE CARBON	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
ENDESA Generación	Lignito pardo	10.452	(7,7)	11.321	8,1	10.476
ENDESA Generación	Lignito negro	2.871	5,3	2.727	(4,8)	2.866
Encasur	Hulla	4.025	(7,6)	4.354	(0,9)	4.395
Encasur	Antracita	1.320	(17,5)	1.599	12,8	1.418
Minas y Ferrocarril de Utrillas	Lignito negro	-	-	-	(100,0)	307
TOTAL	-	18.668	(6,7)	20.001	2,8	19.462

P.C.I.: Poder Calorífico Inferior

Las explotaciones de carbón que participaron en la producción de ENDESA fueron la gran explotación a cielo abierto de As Pontes de García Rodríguez (A Coruña); tres explotaciones en la zona de Andorra (Teruel), una de ellas subterránea (mina Oportuna) y dos a cielo abierto (cortas Gargallo y Gargallo Oeste); cuatro explotaciones en la cuenca del Guadiato (Córdoba), una de ellas subterránea (mina María) y tres a cielo abierto (cortas Cervantes, Ballesta Este que inició su actividad en 2003, y Ballesta Oeste que finalizó su actividad en 2003); y, por último, una explotación en Puertollano (Ciudad Real), realizada a cielo abierto (corta Emma).

El cuadro que figura a continuación refleja la evolución del suministro de carbón (millones de termias de P.C.I.):

SOCIEDAD RECEPTORA	C.T. DESTINO	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
ENDESA Generación	Puentes	10.452	(7,7)	11.321	8,1	10.476
ENDESA Generación	Teruel	2.871	5,3	2.727	(4,8)	2.866
Viesgo Generación	Puente Nuevo	2.166	(7,9)	2.352	(11,3)	2.652
Viesgo Generación	Puertollano	2.136	(6,5)	2.284	14,3	1.999
Viesgo Generación	Escucha	-	-	-	(100,0)	305
Elcogas	Puertollano GICC	1.057	(1,7)	1.076	(5,4)	1.137
Otros	Calderas domésticas	1	-	1	(85,5)	7
TOTAL	-	18.683	(5,5)	19.761	1,6	19.442

P.C.I.: Poder Calorífico Inferior

Las ventas totales de carbón disminuyeron un 5,5% respecto de 2002 medidas en termias y fueron levemente superiores a la producción, por lo que los stocks disminuyeron ligeramente. Del total de estos suministros (medidos en termias), el 71,3% se realizó a ENDESA Generación, el 5,7% a Elcogas y el 23,0% a Viesgo Generación.

▪ **Aprovisionamiento de carbón**

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

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Carbón nacional	10.753	(7,9)	11.678	(14,7)	13.692
Carbón importación	9.598	(5,4)	10.143	4,0	9.757

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 no han optado por el mercado liberalizado, y, finalmente, el mercado mayorista de generación.

En 2003, ENDESA vendió un total de 90.855 GWh a más de 10,48 millones de clientes en el mercado eléctrico español. De esta cifra de ventas, 67.701 GWh correspondieron a la energía distribuida en el conjunto del mercado regulado peninsular y extrapeninsular, lo que supone un incremento del 7,8% con respecto a 2002 y una cuota de mercado del 44,5%, algo más de un punto porcentual por encima de la del ejercicio anterior. Los 23.154 GWh restantes fueron vendidos por la Empresa en el mercado liberalizado del sistema eléctrico peninsular español, lo que supone un crecimiento del 9% respecto de la energía eléctrica comercializada en este mercado en 2002 y una cuota del 36,6%, prácticamente idéntica a la que alcanzó en este último año.

▪ **Mercado liberalizado**

En 2003, ENDESA suministró 23.154 GWh a clientes del mercado liberalizado español, lo que representa una cuota del 36,6%, inferior en tan sólo una décima a la del año anterior, que fue del 36,7%. El mantenimiento de la cuota de mercado se ha debido fundamentalmente a que la Empresa ha conseguido un elevado nivel de fidelización por parte de sus clientes, basada en el atractivo y competitividad de sus ofertas comerciales y la buena calidad del servicio prestado y de la atención comercial, en la que se presta un especial cuidado al trato personalizado.

A diferencia de años anteriores, en el pasado ejercicio la totalidad de los clientes del sistema peninsular ha podido elegir suministrador. El 1 de enero de 2003, de acuerdo con lo previsto en el marco regulatorio vigente, se produjo la apertura total a la competencia del mercado eléctrico peninsular. Con ello, se ha extendido el derecho a elegir suministrador a todos los clientes domésticos y a las empresas que reciben el suministro en baja tensión, que representan conjuntamente el 99,6% de la cifra total de clientes.

Sin embargo, el mercado liberalizado real, es decir, el integrado por los clientes que han ejercido realmente ese derecho, supuso al término del ejercicio, medido en términos de energía, el 28,9% del total. El número de empresas y clientes residenciales que han optado por el mercado libre ha sido de momento muy reducido y representa únicamente el 0,5% de los clientes totales de este segmento del mercado. Esta situación es semejante a la que se ha registrado en otros países que han desarrollado procesos de liberalización, en los que el tránsito del mercado regulado al mercado liberalizado por parte de los clientes se ha producido también de manera lenta y progresiva.

En el caso español, hay que tener en cuenta, además, que desde el inicio de la liberalización del mercado en 1998, la tarifa regulada ha descendido un 11,2%, y esto ha hecho prácticamente imposible que las empresas comercializadoras hayan podido ofrecer descuentos considerables a los clientes domésticos interesados en pasar al mercado liberalizado. Por ello, las ofertas se han centrado en otras posibles ventajas y es necesario un cierto período de tiempo hasta que el consumidor doméstico se habitúe a sopesar las ventajas derivadas de este tipo de ofertas.

Adicionalmente, el hecho de que la regulación relativa a los requerimientos de medida en baja tensión, las liquidaciones entre agentes y los procesos de cambio de suministrador, fue publicada en los últimos días del año 2002, ha provocado algunos retrasos en el inicio de la actividad comercial debido a la necesidad de adaptar los procesos y los sistemas a la nueva regulación.

En el caso de los clientes industriales, la mayoría de los que han decidido permanecer en el mercado regulado están acogidos a contratos interrumpibles, que les permiten obtener precios más ventajosos que los del mercado liberalizado, ya que las tarifas de acceso del mercado liberalizado no incluyen la posibilidad de ningún tipo de descuento o bonificación en concepto de interrumpibilidad.

Cabe destacar, por último, un último hecho significativo que se produjo el 1 de noviembre de 2003. En esa fecha, el Operador del Sistema Francés (RTE) modificó el mecanismo de asignación de la capacidad de paso por la frontera franco-española, que se venía gestionando en base a antigüedad de los contratos de paso por dicha frontera. Se rompió así una situación vigente desde 2000 que, en la práctica, suponía concentrar la capacidad de paso en uno o dos agentes. El nuevo método de asignación, basado en las subastas que hacen los agentes, recurriendo a prorrateos en caso de saturación, permite a ENDESA acceder a la energía procedente de Europa Central para abastecer su mercado nacional en igualdad de condiciones con respecto al resto de los agentes.

ENDESA ha sido consciente de que la liberalización total del mercado eléctrico da lugar a un contexto de competencia muy exigente y en el que se abren nuevas oportunidades de negocio. Por ello, lleva tiempo preparándose para afrontar esta nueva situación, lo que le ha exigido un importante esfuerzo para conocer mejor las necesidades de los clientes, adaptar su estructura comercial y sus canales de atención y transformar sus sistemas y operaciones comerciales.

Coincidiendo con la apertura total del mercado, ENDESA ha lanzado en el mercado doméstico una amplia y variada oferta de productos y servicios energéticos, en función de las características de cada cliente, el tipo de energías que utilice, su ubicación geográfica y el consumo que tenga. ENDESA ofrece también a sus clientes asesoramiento energético, ofertas en equipos de climatización y calefacción, servicios de mantenimiento de instalaciones de gas y de climatización, así como otros servicios para el hogar (seguridad, reparaciones, reformas, etc.).

Por otro lado, la compañía ha abierto 24 Puntos de Servicio y 3 Tiendas ENDESA en zonas en las que no distribuye energía, como es el caso de Madrid, País Vasco, Galicia, Comunidad Valenciana y Región Murciana. En estas Tiendas y Puntos de Servicio, los clientes pueden conocer con detalle la oferta de la Empresa dirigida al mercado doméstico, tanto en lo relativo al suministro de electricidad y de gas, como a los demás servicios y equipamientos orientados al hogar.

Cabe destacar que ENDESA tiene en estos momentos una cartera de más de 130.000 solicitudes de contratos eléctricos y de gas en el mercado liberalizado, de las que cerca de un 10% corresponden a territorios en los que no distribuye electricidad. Si se tiene en cuenta que, como se ha señalado anteriormente, la liberalización avanza por ahora a ritmo moderado, se trata de cifras significativas. Además, la Compañía está consiguiendo un nivel de retención de clientes propios del 99,8%, lo que refleja un alto nivel de fidelidad y confianza.

Por otro lado, ENDESA ha mantenido, en los segmentos de empresas y grandes clientes, su amplia gama de productos estándares y la presentación de ofertas personalizadas en función del nivel de consumo y tipología del cliente. Estas ofertas están complementadas con servicios energéticos integrales en los ámbitos de la electricidad, el gas y el medio ambiente, que van desde la construcción de acometidas de ambas energías, hasta la formación, gestión y mantenimiento de dichas instalaciones y otras aplicaciones para su uso, poniendo así a disposición de los clientes el amplio conocimiento y la dilatada experiencia de la Empresa en todos estos campos. Además, ha continuado desarrollando su canal de información para asesorar a los clientes acerca del suministro eléctrico, las tarifas, la eficiencia en el consumo y otros temas de su interés.

Por último, en 2003 consolidó su posición comercial como suministrador de referencia en los principales sectores económicos, como los de automoción y químico, en los que ofrece servicios energéticos integrales.

▪ **Mercado regulado**

Desde el punto de vista geográfico, el mercado de distribución de ENDESA en España abarca fundamentalmente veinte provincias de siete Comunidades Autónomas (Cataluña, Andalucía, Baleares, Canarias, Aragón, Extremadura y Castilla y León) que suman una población total de unos 20 millones de habitantes repartida en una superficie de unos 200.000 km². Buena parte de estas zonas, especialmente las situadas en el arco mediterráneo y las islas Canarias, se encuentran entre

las áreas en las que la demanda de electricidad posee un especial dinamismo y registra habitualmente incrementos anuales superiores a la media nacional.

En el año 2003, el número de clientes de ENDESA en el mercado regulado, tanto a tarifa como a peaje, creció un 2,2% respecto del año anterior, alcanzando los 10.483.270 al término del ejercicio. Los incrementos fueron especialmente significativos en Canarias (2,9%), Andalucía y Extremadura (2,8%) y Baleares (2,3%) y se debieron en buena medida, como en años anteriores, a la implantación de segundas residencias de ciudadanos españoles y extranjeros. Cabe señalar que las variaciones en Aragón (+10,1%) y en Cataluña (-0,02%) se deben a que en diciembre se ha producido el traspaso al mercado de Aragón de los 63.000 clientes de la zona conocida como La Franja, anteriormente adscrita al mercado de Cataluña. Si no se tiene en cuenta este traspaso de clientes, el crecimiento de ambos mercados se sitúa en un 1,6%.

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

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Aragón	813.196	10,1	738.543	1,6	727.181
Cataluña	3.875.908	-	3.876.535	1,9	3.803.862
Baleares	598.391	2,3	584.750	2,7	569.137
Andalucía y Extremadura	4.219.637	2,8	4.105.419	3,2	3.979.170
Canarias	976.138	2,9	948.589	3,7	914.865
TOTAL ENDESA	10.483.270	2,2	10.253.836	2,6	9.994.215

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

El ejercicio 2003 se ha caracterizado por elevados crecimientos de la demanda eléctrica, especialmente durante los meses de invierno y verano. Así, la punta máxima de potencia demandada en el total del mercado abastecido por ENDESA, se situó en 17.002 MW el día 14 de enero de 2003. El crecimiento de la punta máxima de potencia en ENDESA ha sido de un 8,7%, alcanzando en Aragón un crecimiento del 10,9% y situándose también por encima del 10% en Baleares, Andalucía y Extremadura. Cabe destacar que los crecimientos de la punta de la potencia demandada han sido muy superiores a los crecimientos de la demanda en términos de energía, lo que ha supuesto una presión adicional sobre la capacidad del sistema.

La energía total suministrada a través de las redes de distribución de ENDESA ascendió a 91.970 GWh en 2003, con un crecimiento del 7,4% respecto de 2002, es decir, claramente por encima del incremento medio de la demanda del mercado eléctrico nacional (6,8%). Destacan, sobre todo, los crecimientos experimentados en Aragón con un 10,4%, Baleares con un 10,2%, y Andalucía y Extremadura con un 9,3%.

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

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Aragón	6.742	13,2	5.956	0,6	5.918
Cataluña	40.775	5,7	38.559	2,3	37.709
Baleares	4.760	11,2	4.280	1,5	4.215
Andalucía y Extremadura	32.647	9,4	29.844	4,6	28.526
Canarias	7.046	9,4	6.441	4,0	6.196
TOTAL ENDESA	91.970	8,1	85.080	3,0	82.564

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

Las ventas de electricidad de la Empresa en el mercado regulado aumentaron en un 7,8% en 2003 con respecto al año 2002, situándose en 67.701 GWh. El incremento de la energía destinada al mercado liberalizado, respecto de la cual sólo se cobran tarifas de acceso, fue del 5,2%. El cuadro que figura a continuación muestra la evolución de las ventas de energía eléctrica de ENDESA en el mercado regulado (GWh):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Aragón	4.654	12,7	4.129	2,0	4.050
Cataluña	26.987	5,8	25.519	3,5	24.647
Baleares	4.760	11,2	4.280	1,5	4.215
Andalucía y Extremadura	24.254	8,1	22.436	4,8	21.403
Canarias	7.046	9,4	6.441	4,0	6.196
TOTAL ENDESA	67.701	7,8	62.805	3,8	60.511

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

- **Mercado mayorista de generación**

En 2003, ENDESA vendió en este mercado 81.849 GWh. Su participación en las ventas, una vez sumadas las del mercado diario y mercados posteriores, se situó en un 40,5% en términos físicos y en un 39,4% en términos económicos. De esta energía, 80.542 GWh procedieron de la generación propia y el resto, de importaciones y de los excedentes adquiridos a las ocho plantas del régimen especial (cogeneradores) a las que ENDESA representa en el mercado.

Por lo que se refiere a las compras, ENDESA adquirió en el mercado 75.482 GWh que, junto a las compras de energía al régimen especial a tarifa, suministraron los 87.590 GWh necesarios para atender la demanda de sus compañías de distribución y comercialización en la península.

Completan las compras 1.601 GWh destinados a exportaciones y 1.904 GWh de autoconsumos de bombeo. Estas compras supusieron, medidas en energía, el 38,4% del total de las compras realizadas en el mercado.

El mercado mayorista español está dividido en dos tipos de mercados: 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 proporcionar las reservas necesarias para seguimiento de la demanda y otros servicios complementarios. Al margen de este mercado organizado, es posible establecer contratos directos entre generadores y clientes, así como contratos financieros para aseguramiento del precio. No obstante, el volumen que han alcanzado hasta la fecha las operaciones realizadas a través de estas formas de contratación ha sido bastante reducido.

En 2003, el volumen de contratación en el mercado diario para todo el sistema peninsular, una vez descontado el ajuste de restricciones, fue de 193.622 GWh. Por restricciones, se asignaron 4.410 GWh, mientras en el resto de mercados de operación se vendió una producción de 5.303 GWh.

El mayor valor unitario de las energías de operación-reserva y el coste de las restricciones identificadas por el Operador del Sistema para garantizar la seguridad supusieron que, mientras la energía de mercado diario se pagaba a un precio de 30,3 €/MWh, las restricciones obtenían 88,5 €/MWh y los mercados posteriores 51,5 €/MWh. Esto ha dado lugar a que el peso económico de los distintos mercados sea significativamente diferente respecto del reparto energético.

Por lo que se refiere a la oferta total de energía al sistema eléctrico peninsular, el 79,9% procedió de instalaciones adscritas al régimen ordinario, el 16,7% del régimen especial y el 3,4% correspondió a 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 18,14% de los excedentes totales de energía vertidos por este tipo de régimen al conjunto del sistema.

Por lo que se refiere a la distribución de la producción de las instalaciones del régimen ordinario por tecnologías, el carbón registró la mayor participación en el mercado, con un 37,2%, seguido de la nuclear con un 31,4%, los ciclos combinados con un 7,7%, la hidroeléctrica con un 20,5%, y el fuel-gas con un 3,2%.

En cuanto a las compras, referidas igualmente a la oferta total peninsular, el 64,3% correspondió a las compañías distribuidoras, el 31,1% a las comercializadoras, el 2,4% al autoconsumo de bombeo y el 2,2% se destinó a la exportación.

En 2003, el precio medio del mercado diario fue de 30,3 €/MWh. A lo largo del ejercicio, sus niveles mensuales oscilaron entre los 21,6 €/MWh de enero y los 39,6 €/MWh de agosto.

Dado que los sobrecostes de los mercados posteriores añadieron 2,5 €/MWh al precio medio y la garantía de potencia 4,5 €/MWh, el precio final se situó finalmente en 37,3 €/MWh, cantidad que representa un descenso de casi el 19% respecto de 2002.

El factor principal que ha marcado la evolución del mercado mayorista en 2003 ha sido el crecimiento de la demanda en la península, que fue de un 6,6% con respecto al año anterior, con incrementos mensuales de hasta el 14,1% en el mes de agosto.

El inusual perfil de precios se debió principalmente a la influencia de la hidraulicidad. Las lluvias de finales de 2002 y del primer trimestre de 2003 propiciaron un invierno suave, un nivel alto de reservas hidráulicas (el grado de llenado de los embalses se situó en el 80% a 30 de abril) y, consiguientemente, precios bajos en el mercado mayorista. Entre mayo y septiembre, una acentuada sequía y un verano caluroso dieron lugar a un fuerte aumento de la demanda eléctrica y de los precios del mercado. En el final de ejercicio, volvieron a registrarse niveles hidrológicos altos, con temperaturas normales y precios bajos para esa época del año.

- **Negocio de gas natural**

ENDESA está presente en los cuatro mercados relacionados con el negocio de gas natural en España: en el suministro a clientes del mercado liberalizado, en la distribución y suministro a clientes en el mercado regulado, en la construcción de infraestructuras de transporte y, por último, en proyectos de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado.

En enero de 2003 se procedió a la escisión de ENDESA Diversificación mediante la segregación de la participación financiera que poseía en ENDESA Gas, aportándose esta participación a ENDESA Red. Tras esta operación ENDESA Gas se ha integrado organizativamente dentro del negocio eléctrico español.

En el año 2003, vendió 6.926 GWh en el mercado liberalizado español de gas natural, suministró más de 6.500 GWh en el conjunto del mercado regulado ibérico y sus centrales de ciclo combinado consumieron 7.282 GWh. Además, construyó 266 Km. de red de distribución en España, alcanzando los 2.245 Km., y continuó participando en el desarrollo de varios proyectos de regasificación.

Ventas de gas a clientes liberalizados

La actuación de ENDESA en el año 2003 ha estado marcada por el fuerte impulso de la actividad de comercialización a los clientes liberalizados, con un crecimiento del 60,1% en la energía vendida a los clientes de este mercado. Las ventas de gas a clientes liberalizados de ENDESA alcanzaron los 6.926 GWh, repartidos en una cartera de 2.110 clientes, y las expectativas de crecimiento se mantienen en la misma línea ascendente, puesto que la energía anual contratada a 31 de diciembre pasado era de 9.024 GWh en un total de 8.047 clientes.

Distribución de gas y ventas a tarifa

ENDESA está presente en el sector de la distribución de gas a través de su filial al 100% ENDESA Gas, que agrupa las participaciones de la Empresa en los negocios de distribución y venta a tarifa de gas natural en España y Portugal. En 2003, ENDESA suministró gas mediante contratos a tarifa a más de 534.000 usuarios en el mercado ibérico, lo que representa un incremento del 9,5% con respecto al año anterior.

En el mercado regulado español de gas natural, ENDESA se encuentra presente en siete Comunidades Autónomas y cuenta con autorización para la distribución de gas canalizado en más de 150 poblaciones. A 31 de diciembre de 2003, suministraba gas en España a 275.876 consumidores que suponían un total de 316.655 usuarios, con un volumen de energía vehiculada superior a los 4.260 millones de KWh.

En el mercado portugués prestaba servicio a 220.759 consumidores, con unas ventas de gas de más de 2.514 GWh.

SOCIEDAD	PARTICIPACION (%)	USUARIOS	MILLONES KWH
Gas Aragón, S.A.	60,7	184.742	2.272,72
Gesa Gas, SA.U.	100,0	80.510	451,34
Distribuidora Regional de Gas, S.A.	45,0	12.364	664,05
Meridional de Gas, S.A.U.	100,0	9.097	64,17
D.C.Gas Extremadura, S.A.	47,0	26.484	780,05

Gas Alicante, S.A.U.	100,0	3.458	27,82
TOTAL España	-	316.655	4.260,14
Portgas	-	129.258	1.950,80
Setgas	-	91.501	562,90
TOTAL Portugal	-	220.759	2.513,70

Infraestructuras de transporte y distribución

ENDESA está presente en el sector de transporte de gas a través de ENDESA Gas Transportista, sociedad participada al 100%. Durante el año 2003, ENDESA ha construido 266 Km. de red, con una inversión de 24 millones de euros, alcanzando los 2.245 Km. de red de distribución en España, lo que supone un incremento del 13% con respecto al año anterior.

Entre los gasoductos en cuya construcción se ha trabajado durante el año 2003, cabe destacar: gasoducto de alimentación a las centrales de Tarragona Power y ENDESA Generación en Tarragona, gasoducto Santa Ana-Alcalá la Real, gasoductos de las Cuencas Mineras de Teruel, y gasoducto a la Plataforma Logística de Zaragoza (PLA-ZA).

La longitud de la red de distribución de ENDESA en el conjunto del mercado ibérico alcanza los 5.308 Km. Por lo que se refiere a 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 6.527 GWh en 2003, lo que representa un incremento del 17% con respecto al año anterior.

Proyectos de recepción, almacenamiento y regasificación

ENDESA participa en los siguientes proyectos de nuevas Terminales Marítimas de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) que se encuentran actualmente en desarrollo:

- Reganosa, con una participación del 21%, en Mugaros (La Coruña). La planta incluirá una red de gasoductos de 130 Km. de longitud y tendrá una capacidad de almacenamiento y de regasificación de 300.000 m³, lo que permitirá la distribución de 412.500 Nm³/h (3,6 bcm/año) de gas natural. Se prevé su puesta en servicio en el año 2007.
- Planta Regasificadora de Sagunto, S.A., en Sagunto (Valencia), con un 20%. La instalación tendrá una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ y de regasificación de 600.000 Nm³/h (5,25 bcm/año). Está prevista una ampliación futura de las instalaciones. Se prevé que esta planta entre en servicio en el año 2006.
- Gasificadora de Canarias (Gascan), en la que la Empresa 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 2008 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).

Por 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 la sociedad Medgaz, la cual está llevando a cabo los trabajos técnicos preliminares.

IV.2.1.2.2. NEGOCIO ELECTRICO EN EUROPA Y NORTE DE AFRICA

La estrategia desarrollada por ENDESA a lo largo de los últimos años en Europa ha estado centrada en el objetivo de alcanzar una posición significativa en los principales países del área mediterránea. En la actualidad, la Empresa se encuentra presente en los mercados eléctricos que se había planteado como objetivo: Italia, Portugal, Francia y Marruecos. Esta estrategia se ha desarrollado fundamentalmente a través de la adquisición de participaciones en empresas de generación, que facilitan la disponibilidad de energía y el acceso al mercado, y de la comercialización de electricidad en mercados liberalizados. El planteamiento estratégico actual de la Empresa es consolidar esta presencia, continuar incrementando la eficiencia operativa de las empresas en las que participa y aprovechar el crecimiento orgánico de los mercados en los que desarrollan sus actividades.

ENDESA está presente en Europa en el negocio de generación a través de compañías participadas en Italia, Portugal y Francia, y en el de comercialización mediante ventas en los mercados liberalizados de Portugal, Francia, Italia, Alemania, Andorra y Bélgica. Además, realiza actividades de gestión de la energía en mercados liberalizados e intercambios internacionales con los países vecinos de España.

A finales del 2003, las empresas europeas no españolas en las que ENDESA posee participaciones sumaban una potencia total de 9.394 MW de potencia instalada, de los cuales la Empresa controla, en razón de su participación, los 5.860 MW correspondientes a ENDESA Italia.

En el terreno de la comercialización, la Empresa vendió 12.318 GWh en seis países europeos. En la actualidad, la comercializadora ENDESA Energía tiene una cartera de cerca de 1.200 GWh anuales en Francia, 1.700 GWh en Portugal, 370 GWh en Alemania y 250 GWh en Andorra. Los 10.177 GWh restantes corresponden a ventas realizadas a través de las generadoras ENDESA Italia o Snet (Francia). ENDESA Energía ha consolidado su posición en el mercado europeo en 2003, incrementado su volumen de ventas hasta duplicarlo con respecto a 2002 en Portugal y Francia, y multiplicándolo por diez en Alemania. Al término del año 2003, disponía de 625 puntos de suministro. Además, ha creado en 2003, junto con ASM Brescia, una compañía participada al 50%, denominada Ergon Energía, para comercializar electricidad en el mercado liberalizado italiano.

▪ Generación

Al 31 de diciembre de 2003 ENDESA posee una participación del 51% en la compañía generadora ENDESA Italia. El resto del capital de la compañía pertenece al SCH (34%) y a la compañía italiana ASM Brescia (15%). ENDESA dispone de una opción de compra sobre la participación de SCH, ejercitable hasta 2006, si bien, conforme al acuerdo suscrito con dicha entidad el pasado 22 de diciembre de 2003, las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2003 consideran a partir de dicha fecha una participación de ENDESA en ENDESA Italia del 85,3%. Con fecha 16 de junio de 2004 ENDESA ha incrementado su participación en ENDESA Italia hasta el 85,3%. (véase *Capítulo III, apartado III.8*).

ENDESA Italia es la tercera generadora del país, con 5.860 MW de potencia instalada. La mayor parte de los ingresos de ENDESA Italia proceden de las ventas de energía eléctrica a Enel Distribución a precio regulado. Por lo que se refiere al mercado liberalizado, el 22% de las ventas totales de electricidad de ENDESA Italia en 2003 se han destinado a clientes de este mercado.

ENDESA Italia tiene en marcha un programa de repowering de sus centrales térmicas, mediante la incorporación a las mismas de ciclos combinados, lo que le permitirá incrementar la eficiencia y competitividad de su parque de generación, y su potencia instalada, así como una clara mejora del impacto medioambiental de sus instalaciones.

Por otro lado, cabe señalar que las Juntas de Accionistas de ENDESA Holding Italia y ENDESA Italia aprobaron la fusión de ambas sociedades y la transformación de la entidad resultante, que se denomina ENDESA Italia S.R.L., en una sociedad anónima (S.p.A.), proceso que culminó en diciembre de 2003.

Por último, ENDESA Europa y ASM Brescia han creado en 2003 la comercializadora Ergon Energía, participada por ambas compañías al 50%, para vender electricidad en el mercado liberalizado italiano. Ergon Energía comercializará electricidad procedente de las centrales de ENDESA Italia, gas y servicios energéticos a clientes italianos de este mercado. ENDESA Italia aporta a la nueva comercializadora soporte tecnológico en sistemas y productos, mientras que ASM Brescia proporciona su conocimiento del mercado.

Snet es una compañía francesa de generación de electricidad en cuyo capital social ENDESA participa en un 30%, habiendo firmado el pasado mes de marzo un acuerdo con Charbonnages de France (CDF) para la adquisición de un 35% adicional (véase *Capítulo III, apartado III.8*).

Snet posee ocho grupos térmicos de carbón en Francia, con una potencia instalada de 2.604 MW cuya producción se vende principalmente 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 Bialystock (equivalentes a 330 MW) y participa al 50% con el grupo turco Alarco en la sociedad Altek (Turquía),

que explota 40 MW hidroeléctricos y tiene en construcción una central de ciclo combinado gas de 90 MW.

En 2003, Snet ha producido 9.079 GWh. Por sus características (semibase y generación de punta), ha servido de soporte a actividades de comercialización y de gestión de la energía por un total de unos 5.000 GWh a 100 clientes liberalizados en Francia.

Soprolif es una compañía francesa propietaria de una caldera de lecho fluido circulante de 250 MW de potencia que se halla conectada al grupo 4 de la central Provence, propiedad de Snet. Esta última asume, mediante los correspondientes contratos, los servicios de operación y mantenimiento de la instalación. La producción de la caldera se situó en 800 GWh en 2003.

El accionariado de Soprolif está integrado por ENDESA (25%), 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 negocio de generación en Portugal a través del 35% que posee en Tejo Energía, compañía propietaria de la central térmica de carbón Pego (Portugal), de 600 MW de potencia. Esta central tiene vendida su energía a largo plazo al sistema vinculado portugués y su producción neta se ha situado en 4.176 GWh en 2003.

El cuadro que figura a continuación muestra la potencia instalada de ENDESA en otros países europeos al 31 de diciembre de 2003:

	LOCALIDAD	POTENCIA INSTALADA (MW)
Italia		
Tavazzano	Italia	1.280
Monfalcone	Italia	976
Núcleo de Terni	Italia	530
Ostiglia	Italia	1.460
Fiume Santo	Italia	960
Núcleo de Cotronei	Italia	369
Trapani	Italia	170
Núcleo de Catanzaro	Italia	115
Francia		
Emile Huchet 3	Francia	125
Emile Huchet 4	Francia	125
Emile Huchet 5	Francia	345
Emile Huchet 6	Francia	618
Hornaing 3	Francia	253
Provence 4 (Gardanne)	Francia	250
Provence 5 (Gardanne)	Francia	618
Lucy 3	Francia	270
Portugal		
Pego	Portugal	600
Polonia		
Bialystock	Polonia	330

▪ Suministro a clientes liberalizados

En 2003, ENDESA ha continuado consolidando su posición en varios mercados eléctricos liberalizados europeos. A finales del ejercicio, ENDESA Energía contaba con 625 puntos de suministro, repartidos entre Portugal (539), Francia (56), Alemania (29) y el Principado de Andorra (1), situándose, al cierre de 2003, su cuota en los mercados liberalizados del continente en un 30% en Portugal, un 2,4% en Italia, un 5,1% en Francia y un 0,25% en el mercado industrial de Alemania.

Cabe recordar que, desde mayo de 2002, ENDESA opera en Portugal a través de la compañía Sodesa, fruto de una joint-venture al 50% realizada con el grupo industrial portugués Sonae con el objetivo de comercializar electricidad y servicios a los clientes portugueses del mercado liberalizado. A finales de 2003, la cartera de clientes de Sodesa totalizaba más de 1.700 GWh de energía contratada.

Por último, ENDESA Energía mantendrá hasta 2008 el contrato de suministro por el 50% de la energía consumida en Andorra.

▪ Intercambios internacionales

ENDESA exportó 1.601 GWh durante el año 2003, lo que representa el 22% de las exportaciones totales 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.

La exportación desde España para clientes de ENDESA Energía en Europa ascendió a 1.379 GWh, repartidos entre 279 GWh a Fuerzas Eléctricas de Andorra (FEDA) y 1.100 GWh, es decir, un 80% del total, a Portugal. Los restantes GWh que necesitó ENDESA para el suministro a sus clientes finales en Portugal fueron adquiridos en el propio país.

El resto de compras para los suministros a otros clientes europeos por parte de ENDESA Energía, se realizan a través de ENDESA Trading.

▪ **Gestión de energía y participación en mercados mayoristas**

La gestión de energía que ENDESA realiza en Europa consiste en la actuación en mercados mayoristas para la gestión de sus posiciones en generación y comercialización fuera de España, lo que permite, entre otros objetivos, asegurar el suministro necesario para el cumplimiento de los contratos de la Empresa con sus clientes europeos y equilibrar las posiciones de riesgo en los mercados en los que opera. ENDESA Trading es la filial de ENDESA encargada de esta actividad.

Durante 2003, ENDESA Trading gestionó un volumen total de energía de 4.000 GWh, correspondiente a las operaciones comerciales de ENDESA Energía y Snet, a la producción de Snet que se vende al por mayor, a contratos directos de suministro con algunos grandes consumidores industriales, distribuidores, otros agentes, y a operaciones de importación y exportación en las interconexiones entre España, Francia, Italia, Alemania, Holanda y Dinamarca.

En particular, las actividades de ENDESA Trading cubrieron más del 90% de la energía servida a clientes con capacidad de elección de suministrador por parte de ENDESA Energía y de Snet en Europa.

▪ **Negocios en el norte de África**

ENDESA posee una participación directa del 18% en la empresa Lydec, que distribuye agua y electricidad en Casablanca (Marruecos) y cuenta con 659.000 clientes en el mercado eléctrico. La inversión acumulada al 31 de diciembre de 2003 asciende a 13,6 millones de euros.

Por otra parte, en noviembre de 2001 ENDESA 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 la sociedad Energie Eléctrique de Tahaddart, S.A. integrada por la propia ONE (48%), ENDESA (32%) y Siemens (20%). En diciembre de 2002, esta sociedad firmó los contratos de compra del equipo principal, operación y mantenimiento, construcción, puesta en marcha y financiación de la instalación, y en febrero de 2003 se iniciaron las obras de construcción, que siguen su curso normal. Se espera que la central, que contará con una potencia instalada de 400 MW y estará ubicada en Tahaddart, a unos 30 kilómetros de Tánger, entre en operación en marzo de 2005. Al cierre del ejercicio 2003, la inversión de ENDESA asciende a 0,6 millones de euros, a los que hay que añadir préstamos por 10,1 millones de euros.

IV.2.1.2.3. NEGOCIO ELECTRICO EN LATINOAMERICA

ENDESA es en la actualidad la mayor empresa eléctrica privada de Chile, Argentina, Colombia y Perú, y 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 estos países, ENDESA desarrolla actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. La presencia de ENDESA en Latinoamérica se materializa, por un lado, a través de las participaciones que posee como propietaria del 60,62% del capital del grupo iberoamericano Enersis y, por otro, de las adquiridas directamente en varias compañías de la región. Enersis gestiona la presencia de ENDESA en empresas

generadoras iberoamericanas a través de su filial ENDESA Chile y en empresas distribuidoras tanto directamente, como a través de su filial Chilectra.

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

	2003	%Variación	2002	%Variación	2001
Chile	2.833	(4,0)	2.952	(15,5)	3.494
Argentina	733	(8,3)	799	(58,2)	1.911
Brasil	1.391	7,2	1.298	(30,1)	1.857
Colombia	2.375	(11,5)	2.684	(29,7)	3.817
Perú	1.365	(16,5)	1.634	(18,1)	1.994
TOTAL (*)	8.697	(7,2)	9.367	(28,3)	13.073

(*) 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 era del 33%.

▪ Generación

El detalle de las centrales en Iberoamérica y de la potencia instalada al 31 de diciembre de 2003 es el que figura a continuación:

	PAIS	POTENCIA INSTALADA (MW)
Chile		4.543,8
Los Molles	Chile	18,0
Rapel	Chile	377,0
Sauzal	Chile	90,0
Sauzalito	Chile	12,0
Cipreses	Chile	106,0
Isla	Chile	68,0
Pehuenche	Chile	566,0
Curillinque	Chile	89,0
Loma Alta	Chile	40,0
Abanico	Chile	136,0
El Toro	Chile	450,0
Antuco	Chile	320,0
Pangue	Chile	467,0
Tarapacá	Chile	181,8
Atacama (1)	Chile	781,0
Tal Tal	Chile	243,0
Diego de Almagro	Chile	23,8
Huasco (turbina de gas)	Chile	64,2
Huasco (turbina de vapor)	Chile	16,0
San Isidro	Chile	379,0
Bocamina	Chile	128,0
Argentina		4.492,0
Costanera	Argentina	1.982,0
CBA	Argentina	320,0
Dock Sud	Argentina	870,0
El Chocón	Argentina	1.320,0
Brasil		1.031,0
Cachoeira Dourada	Brasil	658,0
Cerj	Brasil	63,0
Fortaleza (2)	Brasil	310,0
Colombia		2.589,2
El Guavio	Colombia	1.150,0
Charquito, Limonar, Tinta y San Antonio	Colombia	76,2
Cadena Nueva	Colombia	600,0
Termostiza	Colombia	223,0
Letanía	Colombia	540,0
Perú		1.458,2
Ventanilla	Perú	340,0
Piura	Perú	147,8
Huinco	Perú	247,3
Matucana	Perú	128,6
Callahuanca	Perú	75,1
Moyopampa	Perú	64,7
Huampami	Perú	30,2
Santa Rosa	Perú	231,0
Yanango	Perú	42,6
Chimay	Perú	150,9
República Dominicana		71,2
Punta Cana (1)	República Dominicana	56,0
Bayahibe (1)	República Dominicana	15,2

(1) No consolida en los datos de ENDESA por integración global.

(2) La entrada en funcionamiento de la central de ciclo combinado Fortaleza tuvo lugar en diciembre de 2003.

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

	2003	%Variación	2002	%Variación	2001
Chile	3.763	(4,4)	3.935	--	3.935
Argentina	4.492	1,1	4.444	0,5	4.424
Colombia	2.589	(6,0)	2.754	(9,3)	3.035
Perú	1.458	(1,1)	1.474	0,8	1.486
Brasil	1.031	56,7	658	--	658
TOTAL	13.333	0,5	13.265	(2,0)	13.538

La potencia instalada disminuyó ligeramente en Chile, debido básicamente a la venta de la central hidroeléctrica Canutillar (172 MW), y en Colombia por el desmantelamiento definitivo de los últimos 165 MW de la cadena de centrales Casalaco.

La generación total de electricidad de las empresas iberoamericanas participadas por ENDESA fue de 46.480 GWh en 2003, lo que supone un incremento del 7,8% respecto al año anterior. Este incremento se explica, principalmente, por la elevada utilización de las centrales hidráulicas de la región, como consecuencia de las buenas condiciones hidrológicas, así como por el fuerte aumento de la generación de las centrales térmicas en Argentina.

	2003 (GWh)	%Variación	2002 (GWh)	%Variación	2001 (GWh)
Chile	16.524	0,2	16.495	4,8	15.741
Argentina	11.208	28,1	8.750	(26,2)	11.864
Colombia	10.794	(0,4)	10.837	7,2	10.106
Perú	4.683	2,5	4.567	1,9	4.480
Brasil	3.271	32,6	2.467	9,4	2.256
TOTAL	46.480	7,8	43.116	(3,0)	44.447

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

El 27 de diciembre de 2003 entró en operación comercial la central termoeléctrica Central Genadora Termeléctrica Fortaleza, S.A. (CGTF), instalada en el Complejo Industrial y Portuario de Pecém (Estado brasileño de Ceará). Con una capacidad de generación de 310 MW, dicha central suministrará energía suficiente para atender cerca del 30% de la demanda de ese Estado.

CGTF, participada en un 51% por ENDESA y en un 49% por Enersis, opera en ciclo combinado con dos turbogeneradores a gas y un turbogenerador a vapor. La operación ha supuesto una inversión conjunta cercana a los 250 millones de dólares. La energía de la central es distribuida mediante una red de transporte de 230 kV del Sistema Interconectado Nacional y su venta está asegurada a través de un contrato firmado con Coelce, empresa participada por ENDESA, que distribuye electricidad en ese mismo Estado.

CGTF obtuvo del Estado de Ceará un régimen fiscal especial en relación con el ICMS (impuesto similar al IVA) por la construcción en dicho Estado de una central termoeléctrica. Sin embargo, el Estado de Ceará aprobó el 27 de enero de 2004 un Decreto por el que modificaba la tributación por el ICMS de determinadas operaciones de venta de energía cuya consecuencia práctica es la revocación de la totalidad del beneficio fiscal y la asunción de costes fiscales inexistentes en la normativa precedente. El impacto económico de la nueva normativa para CGTF podría llegar a ascender a 94 millones de reales anuales. CGTF está manteniendo reuniones con los responsables de la Administración Tributaria del Estado de Ceará al objeto de mantener, al menos una parte de los beneficios en su día concedidos.

En 2003, ENDESA Chile continuó la construcción de la central hidroeléctrica 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, y que entrará en funcionamiento durante el segundo semestre de 2004.

En relación con el desarrollo de esta instalación, cabe subrayar que a mediados de septiembre se firmó el acuerdo que puso fin a las negociaciones entre ENDESA Chile y las últimas familias de la comunidad pehuenche que se oponían a la construcción de la central. La firma de este acuerdo, que implica que estas familias recibirán por sus tierras la misma compensación que ENDESA Chile entregó a las familias que ya se encuentran relocalizadas, certifica a Ralco como un proyecto empresarial plenamente identificado con los principios de responsabilidad social y desarrollo sostenible.

▪ Transporte y Distribución

El año 2003 ha sido el primero de pleno funcionamiento de Cien, la interconexión eléctrica a alta tensión entre Brasil y Argentina, participada por ENDESA directamente con el 55% e indirectamente, a través de ENDESA Chile, con el restante 45%. La primera fase de este 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 cumplió en 2002. De esta segunda línea, 800 MW fueron contratados en régimen take or pay por la empresa distribuidora pública Copel. Sin embargo, en enero de 2003, esta última empresa dejó de pagar las facturas correspondientes a los contratos.

Tras un proceso de negociación, en el mes de agosto, Cien y Copel suscribieron un acuerdo que quedó formalizado en el mes de noviembre. El acuerdo establece una reducción de los volúmenes contratados desde 800 MW a 400 MW y sitúa su término en el 31 de diciembre de 2009. Además, se ha modificado la reajustabilidad de las tarifas para referenciarlas a la variación de la cotización del dólar frente al real brasileño y, en menor medida, a la variación del Índice General de Precios de Mercado (IGPM).

ENDESA es socio, desde finales de 2001, de Empresa Propietaria de la Red (EPR), con una participación de control del 14,29%, 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 dólares. Durante el año 2003, han finalizado los estudios medioambientales exigidos por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), que financia el proyecto con 240 millones de dólares. Asimismo, se han abierto sucursales de EPR en todos los países centroamericanos implicados en el proyecto y se han iniciado los trámites para la obtención de los derechos de servidumbre por donde transcurrirán los 1.880 Km. de líneas de transporte.

Además, ENDESA posee en Chile, a través de ENDESA Chile, el 50% de la compañía GasAtacama, propietaria del gasoducto del mismo nombre que une a ese país con Argentina. 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).

Por último, ENDESA desarrolla también actividades de transporte de energía eléctrica en Argentina a través de la empresa Yacylec, participada en un 22,2%, que opera una línea de 282 Km. entre la central hidroeléctrica de Yaciretá y la estación transformadora de Resistencia.

En 2003, la energía distribuida por las empresas iberoamericanas participadas por ENDESA ascendió a 49.526 GWh, lo que supone un aumento del 4% respecto al ejercicio anterior. Este crecimiento se ha debido fundamentalmente a la recuperación de la demanda en Brasil, una vez superada la etapa de racionamiento aplicada en años anteriores para hacer frente a la sequía, así como a los crecimientos del consumo en Chile y Argentina, que han sido mayores que lo que se preveía al inicio del ejercicio.

Por otro lado, las pérdidas de energía han registrado un valor acumulado del 12,2%, es decir, 0,3 puntos por encima de 2002.

En los cinco países sudamericanos en los que realiza actividades de distribución, ENDESA contaba con una base de unos 10,5 millones de clientes al término del ejercicio 2003, lo que supone un incremento del 1,8% respecto del cierre de 2002. El descenso de clientes en Chile se debe a la venta de la filial Río Maipo realizada en el 2003. Si no se tuviese en cuenta este hecho, la cifra total de clientes en Iberoamérica habría crecido un 5%.

PAIS	MILES CLIENTES	% Variación	GWh	% Variación
Chile	1.341	(17,2)	10.518	6,3
Argentina	2.117	1,3	12.656	4,1
Colombia	1.972	3,2	9.254	2,5
Perú	892	1,0	3.968	2,5
Brasil	4.160	9,8	13.130	3,8

TOTAL	10.482	1,8	49.526	4,0
--------------	---------------	------------	---------------	------------

▪ **Plan de fortalecimiento financiero de Enersis**

Con el fin de hacer frente a los retos que planteaba el exigente entorno macroeconómico y sectorial de la región, y en línea con el objetivo de reforzar el balance, el Directorio de Enersis celebrado el 4 de octubre de 2002 aprobó un Plan de Fortalecimiento Financiero de la compañía, cuyos objetivos fundamentales eran los siguientes:

- Reforzar el Balance del Grupo Enersis para anticiparse a contingencias que pudieran afectar en el futuro a la región.
- Mejorar la liquidez de sus compañías participadas para poder 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 giraba en torno a cuatro ejes principales:

- Una ampliación de capital en Enersis por importe de hasta 2.000 millones de dólares, que fue aprobada por la Junta General de Accionistas de la empresa el 31 de marzo de 2003. La ampliación, que estaba abierta a todos los accionistas mediante aportaciones dinerarias y/o por capitalización de deuda, se cerró el 20 de diciembre de 2003 con períodos preferentes de adquisición de acciones en mayo y noviembre y otro periodo suplementario para capitalización de bonos. El precio fijado para la ampliación de capital fue de 60,42 pesos chilenos por acción y, para posibilitar la capitalización de la deuda de Elesur, empresa participada al 100% por ENDESA, la Junta General Extraordinaria de Enersis aprobó la eliminación del límite accionarial del 65%.

En el primer tramo de la ampliación de capital, la suscripción alcanzó un 99,9% del total: Elesur suscribió acciones por 1.219 millones de dólares (14.406,8 millones de títulos), los cuales correspondían a capitalización de deuda financiera de Enersis. A su vez, accionistas minoritarios adquirieron 7.706,4 millones de acciones, por valor de 663 millones de dólares en efectivo, que fueron empleados fundamentalmente para reducir la deuda bancaria. El período suplementario de rescate de bonos tuvo lugar entre el 1 y el 15 de noviembre. En este período se canjearon bonos por importe de 86,4 millones de dólares, equivalentes a 893.612.466 acciones. El segundo período de suscripción de acciones tuvo lugar entre el 20 de noviembre y el 20 de diciembre. En él los accionistas minoritarios suscribieron acciones por importe de 135,5 millones de dólares, equivalentes a 1.353.265.030 acciones. Esta cantidad fue destinada principalmente a cancelar deuda bancaria.

De acuerdo con estas cifras, el conjunto de la operación de ampliación de capital se cerró con la obtención de un importe total equivalente a 2.104 millones de dólares y la suscripción del 99,9% de los títulos emitidos. La participación de ENDESA, una vez cerrada la operación de ampliación de capital descrita, se redujo desde el 64,9% al 60,62%, restaurándose de nuevo el límite accionarial del 65%.

- La refinanciación de la deuda bancaria de Enersis y de ENDESA Chile, por importe total de 2.330 millones de dólares, mediante un crédito sindicado que incluía a todos los bancos acreedores de las compañías matrices. Los principales objetivos de esta operación eran evitar riesgos de liquidez, aumentar el plazo medio de los vencimientos de la deuda, y adecuar las estipulaciones financieras (covenants) de la deuda al nuevo entorno económico.

De acuerdo con dicho objetivo, en mayo de 2003 se refinanció la práctica totalidad de la deuda bancaria de ambas compañías por un importe total de 2.330 millones de dólares, correspondiendo 1.587 millones de dólares a Enersis y 743 millones de dólares a ENDESA Chile. El plazo de la deuda refinanciada fue de cinco años con un período de gracia de dos años y medio.

Una vez lograda con éxito esta refinanciación, Enersis y ENDESA Chile prosiguieron sus esfuerzos de mejora de la estructura de la deuda, con el objetivo de obtener condiciones de pago, coste y estipulaciones aún más ventajosas. Así, desde junio de 2003 hasta el primer trimestre de 2004, dada la evolución favorable de los mercados así como las mejoras en la percepción del riesgo por parte de los inversores en ambas compañías, Enersis y ENDESA Chile procedieron a sustituir de nuevo, en mejores condiciones, la operación suscrita en mayo de 2003 mediante la formalización de operaciones de crédito sindicado y de emisión de bonos.

- Un plan de desinversiones selectivas por importe de entre 900 y 1.000 millones de dólares, que se ha cumplido en un 85%:
 - Con fecha 30 de abril, se produjo la venta efectiva de la central Canutillar (172 MW) a Hidroeléctrica Guardia Vieja por un importe de 174 millones de dólares.
 - En la misma fecha, se efectuó también la venta del 98,7% de las acciones de Río Maipo a la sociedad chilena CGE Distribución, S.A. por 174 millones de dólares, desconsolidando, además, del balance de Enersis, deuda por 33 millones de dólares. Cabe señalar que se ha procedido a la amortización de fondo de comercio por la parte de esta plusvalía que corresponde al 65% de participación de ENDESA (71 millones de euros).
 - Con fecha 30 de mayo, ENDESA Chile y GasAtacama realizaron la venta de sus activos de transporte en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile a la empresa HQL Transelec (filial de Hydro Quebec) por un importe total de 110 millones de dólares, desglosados en 32 millones de dólares por las líneas de Celta; y en 78 millones de dólares por las líneas de Nopel (GasAtacama).
 - ENDESA Chile materializó el día 23 de junio la venta de su unidad de concesiones de autopistas, agrupada bajo el nombre de Infraestructura 2000, al consorcio constructor OHL (Obrascón Huarte Lain) por 273 millones de dólares. Dicha venta se estructuró como una reducción de deuda consolidada de 218 millones de dólares que asume el comprador, y como una entrada neta de caja para ENDESA Chile de 55 millones de dólares (valor en libros). El traspaso incluía el 60% que ENDESA Chile poseía del capital social de Infraestructura 2000 y el 0,10% que la generadora poseía directamente en la concesionaria Autopista del Sol S.A.

El conjunto de activos vendidos suma un importe total de 764 millones de dólares, cifra que incluye la deuda asociada a los activos transmitidos. La plusvalía bruta de este conjunto de operaciones, después de minoritarios, ha sido aplicada en su integridad a la cancelación de fondo de comercio.

- El incremento del flujo de caja operativo, a través de mayores eficiencias operativas, por un importe mínimo de 130 millones de dólares anuales, 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.

Durante el ejercicio 2003, las compañías iberoamericanas participadas por ENDESA fueron capaces de contener sus costes de operación y mantenimiento más sus inversiones recurrentes en niveles similares a los de 2002, medidos en monedas locales, a pesar de las tasas de inflación registradas en algunos de los países en los que operaban y la fuerte devaluación de las monedas nacionales respectivas.

El cash-flow neto generado por Enersis en el ejercicio 2003 ascendió a 382 millones de dólares, en comparación con 10 millones de dólares correspondientes al ejercicio 2002. Por lo que respecta a ENDESA Chile, el cash-flow neto de 2003 ascendió a 119 millones de dólares, frente a 34 millones de dólares generados en el año 2002.

- **Chile**

El 44% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica se encuentra en Chile. La plantilla total de la Empresa en este país asciende a 2.761 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 60,62% 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 3.763 MW de potencia instalada. La participación de control de ENDESA en esta generadora es del 59,98%. La compañía ENDESA Chile 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, la sociedad distribuidora Chilectra, que tiene 1,3 millones de clientes. Además, Enersis cuenta con participaciones significativas, tanto en Chile como fuera de Chile, en sociedades del sector inmobiliario, de ingeniería, de informática y de servicios a la distribución.

Por otro lado, en 2003 se ha dado un paso importante en la simplificación de la estructura societaria de ENDESA en Chile (véase *Capítulo III, apartado III.8*).

- **Colombia**

En Colombia se concentra el 21% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica. La plantilla total de la Empresa en este país es de 1.342 empleados.

ENDESA gestiona 2.589 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 2.049 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.

- **Brasil**

El 19% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica se encuentra en Brasil. La plantilla total de la Empresa en este país se sitúa en 3.766 empleados.

En generación, ENDESA cuenta, a través de Enersis, con una participación de control del 99,6% en la central hidroeléctrica Cachoeira Dourada, de 658 MW de potencia, y del 100% en la central termoeléctrica Fortaleza, de unos 310 MW. En transporte, ENDESA controla el 100% de Cien, que 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. En distribución, ENDESA gestiona las empresas Cerj y Coelce. La primera distribuye energía a 1,9 millones de clientes en el Estado de Río de Janeiro y, además, posee 63 MW de potencia en generación. Y la segunda lo hace a 2,2 millones de clientes en el Estado de Ceará. ENDESA tiene en ellas una participación del 88,2% y del 58,9%, respectivamente.

Entre diciembre de 2002 y febrero de 2004, ENDESA ha llevado a cabo una serie de operaciones dirigidas a fortalecer la posición financiera de Cerj. La primera consistió en un aumento del capital social por 370 millones de reales brasileños mediante la emisión de 770,8 millones de nuevas acciones ordinarias al valor de 0,48 reales por lote de mil, operación que fue aprobada en la Asamblea General Extraordinaria celebrada el 10 de diciembre de 2002. Enersis ha suscrito directa e indirectamente la práctica totalidad de la ampliación a través de la capitalización de la deuda que Cerj mantenía con ella. Como consecuencia de esta operación, ENDESA ha pasado a participar, directa e indirectamente, con un 88,2% de las acciones representativas en el capital social de Cerj. Posteriormente, en enero de 2004, se aprobó una segunda ampliación de capital por 710 millones de reales brasileños con la finalidad de sanear su balance mediante la capitalización de deuda con Enersis.

En marzo de 2003, una resolución preliminar de un juez del Estado de Goias permitía a CELG, principal cliente de CDSA (Cachoeira Dourada), la posibilidad de incumplir el contrato de compra de energía que tenía firmado con ésta y licitar la compra de energía. CDSA presentó un recurso contra

esta resolución ante la justicia ordinaria. El 4 de septiembre, el Juez encargado del proceso determinó la celebración de una audiencia de conciliación entre ambas empresas. Como consecuencia de la misma, en ese mismo mes CELG restableció los pagos a CDSA y abonó las facturas de los meses de julio y agosto que habían sido emitidas, según fallo judicial provisional, a un precio de 31,5 reales/MWh frente a los 53,45 reales/MWh fijados en el contrato. CELG quedó obligada a depositar judicialmente la diferencia hasta que recayera fallo definitivo. Sin embargo, CELG ha venido incumpliendo lo acordado, lo que motivó que CDSA solicitara que CELG realice los pagos y depósitos señalados y la revocación de aquel fallo provisional. El Tribunal determinó que existe incumplimiento por parte de CELG y por tanto no es posible mantener la tutela de su aparente derecho, ya que supone colocar a CDSA en una situación de desequilibrio frente a CELG. En consecuencia, mediante Resolución de 16 de junio de 2004, el Juez Federal de la Primera Vara del estado de Goiás revocó la medida cautelar por lo que la situación contractual entre las partes queda en el estado original. Por recomendación jurídica, se continúa facturando de forma provisional a los precios que establece ese fallo judicial provisional, si bien la decisión queda sujeta a la posibilidad de que tras el fallo definitivo se proceda a realizar una facturación complementaria posterior.

- **Perú**

En Perú se halla el 10% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica. La plantilla total de la Empresa en este país es de 1.124 empleados.

ENDESA gestiona 1.458 MW de potencia instalada en el país. Posee el 60% de las generadoras Etevensa, con 340 MW, y Empresa Eléctrica de Piura (Eepsa), con 148 MW; y, a través de Enersis, cuenta con una participación de control del 63,6% de Edegel, empresa que posee 970 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 892 mil clientes.

En agosto de 2003, Etevensa se adjudicó el contrato take or pay para la compra de gas de Camisea, junto con un contrato a largo plazo de venta a Electroperú de la electricidad que sea producida, tras ofrecer un precio de venta de 23,9 dólares por MWh. En una primera fase, desde agosto de 2004, fecha prevista de la llegada del gas a Lima, Etevensa debe generar electricidad bajo ciclo simple y vender la energía a Electroperú al precio en barra vigente. Posteriormente, en el año 2006, Etevensa deberá proceder al cierre de al menos uno de sus dos ciclos de gas, aumentando su potencia y mejorando su eficiencia, pasando a vender la energía producida en ciclo combinado al precio mencionado de 23,9 dólares/MWh.

- **Argentina**

El 6% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica se encuentra en Argentina. La plantilla total de la Empresa en este país suma 2.749 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 conjunta de 870 MW. Además, ENDESA controla, a través de Enersis y de ENDESA Chile, el 64,3% de la central térmica Costanera, y el 65,2% de la central hidráulica El Chocón.

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 45,7%. Edesur está inmersa en un proceso de renegociación de las condiciones del contrato de concesión con el gobierno argentino, proceso que continuará previsiblemente a lo largo del ejercicio 2004.

Además, 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.

Por último, cabe señalar que Central Costanera, S.A. ha alcanzado un acuerdo con Mitsubishi Corporation (MHI) para refinanciar parcialmente la financiación otorgada a finales de noviembre de 1996. El mencionado acuerdo implica la refinanciación de 35 millones de dólares en un plazo que termina en 2007.

- **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 71,2 MW en dos emplazamientos, Punta Cana-Macao con 56 MW y Bayahibe con 15,2 MW, próximos al este de la isla, en zonas turísticas con grandes instalaciones hoteleras.

IV.2.1.2.4. OTROS NEGOCIOS: ENERGÍAS RENOVABLES

ENDESA está presente en el sector de las energías renovables y la cogeneración a través de la sociedad ENDESA Cogeneración y Renovables (ECYR), desarrollando actividades en otros sectores energéticos que complementan las que lleva a cabo en su negocio principal.

Al término de 2003, ENDESA participaba en instalaciones de cogeneración y energías renovables que totalizaban una potencia de 2.068 MW, de los cuales 1.858 MW estaban en servicio y 210 MW en construcción. De la cifra de potencia total en servicio o construcción, 1.475 MW correspondía a instalaciones de energías renovables en España, 486 MW a cogeneración y tratamiento de residuos también en España y 107 MW a instalaciones de cogeneración en Portugal, Colombia y Méjico.

La producción total de las instalaciones de este tipo en las que participa ENDESA en España ascendió a 5.486 GWh en 2003, de los cuales 2.863 GWh correspondieron a ENDESA en razón de su participación en comparación con 2.468 GWh en 2002 y 2.366 GWh en 2001. De la cifra total de producción, 3.030 GWh procedieron de instalaciones de energías renovables en 2003, de los cuales 1.819 GWh correspondieron a ENDESA, en comparación con 1.469 GWh en 2002 y 1.341 GWh en 2001. A su vez, en el año 2003 las instalaciones de cogeneración produjeron 2.456 GWh, de los cuales la energía generada atribuible a ENDESA fue de 1.044 GWh, en comparación con 999 GWh en 2002 y 1.025 GWh en 2001.

Durante el año 2003, ha puesto en funcionamiento 8 nuevos parques eólicos, con una potencia total de 184,05 MW. En el campo de la cogeneración y desimpacto medioambiental, ha llevado a cabo desinversiones por una potencia total de 89 MW, con el fin de optimizar su cartera de participaciones. Por otro lado, en junio de 2003, ENDESA procedió a la venta de Made, empresa dedicada a la fabricación de aerogeneradores y paneles solares, en cuyo capital social participaba al 100%.

El cuadro que figura a continuación resume la participación de ENDESA en el sector de las energías renovables y cogeneración al 31 de diciembre de 2003:

TIPO ENERGIA	Nº PLANTAS	MW	%	% ENDESA (MW)
Cogeneración	71	581	28,1	240
Energía eólica	67	1.124	54,4	789
Centrales minihidráulicas	40	214	10,4	158
Biomasa	7	61	2,9	23
Tratamiento de residuos	4	75	3,6	19
Otros	5	13	0,6	7
TOTAL	194	2.068	100,0	1.236

En el marco de su Plan de Nueva Capacidad 2004-2008, ENDESA va a hacer un significativo esfuerzo en construcción de nuevas instalaciones de generación basadas en el aprovechamiento de energías renovables, lo que supondrá una significativa contribución a la diversificación de su mix de generación y al cumplimiento de sus objetivos en materia de preservación del medio ambiente. La potencia instalada en energías renovables que será impulsada a través de este Plan suma un total de 2.089 MW, a los que hay que añadir 29 MW más en otras tecnologías relacionadas, y la participación media de ENDESA en estas instalaciones será del 70%. La mayor parte de la cifra total de potencia instalada quedará materializada en energía eólica. Por lo que se refiere al resto de las tecnologías, las previsiones son construir 85 MW en minicentrales hidráulicas, 90 MW en instalaciones de aprovechamientos de residuos sólidos urbanos (RSU) y 30 MW en cogeneración, estos últimos en Portugal.

Energía eólica

Al término de 2003, ENDESA participaba en instalaciones de aprovechamiento de energía eólica que sumaban 922 MW en funcionamiento y 201,5 MW en construcción, lo que le proporciona una cuota del 20% en el mercado español. Aparte de ocho nuevos parques eólicos con 184,05 MW puestos en explotación durante el ejercicio 2003, también en 2003 se ha adjudicado a Proyectos Eólicos Valencianos, en cuyo capital ENDESA posee un 55%, tres de las quince zonas del Plan Eólico Valenciano, con una potencia cercana a los 500 MW y una inversión de 450 millones de euros que se estima se distribuirá en 18 parques eólicos cuya entrada en explotación se prevé para finales del año 2007. Para la construcción de dichos parques, ENDESA ha firmado con Gamesa un contrato marco

de suministro de aerogeneradores y un plan industrial a través del cual se llevarán a cabo los diferentes proyectos eólicos.

Asimismo, la Empresa ha conseguido autorizaciones administrativas para construir nuevas instalaciones eólicas en Andalucía, Galicia, Aragón, Castilla y León y Castilla-La Mancha.

Centrales minihidráulicas

Al cierre del ejercicio 2003, ENDESA participaba en 40 minicentrales hidroeléctricas en funcionamiento, con una potencia total de 214 MW.

Otras energías renovables

ENDESA participa en cuatro plantas de tratamiento de residuos que poseen una potencia conjunta de 75 MW. De ellas, tres se dedican al aprovechamiento energético de residuos sólidos urbanos (Tirme, Tirmadrid y TRM) y la restante, al aprovechamiento de residuos industriales de distinta naturaleza. Durante el año 2003 se ha llevado a cabo la desinversión en la planta de residuos industriales Onuber (Huelva), con una potencia total de 15 MW.

ENDESA participa en siete centrales de aprovechamiento de biomasa en funcionamiento que suman 61 MW de potencia. Durante el año 2003, se ha realizado la recepción de dos nuevas centrales de este tipo que utilizan orujillo como combustible, con una potencia de 16 MW cada una. Además, la Empresa 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.

Cogeneración

Al cierre del ejercicio 2003, ENDESA poseía participaciones en plantas de cogeneración en servicio que sumaban una potencia total de 581 MW, de la cual un 18% corresponde a instalaciones situadas en Portugal e Iberoamérica. En Portugal, ENDESA y Sonae, uno de los grupos industriales más importantes del país vecino, participan al 50% en la Sociedade Térmica Portuguesa, con una potencia de 71,1 MW.

Agua

Al 31 de diciembre de 2003, ENDESA está presente en el mercado del ciclo integral del agua a través de su participación del 11,64% en Aguas de Barcelona (véase *Capítulo VII, apartado VII.1.3.*) y de las siguientes sociedades de distribución y tratamiento de agua en España:

SOCIEDAD	PARTICIPACION (%)	CC.AA.	NUMERO CLIENTES
Aguas de Guadix, S.A.	40,0	Andalucía	8.820
Gestión de Aguas del Norte, S.A.	55,0	Canarias	18.837
Empresa Mixta de Aguas de Las Palmas, S.A.	33,0	Canarias	157.000

ENDESA participa con un 75% del capital en la empresa adjudicataria del proyecto de construcción y explotación por 25 años de la planta desaladora de Carboneras (Almería). Esta planta, actualmente en construcción, entrará previsiblemente en explotación en el tercer trimestre de 2004, con una capacidad de desalación de 120.000 m³/día, ampliable a 240.000 m³/día.

5. Servicios medioambientales

Por último, ENDESA está presente en el sector de servicios medioambientales a través de la sociedad Senda Ambiental, S.A., de la que es propietaria al 100%. Senda Ambiental tiene presencia en el tratamiento de residuos sólidos industriales (RSI) y de residuos sólidos urbanos (RSU).

IV.2.1.2.5. OTROS NEGOCIOS

ENDESA desarrolla actividades en diversos negocios no energéticos, fundamentalmente telecomunicaciones, comunicaciones a través de cable eléctrico (PLC) y otros servicios.

Telecomunicaciones

a) Auna

La posición de ENDESA en el sector de las telecomunicaciones se ha visto reforzada en el año 2003 con la ejecución de la opción de compra que poseía sobre un 3% adicional del capital social de Auna. De esta forma, ENDESA ha elevado hasta el 32,88% su participación en esta sociedad, consolidándose como primer accionista (véase *Capítulo III, apartado III.8*).

El año 2003 ha supuesto para Auna su consolidación en España como el único operador global alternativo a Telefónica. Su cifra de negocios alcanzó los 3.815 millones de euros, lo que supone un crecimiento del 24% respecto de 2002 y su flujo de caja operativo se elevó hasta los 923 millones de euros, con un incremento del 51% sobre el ejercicio anterior. Su resultado neto en el ejercicio 2003 ascendió a 55 millones de euros negativos. Por otro lado, Auna superó en 2003 la cifra de 9,96 millones de clientes, lo que supone un 23% más respecto del cierre del ejercicio precedente. De esta cifra, 8,16 millones corresponden a su filial de telefonía móvil, Amena, lo que representa una cuota de mercado de más del 21% y un crecimiento del 26% respecto de la base de clientes con la que finalizó el año 2002, y 1,80 millones a Auna Telecomunicaciones.

En el segundo semestre de 2003, Auna vendió su filial Retevisión Audiovisual, sociedad que realiza el transporte y la difusión de la señal de televisión analógica y digital en España, a la empresa de infraestructuras Abertis por un valor agregado de 423 millones de euros.

El volumen de facturación de Amena al cierre del ejercicio alcanzó los 2.669 millones de euros, un 22% más que en 2002. En el último trimestre de 2003, Amena fue declarada operador dominante en interconexión por la Comisión del Mercado de Telecomunicaciones.

Auna Telecomunicaciones, filial del grupo que gestiona el negocio de telecomunicaciones sobre red fija, cerró el año 2003 con 636.524 clientes conectados a su red propia, lo que representa un 25% más de clientes de acceso directo con respecto a 2002. De esta cifra total de clientes sobre red propia, 222.610 tenían acceso de banda ancha, lo que supone un 51% más que en 2002 y un 10% aproximadamente del total de accesos de banda ancha en el mercado español. Al cierre de 2003, la red propia de Auna Telecomunicaciones llegaba a más de 2 millones de hogares y empresas del país. En acceso indirecto, el operador de red fija cerró el ejercicio con 946.540 líneas preseleccionadas, cifra un 30% superior a la alcanzada en 2002.

Al 31 de diciembre de 2003, el valor teórico contable de la inversión de ENDESA en Auna ascendía a 1.037 millones de euros.

b) Smartcom

El operador de telefonía móvil chileno Smartcom PCS, propiedad al 100% de ENDESA, ha alcanzado una base de 1,17 millones de clientes al final del año 2003, lo que supone un incremento del 23% respecto de los que poseía al cierre de 2002 y una cuota de mercado del 16%.

La compañía ha tenido en 2003 una evolución favorable en términos económicos. La facturación alcanzó los 170,5 millones de euros, lo que representa un crecimiento de más del 6,8% respecto de 2002 medido en euros.

Paralelamente a este crecimiento del negocio, Smartcom ha practicado una estricta política de contención de costes, lo que ha contribuido a elevar su flujo de caja operativo hasta los 24,9 millones de euros, es decir, más del triple de la cifra obtenida en 2002.

El resultado neto del año 2003 ascendió a 34 millones de euros negativos.

Al 31 de diciembre de 2003, el valor teórico contable de la inversión de ENDESA en Smartcom ascendía a 251 millones de euros.

Otros

ENDESA es la empresa pionera en España en el desarrollo de pruebas piloto para el desarrollo de la tecnología que permite la transmisión de voz y datos a elevada velocidad a través de los cables eléctricos de baja y media tensión (Power Line Communications – PLC). Las experiencias realizadas en 2001 y 2002 en Sevilla, Barcelona y Zaragoza se llevaron a cabo con éxito y sus resultados confirmaron las ventajas que el PLC presenta con respecto a otras alternativas.

Dado el éxito alcanzado en estas pruebas piloto, se decidió efectuar en 2003 el lanzamiento comercial controlado de esta tecnología para conocer con mayor exactitud el grado de interés del mercado por la oferta de PLC. Este lanzamiento tuvo lugar en Zaragoza en el mes de noviembre a través del operador de telecomunicaciones Auna. La oferta inicial se ha hecho a un grupo de 5.500 hogares en Zaragoza, situados en los barrios de La Jota, Delicias, Avenida de Navarra y otros. Las encuestas realizadas entre los clientes tras las primeras semanas de prueba han arrojado resultados altamente satisfactorios. Los usuarios se han mostrado muy satisfechos de la calidad del servicio de acceso a Internet PLC y de la telefonía IP.

A comienzos de 2004, ENDESA ha llevado a cabo su segunda experiencia de comercialización de PLC, haciendo una oferta a 8.000 hogares de Barcelona situados en las zonas de Gracia y Sarriá-Sant Gervás.

Además, se está desarrollando en Santiago (Chile) otras pruebas piloto de utilización comercial de tecnología PLC. Se trata de una experiencia con 50 usuarios para servicio de telefonía sobre Protocolo de Internet (IP) y acceso de alta velocidad a Internet.

Por último, cabe señalar que ENDESA posee una participación en la empresa valenciana DS2, líder tecnológico en el diseño de chips de silicio para equipos PLC.

IV. 2.1.2.6. SERVICIOS

ENDESA Servicios es responsable de las compras y aprovisionamientos corporativos, de los sistemas de información, telecomunicaciones y sistemas técnicos de distribución, de desarrollar y supervisar la política de medio ambiente y desarrollo sostenible, y de gestionar el patrimonio y los servicios generales de la Compañía.

En 2003, se han definido nuevos planes de actuación en todos estos servicios. Estos planes han quedado enmarcados en un Plan de Calidad de Servicios Internos Prestados que se ha configurado sobre la base de las siguientes estrategias y acciones globales:

- Exportar las mejores prácticas en la gestión de servicios horizontales a las empresas participadas de ENDESA en Europa e Iberoamérica, capturando economías de escala.
- Colaborar activamente desde la Dirección de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible al posicionamiento de ENDESA como empresa líder en desarrollo sostenible.

Algunas de las principales líneas de mejora del Plan que se han llevado a cabo en el ejercicio han sido:

- Identificación de ahorros por valor de 146 millones de euros en gestión de sistemas de información y telecomunicaciones a conseguir en el período 2004-2008.
- Mejora global del binomio precio-calidad en la totalidad de los servicios prestados.
- Acuerdos de Nivel de Servicio, que incluyen medidas objetivas de la calidad de los servicios prestados a los clientes internos. Se han concertado 37 acuerdos de nivel de servicio interdepartamentales.
- Promoción de la venta de activos inmobiliarios no estratégicos por valor de 640 millones de euros, con una generación de plusvalías, respecto de las ventas finalmente materializadas, por importe de 194 millones.

- Medición de la satisfacción global (calidad percibida) de las actividades de ENDESA Servicios por parte de las diferentes líneas de negocio con las que colabora.

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):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Aprovisionamientos:	9.309	(1,2)	9.425	13,0	8.338
Compras energía	6.085	(2,2)	6.221	9,6	5.678
Consumo materias primas	2.409	(2,1)	2.461	22,3	2.013
Gastos transporte de energía	815	9,7	743	14,8	647
Gastos de personal	1.186	(5,2)	1.251	(6,1)	1.332
Dotación Amortización	1.606	(5,3)	1.696	(7,3)	1.829
Variación provisiones tráfico	57	2.750,0	2	(98,2)	109
Otros gastos de explotación	1.342	4,7	1.282	1,5	1.302
TOTAL	13.500	(1,1)	13.656	5,8	12.910

En el año 2003 los gastos de explotación del Grupo ascendieron a 13.500 millones de euros, lo que supone una reducción del 1,1% desde 13.656 millones de euros en el año 2002. Las partidas de gastos de personal y de dotación a la amortización disminuyeron un 5,2% y un 5,3% respectivamente, mientras que la partida de otros gastos de explotación aumentó un 4,7%. La reducción en las amortizaciones es consecuencia principalmente de la venta de los activos de transporte, mientras que los menores gastos de personal son reflejo de los planes de reestructuración de plantilla.

A continuación se presenta la evolución de los principales parámetros contenidos en los gastos de explotación del negocio eléctrico nacional, que se han incrementado en el año 2003 un 0,8% con respecto al año anterior (cifras en millones de euros):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Aprovisionamientos:	6.327	(1,5)	6.426	9,2	5.885
Compras energía	4.297	(6,7)	4.605	13,0	4.074
Consumo materias primas	1.507	5,1	1.434	(2,8)	1.476
Gastos transporte de energía	523	35,1	387	15,5	335
Gastos de personal	832	0,9	825	(4,9)	868
Dotación Amortización	1.044	(2,8)	1.074	(1,9)	1.095
Variación provisiones tráfico	35	259,1	(22)	(195,7)	23
Otros gastos de explotación	779	21,5	641	9,8	584
TOTAL	9.017	0,8	8.944	5,8	8.455

En el ejercicio 2003 los aprovisionamientos se han reducido un 1,5% con respecto al ejercicio 2002 como consecuencia de la reducción del 6,7% en las compras de energía, y el aumento del 35,1% en los gastos de transporte de energía y otros gastos externos, éstos últimos debido principalmente al efecto de la pérdida del margen regulado de los activos de transporte vendidos durante el ejercicio. Por lo que respecta a los gastos de personal, el aumento del 0,9% con respecto a 2002 incluye la contabilización en 2003, dentro del negocio eléctrico nacional, del coste de la plantilla de ENDESA Gas dada su incorporación a ENDESA Red.

A continuación se presenta la evolución de los principales parámetros contenidos en los gastos de explotación del negocio eléctrico en Europa, que se han incrementado en el año 2003 un 9,9% con respecto al año anterior (cifras en millones de euros):

	2003	% Variación	2002
Aprovisionamientos	1.469	10,1	1.334
Compras energía	782	47,6	530
Consumo Materias primas	679	(5,4)	718
Gastos transporte de energía	8	(90,7)	86
Gastos de personal	78	(1,3)	79
Dotación Amortización	116	2,7	113
Variación provisiones tráfico	-	(100,0)	1

Otros gastos de explotación	106	27,7	83
TOTAL	1.769	9,9	1.610

Los costes de explotación del negocio eléctrico en Europa han ascendido en el año 2003 a 1.769 millones de euros, lo que supone un aumento del 9,9% en comparación con el año 2002. Por partidas, en el ejercicio 2003 se produce un aumento del 10,1% en los aprovisionamientos y del 27,7% en otros gastos de explotación, contrarrestada parcialmente con una reducción del 1,3% en los gastos de personal. Las compras de energía del año 2003 incluyen 1.110 GWh correspondientes a energía adquirida a terceros con un coste de 79 millones de euros, mientras que el consumo de materias primas recoge una disminución de 78 GWh en la producción termoeléctrica como consecuencia fundamentalmente del proceso de repowering de algunas centrales.

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 2003 un 9,4% con respecto al año anterior (cifras en millones de euros):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Aprovisionamientos	1.436	(4,8)	1.508	(29,6)	2.142
Compras energía	1.006	(7,4)	1.086	(31,7)	1.591
Consumo materias primas	178	4,1	171	(40,2)	286
Gastos transporte de energía	252	0,4	251	(5,3)	265
Gastos de personal	260	(18,0)	317	(24,2)	418
Dotación Amortización	413	(11,6)	467	(29,6)	663
Variación provisiones tráfico	20	-	20	(72,6)	73
Otros gastos de explotación	423	(16,1)	504	(16,8)	606
TOTAL	2.552	(9,4)	2.816	(27,8)	3.902

En el negocio eléctrico latinoamericano se produce una reducción de los costes de explotación del 9,4% desde 2.816 millones de euros en 2002 a 2.552 millones de euros en 2003. Por partidas, los gastos de personal se reducen en un 18% y los aprovisionamientos en un 4,8%, mientras que otros gastos de explotación caen un 16,1%.

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 2003 un 43,4% con respecto al año anterior (cifras en millones de euros):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Aprovisionamientos	77	(51,0)	157	(49,5)	311
Compras energía	-	-	-	(100,0)	13
Consumo materias primas	45	(67,4)	138	(45,0)	251
Gastos transporte de energía	32	68,4	19	(59,6)	47
Gastos de personal	16	(46,7)	30	(34,8)	46
Dotación amortización	33	(21,4)	42	(40,9)	71
Variación provisiones tráfico	2	(33,3)	3	(76,9)	13
Otros gastos de explotación	34	(37,0)	54	(51,8)	112
TOTAL	162	(43,4)	286	(48,3)	553

Los gastos de explotación de otros negocios disminuyeron un 43,4% en 2003 hasta 162 millones de euros. Las reducciones más significativas se produjeron en los aprovisionamientos (51%) y en los gastos de personal (46,7%). En el año 2002, los gastos de explotación de otros negocios incluían ENDESA Gas, traspasada a ENDESA Red en el año 2003.

IV.2.3.2. DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES INPUTS

Aprovisionamiento de combustibles

En el año 2003, ENDESA adquirió para el consumo de sus centrales en España 10,8 millones de toneladas de carbón de producción nacional, incluida producción propia, 9,6 millones de toneladas de hulla de importación y coque de petróleo, 2,7 millones de toneladas de combustibles líquidos y 901 millones de m³ de gas natural.

La primera parte del año se caracterizó por una elevada hidraulicidad, que redujo la producción térmica convencional y el consumo de combustibles. En la segunda parte del año, se incrementó el funcionamiento de las centrales térmicas y, por consiguiente, el consumo de los mismos.

Los sistemas insulares registraron máximos de consumo durante los meses de verano, debido a las circunstancias meteorológicas, con temperaturas superiores a las normales en esa época del año. Como resultado de estos factores, el consumo de carbón, fuel y gas en la península fue menor en 2003 que el del año 2002, mientras que el volumen de combustible líquido suministrado a los sistemas insulares fue mayor.

Cabe destacar el incremento de suministro de gasóleo, que aumentó un 64% debido a la entrada en funcionamiento de los nuevos grupos de las centrales Son Reus (Baleares) y Barranco de Tirajana (Canarias). A pesar del funcionamiento comercial durante todo el año de los ciclos combinados (CCGT) San Roque (Cádiz) y Besós (Barcelona) y la puesta en funcionamiento del de Tarragona, el consumo de gas fue menor en 2003 que en 2002 debido a la menor utilización de las centrales bicombustibles.

Por lo que se refiere a los costes de combustible puestos en central, en un entorno de fuerte incremento de los precios internacionales, la política practicada de contrataciones y la gestión de coberturas, tanto mediante futuros de combustible como de tipos de cambio, coadyuvó a la contención de costes respecto del año anterior y a la reducción de riesgos de precio.

Entre las demás actuaciones llevadas a cabo en 2003 en materia de aprovisionamiento, cabe resaltar:

- La firma de los contratos a largo plazo con Nigeria LNG Limited y con Ras Laffan LNG Limited para el suministro de 1 bcm anual de cada uno de ellos a partir de 2006 y 2005, respectivamente, para cubrir las necesidades de la Empresa, tanto en generación como en comercialización.
- La firma de un contrato para el suministro a largo plazo de carbón con P.T. Adaro Ltd., para abastecimiento de hulla subbituminosa de bajo contenido de azufre a la central As Pontes.
- El inicio de las importaciones directas de gasóleo en Baleares, utilizando parcialmente la logística propia que ha sido puesta en operación.
- La conclusión de la desinversión de la participación que Carboex mantenía en Arch Coal Inc., iniciada en el año 2002.
- La formalización de un contrato a largo plazo para movimiento de graneles a través del Terminal Portuario de Los Barrios.

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

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Carbón nacional	10.753	(7,9)	11.678	(14,7)	13.692
Carbón importación	9.598	(5,4)	10.143	4,0	9.757
Combustible líquido	2.727	10,6	2.466	4,2	2.367
Gas natural (millones de m ³)	901	(10,5)	1.007	-	-

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.

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.

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 estima que la capacidad de almacenamiento es suficiente para cubrir las necesidades futuras previsibles.

ENDESA y ENRESA han suscrito un contrato sobre 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 explotadores 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 explotador de cada central nuclear únicamente responde hasta una cantidad de 150,3 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 150,3 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 en las que participa Endesa, disponen de un seguro de daños propios y de avería de maquinaria, con los siguientes límites: Ascó I y II 700 millones de euros compartidos, Vandellós II 900 millones de dólares USA, Almaraz I - II y Trillo 700 millones de euros compartidos y Santa M. Garoña 700 millones de dólares USA.

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 2003 (cifras en millones de euros):

EMPRESA	CIFRA NEGOCIO	RESULTADO NETO	TOTAL ACTIVO	RDO. NETO / / C.NEGOCIO (%)	RDO. NETO / / ACTIVO (%)
ENDESA	16.239	1.312	46.047	8,08	2,85
Iberdrola	9.489	1.060	24.636	11,17	4,30
Unión Fenosa	5.560	373	14.570	6,70	2,56
RWE	43.875	953	99.142	2,17	0,96
E.ON	46.364	4.647	111.850	10,02	4,15
Suez	39.622	(2.165)	69.950	(5,46)	(3,10)

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 que opera ENDESA, las variaciones más significativas en el cambio de la moneda nacional con respecto al euro, han sido las del sol peruano, cuyo tipo de cambio ha evolucionado desde un 3,685 al cierre del ejercicio 2002 a un 4,370 al cierre de 2003 (-15,67%), y la del peso colombiano, cuyo tipo de cambio ha evolucionado desde un 3.004,31 al cierre del ejercicio 2002 a un 3.508,88 al cierre de 2003 (-14,38), El tipo de cambio del peso argentino con respecto al euro ha evolucionado desde un 3,5341 al cierre del 2002 a un 3,7385 al cierre del 2003 (-5,47%), mientras que los tipos de cambio del peso chileno y del real brasileño con respecto al euro han cerrado el año con escasas variaciones (+0,48% y +1,42% respectivamente).

Por lo que respecta a las variaciones en el tipo de cambio de la moneda local con respecto al dólar, todas las monedas se han apreciado frente al dólar: real brasileño (+22,15%), peso chileno (+21,02%), peso argentino (+13,85%), peso colombiano (+3,12%) y sol peruano (+1,56%).

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 latinoamericanos, 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 positivo de 92 millones de euros sobre el epígrafe de "Diferencias de conversión" de los fondos propios de ENDESA en el ejercicio 2003, y 383 millones de euros sobre el epígrafe "Diferencias de cambio" de la cuenta de resultados.

Al cierre del ejercicio 2003, el importe formalizado de las operaciones de cobertura de tipo de cambio asciende a 807 millones de euros por permutas de divisa (currency swap) y 551 millones de euros por acuerdos a futuros de tipos de cambio contratado (forward). Además, existen derivados efectuados por International ENDESA, B.V. como complemento a operaciones realizadas por esta sociedad bajo los programas de emisión de Euro Medium Term Note (EMTN) y Euro Commercial

Paper (ECP), con garantía de ENDESA. Al cierre de 2003 dichas operaciones incluyen permutas de divisa (swap) por 987 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 2003, han continuado las actuaciones de I+D orientadas a la optimización de la combustión y encaminadas a garantizar la adecuación de las centrales térmicas de la Empresa a la Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo. Esta Directiva, que establece limitaciones a las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, entrará en vigor el 1 de enero de 2008.

Los resultados de los diversos proyectos de I+D en curso se hallan en línea con el calendario de los objetivos marcados. Destacan los resultados conseguidos en la reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno mediante técnicas primarias, con mejoras en el rendimiento de la combustión.

Se ha iniciado una línea de caracterización de nuevos absorbentes para reducir las emisiones de SO₂ en las centrales que utilizan sistemas de desulfuración de gases.

En lo que respecta a la optimización de la combustión, se han presentado en 2003 ocho propuestas de Proyectos de I+D al programa de investigación europeo CECA junto con diferentes socios industriales, de centros de investigación y universidades europeas.

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 pilas de combustible, hidrógeno y CO₂.

El programa de pilas de combustible, iniciado con el Electric Power Research Institute (EPRI), consiste en un proyecto de demostración de las prestaciones de una pila de polímeros en aplicaciones de suministro de calidad en sistemas aislados y conectados a red. Está previsto que el comienzo de la experimentación tenga lugar en octubre de 2004.

En lo que respecta a tecnologías relacionadas con el hidrógeno, ENDESA participa activamente en un proyecto europeo de demostración de generación de hidrógeno a partir de energía eólica y su utilización como vector energético, integrando sistemas de almacenamiento y pilas de combustible. Por último, la Empresa ha promovido la creación de una Fundación del CO₂, con el fin de encontrar soluciones tecnológicas a las emisiones de dicho gas, desarrollando técnicas aplicables a la cadena posterior a las emisiones, esto es, captura, transporte, confinamiento y transformación.

Al 31 de diciembre de 2003 el importe de estas inversiones medioambientales incluidas en el activo del balance de situación consolidado asciende a 807 millones de euros y la amortización acumulada a 393 millones de euros. Los gastos medioambientales han ascendido en el ejercicio 2003 a 107 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.

A 31 de diciembre de 2003 ENDESA tiene dotadas provisiones por importe de 4.502 millones de euros, de los que 2.379 millones de euros corresponden a la cobertura para hacer frente a las obligaciones futuras derivados de los planes de reestructuración de plantilla y 311 millones de euros a provisiones para pensiones. Del resto del saldo, 749 millones de euros corresponden a litigios pendientes de resolución y reclamaciones de terceros, y 347 millones de euros al importe estimado

para hacer frente a responsabilidades probables o ciertas, nacidas de indemnizaciones u obligaciones pendientes y riesgos fiscales de cuantía indeterminada.

Del importe restante, 302 millones de euros corresponden a la cobertura de gastos futuros derivados de reparaciones extraordinarias y de la reestructuración de instalaciones, 233 millones de euros al pasivo devengado por los beneficios sociales del personal y 181 millones de euros para cubrir el riesgo directo e indirecto por las inversiones realizadas y los préstamos concedidos a sociedades argentinas.

Dos accionistas de Enher, con un total de 48.278 acciones, representativas de un 0,07% de su capital social, impugnaron 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 las que se encontraba Enher, al no estar

conformes con la valoración del patrimonio de Enher. Dicha impugnación ha sido desestimada en primera instancia, habiéndose obtenido el 2 de junio de 2004 sentencia confirmatoria en segunda instancia ante el recurso de apelación planteado por parte de los demandantes.

En el 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 dólares más intereses y al Grupo Repsol YPF la suma de 69 millones de dólares 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 dólares y a YPF S.A. la suma de 13,85 millones de dólares. 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 abril de 2003, CELG demandó a Cachoeira Dourada y a ANEEL, la agencia nacional de energía eléctrica brasileña, con el objeto de declarar nulo el contrato de venta de energía firmado en el año 1998, alegando, entre otras razones, que el contrato es extremadamente oneroso y lesivo para la estabilidad financiera de CELG. Adicionalmente, en septiembre de 2003, CELG amplió la demanda reclamando daños y servicios por un valor aproximado de 250 millones de dólares.

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 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. 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. Por otro lado, la Junta de Andalucía ha impuesto a ENDESA Distribución Eléctrica S.L., sociedad participada indirecta e íntegramente por ENDESA, sanciones por un importe de 3.005.060,52 €, que fundamenta en ciertas interrupciones de suministro en la provincia de Málaga durante el verano de 2003, hallándose todas ellas pendientes de interposición de recurso contencioso-administrativo.

Las sociedades del Grupo tienen abierto a comprobación inspectora, con carácter general, los diferentes impuestos que les son de aplicación por los cinco últimos ejercicios. En la actualidad, varias sociedades del Grupo están siendo objeto de comprobación. A 31 de diciembre de 2003, 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. Las citadas Resoluciones han sido objeto de recurso ante la Audiencia Nacional quien, con fecha 10 de junio de 2004, ha anulado la referente a ENDESA y se espera que anule también la correspondiente a Unelco. En todo caso, es muy probable que el Ministerio recurra las decisiones ante el Tribunal Supremo. 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. La cuantía de las deducciones que podrían estar afectadas por los resultados de los procedimientos anteriormente descritos asciende a 240 millones de euros.

- b) La reforma de la Ley de Haciendas Locales modificó, con efectos desde 1 de enero de 2003, la tasa de vuelo, suelo y subsuelo por la ocupación del dominio público local e incluyó como sujetos pasivos del tributo a las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a pesar de no ser titulares de las redes de distribución eléctrica que ocupan el dominio público local. Sin embargo, determinados Ayuntamientos están liquidando a ENDESA Energía, S.A. el pago de la tasa correspondiente a 2002 y años anteriores. 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. La cuantía total de los litigios planteados es de 8,6 millones de euros, si bien el riesgo máximo derivado de esta cuestión asciende a 41,6 millones de euros.
- c) Existen determinados litigios en filiales sudamericanas de ENDESA Internacional. Así, la Administración Tributaria peruana (SUNAT) viene cuestionando los efectos tributarios de las revalorizaciones realizadas por Edelnor y Edegel con ocasión de sendas operaciones de fusión y escisión realizadas en 1996. Respecto de los asuntos en discusión, Edelnor ha obtenido fallos favorables en diversas instancias (Tribunal Arbitral y Tribunal Fiscal) y en la actualidad únicamente queda pendiente una revisión por parte de la SUNAT de la corrección de los valores asignados en su día en el curso de la revalorización. Además, Edelnor ha iniciado un proceso contencioso administrativo con la finalidad de declarar improcedente las actuaciones de comprobación que está realizando la SUNAT. En el caso de Edegel, el proceso está pendiente del fallo del Tribunal Fiscal. La cantidad reclamada a Edegel, y por tanto la cuantía del recurso pendiente ante el Tribunal Fiscal, asciende aproximadamente a 150 millones de euros. La participación económica de ENDESA en Edelnor asciende a 38,24% y en Edegel es del 13,78%. Por otro lado, las autoridades brasileñas en materia aduanera (DECEX) han cuestionado la aplicación de un régimen aduanero especial para productos importados, que previamente había sido concedido en 1998 a la filial brasileña Cien. En los estados financieros de Cien relativos al ejercicio 2003 se han provisionado 60 millones de euros por este concepto, que incluye cuota e intereses de los impuestos federales en discusión. A la fecha de registro de este Folleto, se está esperando la resolución final del procedimiento administrativo.

IV.3.6. INTERRUPCIONES DE LA ACTIVIDAD

Las actividades realizadas por ENDESA se han desarrollado normalmente sin que se haya producido circunstancia relevante que interrumpiese las mismas (*véase Capítulo IV, apartado IV.2.2.1. Disponibilidad de la red*).

IV.3.7. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENDESA

La actividad del Grupo ENDESA se lleva a cabo en un entorno en el que existen factores exógenos que pueden influir en la evolución de sus operaciones y de sus resultados económicos. Aunque estos factores no están bajo el control de la sociedad, las políticas de gestión de riesgos implantadas tienden a reducir su impacto potencial de forma que en general el impacto que la materialización de estos riesgos pudiera tener sobre la situación financiera y los resultados de ENDESA resulta asumible. Los principales riesgos que pueden afectar las operaciones de ENDESA, son los siguientes:

- Riesgo regulatorio: El negocio eléctrico está sujeto a la regulación de los países en que se desarrolla la actividad. En general, la regulación es una garantía de estabilidad para los negocios de ENDESA. Si bien los cambios en la regulación pueden tener un impacto significativo sobre la rentabilidad del negocio, este riesgo se ve minorado por la diversificación geográfica de la actividad del Grupo. En los últimos años se ha venido dando un proceso general de liberalización e incremento de la competencia. Aunque los procesos de incremento de competencia que tienen lugar en algunos de los países en los que ENDESA opera pueden presionar hacia una disminución de la rentabilidad del negocio, entendemos que las medidas tomadas por ENDESA permiten afrontar razonablemente este proceso.
- Condiciones atmosféricas: El negocio eléctrico se ve afectado por las condiciones atmosféricas tanto en la hidraulicidad que condiciona la estructura de producción como en las temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio. En España, la estructura del parque de generación de ENDESA proporciona una razonable estabilidad en el margen respecto de las condiciones climáticas mientras que en Latinoamérica la diversidad de países en los que ENDESA está presente, da lugar a que normalmente se compensen los fenómenos climáticos entre los distintos países.
- Riesgos asociados con las operaciones en Latinoamérica: La rentabilidad de las operaciones en Latinoamérica viene determinada por la evolución respecto del euro de las monedas locales de los países en que ENDESA está presente. Aunque la vinculación de los ingresos de generación con el dólar y de los de distribución con la inflación de los países reduce su impacto en el largo plazo, cuando se dan devaluaciones significativas de las monedas locales, se produce una pérdida de rentabilidad en el corto plazo medida en euros que, con la actual metodología de tarifas, tiende a recuperarse en un plazo mas largo.
- Evolución de los tipos de interés: los resultados de ENDESA pueden verse afectados por la evolución de los tipos de interés. Sin embargo ENDESA ha aplicado una política de cobertura con la que se ha conseguido que el 95,3 % de la deuda en Europa y el 100 % de la deuda del Grupo Enersis esté a tipo fijo o protegido. Por lo tanto, el impacto de una eventual subida de los tipos de interés sería muy limitada para ENDESA.
- Impacto de la normativa en materia medioambiental: en los últimos años han venido aumentando las exigencias legales en materia medioambiental tanto a nivel de normativa nacional como comunitaria. Aunque ENDESA ha venido realizando las inversiones necesarias para cumplir esta normativa la evolución futura de la misma y su aplicación podría tener impacto sobre las operaciones del Grupo y su rentabilidad.
- Construcción de nueva capacidad: ENDESA tiene en marcha unos planes de construcción de nueva capacidad fundamentalmente en España. Este plan ha sido elaborado con unas hipótesis razonables de evolución de la demanda y de los costes de combustibles. Sin embargo variaciones significativas en la evolución de éstas variables y la nueva capacidad construida por otros operadores podría tener incidencia sobre la rentabilidad de estas inversiones.
- Contratos de suministro de combustible: ENDESA tiene firmados ciertos contratos de suministro de gas natural que incluyen cláusulas "take or pay". Estos contratos se han establecido considerando unas hipótesis razonables de las necesidades futuras de ENDESA y adicionalmente incorporan una amplia flexibilidad. Desviaciones muy significativas de las hipótesis contempladas podrían llegar a suponer el tener que realizar compras de combustibles superiores a las necesidades.
- Riesgos vinculados a litigios o reclamaciones de terceros: ENDESA se enfrenta a litigios y reclamaciones de terceros derivados del curso normal de sus operaciones. La resolución de estos

asuntos depende de decisiones de tribunales o árbitros, existiendo en muchos casos la posibilidad de distintas interpretaciones a las normas existentes. ENDESA sigue una política contable prudente en la cobertura de estos litigios mediante la dotación de las consiguientes provisiones, por lo que consideramos que en caso de materializarse alguna decisión negativa para ENDESA, ésta no debería tener efecto significativo sobre los resultados al estar los riesgos cubiertos razonablemente en el balance de situación consolidado.

IV.4. INFORMACION LABORAL

IV.4.1. PLANTILLA MEDIA

A 31 de diciembre del 2003, la plantilla total de ENDESA ascendía a 26.777 empleados, lo que supone un incremento del 1,6% respecto de los existentes al final del ejercicio anterior. La plantilla del negocio en España ha pasado de 14.020 empleados al cierre de 2002 a 13.838 al término de 2003, lo que supone una reducción del 1,3%. Por lo que se refiere a la de los negocios internacionales, ha pasado de 12.334 a 12.939 empleados entre el cierre de 2002 y el de 2003, lo que supone un incremento del 4,9%. Los gastos de personal en ese mismo período se han reducido un 5,2% desde 1.251 millones de euros en el ejercicio 2002 a 1.186 millones de euros en el ejercicio 2003.

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

PLANTILLA FINAL	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Negocio en España	13.838	(1,3)	14.020	(4,9)	14.745
Negocio eléctrico internacional	12.939	4,9	12.334	16,2	10.617
Neg. Diversificación internacional	-	-	--	--	647
TOTAL	26.777	1,6	26.354	1,3	26.009

PLANT. MEDIA	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Negocio en España	13.882	(2,4)	14.221	(10,5)	15.891
Negocio eléctrico internacional	12.718	3,3	12.307	13,5	10.843
Neg. Diversificación internacional	-	-	--	--	655
TOTAL	26.600	0,3	26.528	(3,1)	27.389

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

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Gastos de personal	1.186	(5,2)	1.251	(6,1)	1.332

Al 31 de diciembre de 2003, la estructura de la plantilla de ENDESA es como sigue:

GRUPO PROFESIONAL	ESPAÑA	INTERNACIONAL
Directivos y mandos superiores	2.850	1.672
Titulados y mandos intermedios	5.899	7.478
Personal administrativo y operarios	5.089	3.789
TOTAL	13.838	12.939

IV.4.2. NEGOCIACIÓN COLECTIVA

A lo largo del año 2003, se avanzó en la negociación del II Convenio Marco de ENDESA, iniciada en noviembre de 2002, tras la denuncia del I Convenio Marco por parte de los sindicatos más representativos. Las dificultades derivadas de la firma de un Convenio de integración de las distintas normas existentes a escala de Empresa y el retraso derivado de la celebración de las elecciones sindicales, han retrasado la firma de un acuerdo hasta el pasado mes de marzo de 2004.

Con fecha 25 de marzo de 2004 se suscribió acta de acuerdo de conclusión de la negociación colectiva del II Convenio Marco del Grupo ENDESA, dándose por cerrada y agotada la negociación colectiva. El aspecto fundamental del nuevo convenio está constituido por su carácter de convenio de integración, dada la unificación normativa laboral que efectúa prácticamente sobre todas las materias

de los antiguos convenios de las empresas de origen, y su vigencia es de cinco años para el período 2003-2007.

Por otro lado, cabe también destacar la firma de diferentes Acuerdos por los que se regulan los aspectos jurídico-laborales derivados del cambio de las Sedes Sociales de ENDESA Red y ENDESA Generación a Barcelona y Sevilla, respectivamente, del traslado a la nueva sede social de ENDESA S.A. de los distintos centros de trabajo de Madrid, y del proceso de desinversión de Made.

Durante el año 2002, se ha desarrollado en ENDESA Italia el proceso de reducción de empresa, mediante la adhesión del personal que cumple los requisitos necesarios al plan de bajas voluntarias e incentivadas acordado el 6 de diciembre del año 2001 con las Organizaciones Sindicales Nacionales del Sector Eléctrico. La adhesión al plan de bajas ha afectado a 267 trabajadores de la Sociedad; se han concluido además el 12 de Noviembre del año 2003 los acuerdos individuales dirigidos a la resolución anticipada de la relación de trabajo por 47 trabajadores que no cumplían los requisitos necesarios para adherirse al plan acordado con las Organizaciones Sindicales. Todo eso ha permitido a la Sociedad conseguir, ya desde final del año 2002, los objetivos de reducción de la plantilla previstos para su consecución a medio plazo. El convenio colectivo que afectaba a los empleados de ENDESA Italia fue renovado en junio de 2003 por dos años más.

En Chile, los dos convenios colectivos de Enersis tienen vigencia hasta julio y diciembre de 2007, los de Chilectra hasta diciembre de 2004, y los de ENDESA Chile hasta diciembre de 2005, diciembre de 2006 y junio de 2008. En Argentina, Edesur cuenta con dos convenios colectivos que actualmente están siendo negociados, mientras que los convenios de Central Costanera expiran en abril y octubre de 2005. El convenio colectivo de Hidroeléctrica El Chocón no tiene fijada fecha de vencimiento. En Brasil, el convenio colectivo de Coelce termina en octubre de 2004, los de Cachoeira Dourada en abril de 2005 y abril de 2006, y los de Cerj en octubre de 2005. En Colombia, el convenio de Codensa termina en diciembre de 2007, mientras que el de Emgesa, vencido en junio de 2004, está actualmente en proceso de negociación. Finalmente, en Perú los convenios de Edelnor vencen en diciembre de 2005 y el de Edegel en octubre de 2005 .

IV.4.3. VENTAJAS AL PERSONAL

A 31 de diciembre de 2003 ENDESA tiene dotada una provisión por importe de 311 millones de euros, que corresponden a pensiones, y 2.379 millones de euros correspondientes 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. Además, el saldo de provisiones a esa fecha incluye 233 millones de euros correspondientes al pasivo devengado por los beneficios sociales del personal con premio de antigüedad y suministro de energía durante su etapa de jubilación.

Las empresas españolas del Grupo tienen, por lo general, obligaciones de complementos de pensiones con su personal, que varían en función de la sociedad del Grupo de la cual provienen. Estas obligaciones y compromisos combinan prestación definida y aportación definida, y están formalizadas a través de planes de pensiones o contratos de seguros.

El Grupo ENDESA en virtud del Acuerdo Marco de 25 de octubre de 2000 se obligó con todos sus trabajadores de nuevo ingreso a un Plan de Pensiones de aportación definida del 3% del salario para la contingencia de jubilación y de prestación definida de dos anualidades para las contingencias de invalidez y fallecimiento en activo, para cuya cobertura los propios planes tienen contratadas las oportunas pólizas de seguros.

En cuanto a los trabajadores ingresados con anterioridad al Acuerdo Marco, se respetan los sistemas de origen, que en su práctica totalidad son de naturaleza mixta, es decir, de aportación definida para la contingencia de jubilación y de prestación definida para las contingencias de invalidez y fallecimiento en activo, para cuya cobertura los planes de pensiones tienen contratadas las oportunas pólizas de seguros. Los porcentajes de aportación y la definición de las prestaciones de riesgo son las características que distinguen unos sistemas de otros.

No obstante, existen dos grandes colectivos de trabajadores ingresados con anterioridad al Acuerdo Marco, de número acotado en tanto que no puede haber nuevas incorporaciones, que no corresponden al modelo general, anteriormente indicado, de aportación definida para la jubilación y prestación definida para fallecimiento o invalidez.

- 1) Trabajadores de Ordenanza Eléctrica de la antigua ENDESA: Sistema de Pensiones de prestación definida de jubilación, fallecimiento, e invalidez. El carácter predeterminado de la prestación de jubilación y su aseguramiento íntegro eliminan cualquier riesgo respecto de la misma. Las restantes prestaciones están también garantizadas mediante contratos de seguros. Así, salvo en lo concerniente a la prestación de fallecimiento de jubilados, el seguimiento de este sistema no es muy diferente del que precisan los planes mixtos descritos en los párrafos anteriores.
- 2) Trabajadores del ámbito Fecsa/Enher/HidroEmpordá: Plan de Pensiones de prestación definida con crecimiento salarial acotado con el IPC. En este caso su tratamiento corresponde estrictamente al de un sistema de prestación definida, en cuya valoración se han considerado las siguientes hipótesis:
 - a. Tipo de interés: 4% anual.
 - b. Tasa de crecimiento del salario pensionable por categoría 2% anual.
 - c. Tabla de mortalidad de pensionistas no inválidos: GRM/F- 95.
 - d. Tabla de mortalidad de activos: EVK90 de mortalidad de activos.
 - e. Criterio de determinación de la obligación devengada: Método de edad de entrada.
 - f. Edad de jubilación: 60 ó 65 años según cumplan los criterios de jubilación anticipada.

La legislación establecía la obligación de externalizar los compromisos por pensiones devengados, habiendo cumplido el Grupo ENDESA con dicha normativa. En el caso de los planes de pensiones, las transferencias de fondos, de acuerdo con los planes de reequilibrio, se están realizando en un plazo de 10 años, tal como establece el Real Decreto 1588/1999 de 15 de octubre. Para la externalización de los compromisos en que el instrumento es la póliza de seguros, en unos casos se ha pagado la prima al contado y en otros se han financiado al amparo del Real Decreto 1588/1999.

En el ejercicio 1999 el Grupo ENDESA recalculó el valor de sus obligaciones con el personal activo utilizando una tasa de actualización del 4% y las tablas GRM/F-95. De acuerdo con lo establecido por la Orden del Ministerio de Economía y Hacienda de 29 de diciembre de 1999, el GRUPO difirió en 15 años la imputación a resultados del efecto de dicho cálculo. Este efecto está registrado en el epígrafe "Gastos a distribuir en varios ejercicios" del activo del balance de situación consolidado adjunto y asciende a 90 millones de euros, habiéndose realizado una amortización con cargo a resultados de 12 millones de euros en el ejercicio 2003.

ENDESA mantiene una provisión para las desviaciones que en su caso pudiesen producirse en las hipótesis consideradas en la externalización, habiéndose dado de baja del balance de situación consolidado la provisión por el importe externalizado. Las aportaciones anuales a los correspondientes planes de pensiones se realizan directamente con cargo al epígrafe de "Gastos de personal" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. Las aportaciones realizadas por este concepto en el año 2003 han sido 45 millones de euros. Con los importes registrados en el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2003, el Grupo tiene cubiertas sus obligaciones derivadas de los compromisos anteriormente expuestos.

El Grupo tiene en marcha planes de reducción de plantilla, fundamentalmente en España, los cuales se enmarcan dentro de los correspondientes expedientes de regulación de empleo aprobados. Dichos planes posibilitan el acceso a la prejubilación. Los planes garantizan el mantenimiento de una percepción durante el período de la prejubilación, y en algunos casos una pensión vitalicia una vez alcanzada la jubilación anticipada, por las mermas en la pensión pública. Actualmente existen dos tipos de planes vigentes:

- 1) Expedientes de regulación de empleo aprobados en las antiguas empresas con anterioridad al proceso de reordenación societaria de 1999. Los trabajadores tienen derecho a acogerse, en función del expediente aprobado en cada empresa, entre los 50 y 55 años, durante el período de 1998 – 2005. El colectivo total considerado en la valoración es de 7.283 personas,

de las cuales 678 están pendientes de acogerse, pudiendo ejercitar su derecho hasta el 31 de diciembre de 2005.

- 2) Plan voluntario de salidas aprobado en 2000. Los trabajadores tienen derecho acogerse a los 60 años, siempre que hayan cumplido 50 años antes de 31 de diciembre de 2005 y reúnan en esta fecha al menos 10 años de antigüedad. El colectivo total considerado en la valoración es de 4.713 personas, de las cuales 1.513 se encuentran actualmente en situación de prejubilación. Las condiciones económicas aplicables a los trabajadores que se acojan a dichos planes son básicamente, las siguientes: La empresa garantiza al empleado, desde el momento de la extinción de su contrato y hasta la primera fecha de jubilación posible posterior a la finalización de las prestaciones contributivas por desempleo y, como máximo, hasta el momento en el que el afectado que cumpliendo la edad de jubilación cause el derecho, una indemnización en función de su última retribución anual, revisable en función del IPC. De las cuantías resultantes se deducirán las prestaciones y subsidios derivados de la situación de desempleo como cualesquiera otras ayudas oficiales a la prejubilación que se perciban con anterioridad a la situación de jubilado.

El Grupo ENDESA ha realizado una estimación actuarial de la provisión necesaria para estos compromisos bajo los siguientes supuestos: tabla de mortalidad GRM/F-95 y tipo interés técnico del 4%. Con los importes registrados en el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2003, el Grupo tiene cubiertas sus obligaciones derivadas de los compromisos anteriormente expuestos.

Además, dependiendo de los distintos convenios, existen otro tipo de beneficios sociales como pólizas de seguro médico, seguros de vida, ayuda escolar, y suministro de energía eléctrica, cuyo coste total está integrado en los gastos de personal.

IV.5. POLITICA DE INVERSIONES

Los recursos procedentes de las operaciones obtenidos en el ejercicio 2003 ascendieron a 3.815 millones de euros, y junto con los obtenidos mediante desinversiones, por importe de 2.409 millones de euros, permitieron financiar, entre otros aspectos, las inversiones por importe de 2.482 millones de euros.

A continuación, se detallan las inversiones realizadas durante los ejercicios 2001, 2002 y 2003 (cifras expresadas en millones de euros):

INVERSION	2003	2002	2001
Adquisición participaciones en sociedades consolidadas	19	127	12
Inversiones financieras (*)	197	1.366	2.890
Inversiones materiales	2.182	2.372	2.403
Inversiones inmateriales	84	98	141
TOTAL	2.482	3.963	5.446

(*) Incluye inversiones en sociedades participadas y créditos.

Las inversiones totales realizadas en el ejercicio 2003 han ascendido a 2.482 millones de euros. Este importe supone una disminución del 37,4% respecto de las efectuadas en el mismo periodo de 2002, en línea con lo establecido en el Plan Estratégico 2002-2006.

IV.5.1. INVERSIONES MATERIALES

El desglose de las inversiones materiales realizadas en los ejercicios 2001, 2002 y 2003 es el siguiente (cifras en millones de euros):

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	LATAM	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

2003	TOTAL	NACIONAL	EUROPA	LATAM	OTROS
Generación	1.181	524	368	232	57
Distribución	909	704	-	205	-
Otros	92	69	1	18	4
TOTAL	2.182	1.297	369	455	61

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.

En el año 2003 las inversiones totales del negocio de distribución en España, incluidas tanto las materiales, como las realizadas en edificios, sistemas y otros elementos necesarios para el desarrollo de la actividad, han alcanzado la cifra de 781 millones de euros, con un incremento del 7% respecto de 2002. Esta inversión es la mayor realizada en 2003 en la actividad de distribución dentro del sector eléctrico español.

IV.5.2. INVERSIONES FINANCIERAS

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 H. Italia	999	999	-	-
Snet	452	452	-	-
Repsol-YPF	194	194	-	-
Teneguía Gest. 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 generadora 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	LATAM	EUROPA	OTROS
Integración Global:	127	-	-	127	-
ENDESA H. Italia	-	-	-	127	-
Sociedades Participadas:	526	8	2	1	515
Auna, Op. Telecom., 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.

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2003 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

2003	TOTAL	NACIONAL	LATAM	EUROPA	OTROS
Integración Global:	19	-	19	-	-
Pangue	15	-	15	-	-
Central Costanera	4	-	4	-	-
Sociedades Participadas:	96	19	-	1	76
Smartcom, S.A.	49	-	-	-	49
D.C.Gas Extremadura	12	12	-	-	-
Otros	35	7	-	1	27
Créditos	101	53	28	11	9
Depósitos y Fianzas	35	35	-	-	-
Otros	66	18	28	11	9
TOTAL	216	72	47	12	85

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 periodo 2004-2008 contempla el desarrollo de un plan de inversiones por un importe total de 13.100 millones de euros, de los que 7.600 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 2004 (cifras en millones de euros):

	TOTAL	NACIONAL	LATAM	EUROPA	OTROS
Financiera	504	30	18	5	451
Generación	186	46	68	38	34
Distribución	171	127	44	-	-
Inmaterial	5	3	1	-	1
Otros	22	19	3	-	-
TOTAL	888	225	134	43	486

Al 31 de marzo de 2004, el importe correspondiente a inversiones financieras se desglosa como sigue (cifras en millones de euros):

	TOTAL	NACIONAL	LATAM	EUROPA	OTROS	F.COMERC. (1)
Soc. Participadas	449	1	2	-	446	193
Smartcom	185	-	-	-	185	-
Auna	261	-	-	-	261	193
Otros	3	1	2	-	-	-
Créditos	55	29	16	5	5	-
Depósitos y fianzas	16	16	-	-	-	-
Otros	39	13	16	5	5	-
TOTAL	504	30	18	5	451	193

(1) Incluido en el importe de la inversión.

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 2001, 2002 y 2003 (cifras en millones de euros):

	2003	2002	2001
ACTIVO			
ACCIONISTAS POR DESEMBOLSOS EXIGIDOS	-	-	-
INMOVILIZADO	33.678	35.792	37.858
Inmovilizaciones Inmateriales (1)	540	518	568
Inmovilizaciones Materiales	26.962	27.741	30.152
Inmovilizaciones Financieras	6.159	7.451	7.037
Acciones de la Sociedad Dominante	17	82	101
FONDO COMERCIO DE CONSOLIDACION	4.584	4.970	5.543
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	677	538	663
ACTIVO CIRCULANTE	7.108	6.876	6.123
Accionistas por Desembolsos Exigidos	-	-	1
Existencias	644	763	732
Deudores	4.096	3.865	4.280
Inversiones Financieras Temporales	2.139	1.987	701
Tesorería	183	201	352
Ajustes por Periodificación	46	60	57
TOTAL ACTIVO	46.047	48.176	50.187
PASIVO			
FONDOS PROPIOS	8.801	8.043	8.656
Capital suscrito	1.271	1.271	1.271
Prima de emisión	1.376	1.376	1.376
Reservas	5.122	4.406	4.810
Resultado del Ejercicio	1.312	1.270	1.479
Dividendo a cuenta Ejercicio	(280)	(280)	(280)
SOCIOS EXTERNOS	4.945	3.175	3.762
DIFERENCIA NEGATIVA DE CONSOLIDACION	13	13	29
INGRESOS DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	1.512	1.356	1.214
PROVISIONES RIESGOS Y GASTOS	4.502	4.221	4.216
ACREEDORES A LARGO PLAZO	17.582	19.786	22.700
ACREEDORES A CORTO PLAZO	8.692	11.582	9.610
TOTAL PASIVO	46.047	48.176	50.187

(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 2001, 2002 y 2003 (cifras en millones de euros):

	2003	2002	2001
INGRESOS DE EXPLOTACION	16.644	17.238	16.085
Importe Neto de la Cifra de Negocios	16.239	16.739	15.576
Trabajos Realizados para el Inmovilizado	161	320	330
Otros Ingresos de Explotación	244	179	179
GASTOS DE EXPLOTACION	13.500	13.656	12.910
Aprovisionamientos	9.309	9.425	8.338
Gastos de Personal	1.186	1.251	1.332
Dotaciones Amortización Inmovilizado	1.606	1.696	1.829
Variación Provisiones de Tráfico	57	2	109
Otros Gastos de Explotación	1.342	1.282	1.302
BENEFICIO DE EXPLOTACION	3.144	3.582	3.175
Ingresos Financieros	915	651	584
Gastos Financieros	1.650	2.285	2.306
RESULTADOS FINANCIEROS	(735)	(1.634)	(1.722)
Participación Rdos. Soc.P.Equivalencia	30	(93)	(118)
Amortización Fondo Comercio	(289)	(355)	(289)
RDO. ACTIVIDADES ORDINARIAS	2.150	1.500	1.046
Ingresos Extraordinarios	1.199	1.745	1.212
Gastos Extraordinarios	922	1.674	633
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	277	71	579
RDO. CONSOLIDADOS A.DE IMPUESTOS	2.427	1.571	1.625
Impuestos sobre Beneficios	550	437	88
RDO. CONSOLIDADO DEL EJERC.	1.877	1.134	1.537
Resultado Atribuido a la Minoría	565	(136)	58
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.312	1.270	1.479

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 2001, 2002 y 2003 (cifras en millones de euros):

	2003	2002	2001
Beneficio Neto	1.312	1.270	1.479
Amortizaciones	1.895	2.416	2.118
Provisiones	736	904	431
Diferencias de Cambio	(377)	404	257
Enajenaciones de Inmovilizado	(799)	(1.123)	(665)
Subvenciones de Capital y Otros Ingresos	(93)	(87)	(80)
Resultado Atribuido a Minoritarios	565	(136)	58
Puesta en Equivalencia	(6)	133	150
Impuesto Diferido y Anticipado	463	440	(521)
Otros	119	64	120
TOTAL RECURSOS PROCEDENTES OPERACIONES	3.815	4.285	3.347
Accionistas por Desembolsos Exigidos	-	-	(1)
Existencias	69	(20)	48
Deudores	(328)	294	(446)
Acreedores	(2.622)	2.113	133
Ajustes por Periodificación	12	(16)	(18)
VARIACION DEL CAPITAL CIRCULANTE	(2.869)	2.371	(284)
Inmovilizado Material	(2.050)	(2.084)	(2.112)
Desinversiones	2.409	1.816	1.236
Capitalización de Intereses y Otros	(132)	(288)	(291)
Inmovilizado Financiero	(197)	(1.366)	(2.890)
Resto de Operaciones de Inmovilizado	(345)	(98)	(141)
CASH-FLOW POR INVERSIONES	(315)	(2.020)	(4.198)
Aportaciones de Socios Externos	2.153	-	-
Otras Deudas	6.585	3.287	12.098
Dividendos Sociedad Dominante	(723)	(723)	(713)
Amortización Deuda a Largo Plazo	(6.040)	(2.126)	(7.778)
Traspasos de Deuda a Corto Plazo	(2.832)	(3.969)	(1.238)
Subvenciones de Capital	295	309	303
Adquisición Sociedades Consolidadas	(19)	(127)	(12)
Otras Operaciones Financieras	94	(284)	(1.357)
CASH-FLOW EMPLEADO EN OPERACIONES FINANCIERAS Y OTROS	(487)	(3.633)	1.303
VARIACION NETA DE TESORERIA E INVERSIONES FINANCIERAS TEMPORALES	144	1.003	168
Saldo al principio del año	2.188	1.053	885
Variaciones Efectivo por Incorporaciones	(10)	132	-
TESORERIA E INVERSIONES FINANCIERAS TEMPORALES AL FINAL DEL EJERCICIO	2.322	2.188	1.053

En el año 2003 los recursos procedentes de las operaciones ascendieron a 3.815 millones de euros y la variación del capital circulante ascendió a 2.869 millones de euros, negativos. Los recursos utilizados para atender las inversiones por importe neto de 315 millones de euros, junto con el cash-flow empleado en operaciones financieras en el año 2003 por importe de 487 millones de euros, han provocado un aumento de la tesorería en 144 millones de euros desde 2.188 millones de euros a 2.322 millones de euros al principio y fin del año 2003 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 que, al 31 de diciembre de 2003, ascendía a 3.742 millones de euros en España.

V1.1.4. COMENTARIOS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

El beneficio neto de ENDESA en el ejercicio 2003 ha ascendido a 1.312 millones de euros y el beneficio por acción se ha situado en 1,24 euros. Estas cifras suponen, en ambos casos, un incremento del 3,3% respecto de las del ejercicio 2002.

El resultado de las actividades ordinarias ha ascendido a 2.150 millones de euros, con un incremento del 43,3% respecto del obtenido en el año 2002. Este crecimiento confirma la notable mejoría que ha venido experimentando la calidad de los resultados de ENDESA a lo largo de los dos últimos ejercicios.

Del resultado neto, 1.207 millones de euros han correspondido al negocio eléctrico español (incluye las actividades de generación, distribución, comercialización, servicios y estructura corporativa). Esta cifra supone el 92% del resultado neto total de la Empresa en 2003, lo que le confirma como la base del conjunto del negocio de ENDESA en estos momentos. Cabe destacar que este importe ha sido obtenido en un ejercicio en el que no se han registrado hechos de carácter singular y positivo de la magnitud de los que se produjeron en 2002, año en el que el resultado neto del negocio eléctrico español de la Empresa recogió los efectos de factores tales como la plusvalía generada por la venta de Viesgo o el reconocimiento del denominado "déficit de tarifas".

Por lo que se refiere al resto de los negocios eléctricos de la Empresa, el que desarrolla en Iberoamérica ha obtenido un beneficio neto de 84 millones de euros, con una mejora de 365 millones respecto del ejercicio 2002, y el del resto del negocio en Europa ha sido de 52 millones frente a los 21 millones de euros del ejercicio anterior.

En cuanto a los "otros negocios", que corresponden fundamentalmente a las telecomunicaciones, han tenido pérdidas en 2003 de 31 millones de euros, con una mejoría de 465 millones de euros respecto al resultado obtenido el año anterior.

El resultado de explotación total de ENDESA ha ascendido a 3.144 millones de euros en 2003. Es importante tener en cuenta que la comparación de esta cifra con la obtenida en 2002 se ve fuertemente afectada por el hecho de que, como antes se ha señalado, en este último ejercicio se produjo el reconocimiento del déficit de ingresos de las actividades reguladas, un hecho excepcional que incrementó en 524 millones de euros el resultado de explotación contabilizado por la Compañía en el mismo. Por este motivo, la comparación directa entre las cifras del resultado de explotación de 2002 y 2003 indica un descenso de 438 millones de euros, menor por tanto que el impacto positivo y excepcional que tuvo en 2002 el reconocimiento del déficit de ingresos de las actividades reguladas.

Cabe recordar a este respecto que la repercusión a los clientes finales del reconocimiento de este déficit se realiza a través de las facturaciones por el suministro eléctrico que se efectuarán hasta el año 2010. Por consiguiente, la comparación directa del resultado de explotación de ambos ejercicios no es plenamente expresiva de la evolución del negocio de la Compañía en condiciones normales. Por el contrario, si la comparación se realiza considerando exclusivamente el resultado de explotación que se deriva de las facturaciones realizadas a clientes por la energía eléctrica suministrada durante el ejercicio, se produce un incremento del 2,8% respecto del obtenido en el año anterior.

El resultado de explotación del negocio eléctrico español, que no incorpora el margen correspondiente a activos de transporte vendidos a Red Eléctrica de España, S.A. (REE) con efectos de 1 de enero de 2003, ha ascendido a 1.780 millones de euros, lo que supone una disminución del 16,5% respecto de 2002 y un incremento del 10,8% si no se considera el efecto del reconocimiento del déficit de ingresos de las actividades reguladas. Por otro lado, el incremento refleja el favorable impacto que han tenido en el negocio eléctrico español de la Empresa algunos factores de singular relevancia:

- El fuerte crecimiento de la demanda eléctrica en 2003, sobre todo durante los meses de verano, en el conjunto del mercado español, incluyendo las islas, que ha sido de un 6,8% respecto de 2002.
- La mayor hidraulicidad del ejercicio 2003, lo que ha permitido que el 14,5% de la producción eléctrica peninsular de la Empresa haya sido de origen hidráulico frente al 9,6% del año anterior.
- El significativo incremento de la generación de electricidad procedente de las nuevas centrales de ciclo combinado, que ha representado el 4,3% de la producción peninsular de ENDESA, frente al 2,2% del ejercicio anterior.
- La evolución de los precios facturados al cliente final en 2003, ya que se ha producido un incremento tanto en la tarifa regulada, con un aumento del precio medio del 1,65%, como en el mercado liberalizado, en el que el crecimiento del precio medio de ENDESA ha sido del 7,3%.

Por lo que se refiere al resultado de explotación del resto del negocio eléctrico en Europa, ha sido de 268 millones de euros, con un incremento del 78,7% respecto del ejercicio 2002, como consecuencia fundamentalmente del aumento del precio medio de venta y de la energía vendida por ENDESA Italia.

En cuanto al resultado de explotación del negocio eléctrico iberoamericano, ha ascendido a 1.071 millones de euros, lo que supone un descenso de 197 millones en términos absolutos y del 15,5% en términos porcentuales respecto del ejercicio anterior.

Este descenso ha sido debido en su totalidad al efecto de la evolución respecto del euro de las monedas de los países iberoamericanos en los que opera ENDESA. En efecto, el cambio medio de las monedas de estos países ha experimentado en el conjunto de 2003 una devaluación del 18% en relación con el euro, lo que influye desfavorablemente en las respectivas cuentas de resultados cuando han de ser convertidas a esta última moneda.

No obstante, cabe señalar que las monedas de los países iberoamericanos han mostrado una mayor estabilidad a lo largo del ejercicio 2003 en comparación con 2002 y que, en términos generales, se han apreciado en relación con el dólar, pero se han depreciado respecto del euro, resultando de ello un cambio medio en 2003 inferior al de 2002.

Por ello, a fin de tener una visión más exacta de cómo ha sido la evolución operativa del negocio iberoamericano de ENDESA, es preciso tener en cuenta que su resultado de explotación, medido en dólares, moneda a la que está referenciada una parte significativa de sus ingresos, se ha incrementado en un 1,3% en 2003 y, medido en las respectivas monedas locales, en un 4%.

Por otro lado, la capitalización de gastos del negocio iberoamericano de ENDESA en 2003 ha sido menor en 157 millones de euros que la realizada en el ejercicio precedente.

ENDESA ha reducido su endeudamiento neto en 5.497 millones de euros en términos absolutos y en un 24,2% en términos porcentuales a lo largo del ejercicio 2003, con lo que se ha situado en 17.250 millones de euros al término del mismo. A su vez, los fondos propios de ENDESA se han incrementado en 758 millones de euros y los fondos propios de las sociedades de ENDESA correspondientes a socios externos lo han hecho en 1.770 millones. Estos incrementos representan un 22,5% de los fondos propios y de socios externos existentes a 31 de diciembre de 2002.

La disminución del endeudamiento y el incremento de los fondos propios y de los socios externos han producido una sustancial mejoría en el "ratio" de apalancamiento financiero de la Empresa, que se ha situado en 125% a 31 de diciembre de 2003, frente al 203% que registraba a 31 de diciembre de 2002.

Tras estas significativas reducciones de la deuda y del apalancamiento, el balance de situación de ENDESA presenta una situación financiera más robusta. Además, el programa de reforzamiento financiero realizado en 2003 por ENERSIS y la evolución positiva de las participaciones en telecomunicaciones asegura la autonomía financiera de las compañías participadas en estos negocios.

Cabe indicar que la cifra de endeudamiento a 31 de diciembre de 2003 incluye 817 millones de euros correspondientes al importe de la opción de compra que ENDESA tiene por el 34% de ENDESA Italia que posee el SCH y por el que, a su vez, este Banco tiene una opción de venta.

Con fecha 22 de diciembre de 2003, ENDESA y SCH han firmado un acuerdo por el que la primera pasa a controlar de forma efectiva los derechos de voto de las acciones propiedad del SCH en ENDESA Italia, con lo que el control de ENDESA sobre los derechos políticos de ENDESA Italia alcanza el 85%.

Aunque los criterios contables españoles no regulan específicamente estas situaciones, ENDESA ha decidido registrar contablemente estos compromisos como acreedores en sus cuentas consolidadas al 31 de diciembre de 2003, de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Contabilidad, en lugar de reconocer como "socios externos" la participación del SCH en ENDESA Italia.

Por lo tanto, en términos homogéneos, la reducción del endeudamiento de ENDESA en el ejercicio 2003 ha sido mayor en 817 millones de euros que el importe anteriormente reportado.

Por lo que se refiere a los resultados financieros de ENDESA en 2003, han registrado una mejora de 899 millones de euros respecto de los obtenidos en el año 2002. Esta variación se ha debido

fundamentalmente a la disminución del epígrafe de diferencias de cambio, que ha pasado de un importe negativo de 549 millones de euros en el ejercicio 2002, a uno positivo de 383 millones en 2003.

En cuanto al negocio de telecomunicaciones, Auna y Smartcom han evolucionado de manera muy favorable, dando lugar a una mejoría de 163 millones de euros en los resultados por puesta en equivalencia que estas sociedades han aportado a ENDESA en 2003 respecto del ejercicio anterior. En el caso de Auna, su resultado ha pasado de 160 millones negativos en el ejercicio 2002 a 16 millones también negativos en 2003. En Smartcom, el resultado negativo ha pasado de 53 millones de euros negativos en 2002, a 34 millones de euros, también negativos, en 2003.

Por último, ENDESA ha realizado dotaciones netas extraordinarias por importe total de 555 millones de euros en el año 2003 para diversas coberturas de riesgo. De esta cantidad, 366 millones de euros corresponden al negocio eléctrico nacional y 167 millones de euros al negocio eléctrico en Iberoamérica.

Entre las provisiones dotadas en el negocio eléctrico español, destaca la dotación de 177 millones de euros para cubrir el mayor coste de las bajas de personal, debido fundamentalmente al adelanto en las fechas de salida, sobre las inicialmente previstas, de una parte de los trabajadores afectados por los expedientes de regulación de empleo vigentes y a la mayor inflación real sobre la prevista. Del resto de las dotaciones a provisiones, 115 millones de euros se destinan a cubrir riesgos por litigios y reclamaciones de terceros pendientes de resolver y 41 millones de euros corresponden a la cobertura de gastos futuros derivados de reparaciones extraordinarias y reestructuración de instalaciones.

Las dotaciones de provisiones en el negocio eléctrico iberoamericano incluyen 109 millones de euros para cubrir litigios y reclamaciones de terceros en Brasil y una dotación de 36 millones de euros para cubrir las inversiones en Argentina, que es adicional a los 145 millones de euros dotados en 2002.

Esta dotación es consecuencia del aumento patrimonial alcanzado en el ejercicio 2003 por las compañías argentinas participadas por ENDESA, derivado en su mayor parte de la favorable evolución del peso, y responde a la voluntad de la Sociedad 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 tiene en este país.

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):

	2003	%Variación	2002	%Variación	2001
Cifras de Negocios	16.239	(3,0)	16.739	7,5	15.576
Cash-flow Operativo	4.750	(10,0)	5.278	5,5	5.004
Resultado de Explotación	3.144	(12,2)	3.582	12,8	3.175
Resultado Actividades Ordinarias	2.150	43,3	1.500	43,4	1.046
Resultado Neto	1.312	3,3	1.270	-14,1	1.479
Cash-flow	3.815	(11,0)	4.285	28,0	3.347

▪ Resultado de explotación

La cifra de negocios de ENDESA en el ejercicio 2003 ha ascendido a 16.239 millones de euros, lo que supone una disminución del 3,0% respecto del mismo período de 2002 y un incremento del 0,2% si no se considera el efecto en 2002 del reconocimiento del déficit de ingresos de las actividades reguladas. El resultado de explotación ha sido de 3.144 millones de euros, lo que supone una disminución del 12,2% en relación con el del mismo período del ejercicio anterior y un crecimiento del 2,8% una vez descontado el impacto del déficit mencionado.

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

	Negocio eléctrico						Otros Negocios	
	Nacional		Europa		Latinoamérica		MM/€	%Total
	MM/€	%Total	MM/€	%Total	MM/€	%Total		
Cifra de Negocio	10.574	65,1	1.973	12,2	3.545	21,8	147	0,9

Cash-flow Operativo	2.824	59,5	384	8,1	1.484	31,2	58	1,2
Rdo. Explotación	1.780	56,6	268	8,5	1.071	34,1	25	0,8
Cash-flow	2.019	52,9	352	9,2	1.391	36,5	53	1,4

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

El negocio eléctrico español se ha desarrollado en 2003 en unas condiciones hidráulicas excepcionales, lo que, a pesar del fuerte incremento de la demanda, ha permitido que el precio del mercado mayorista de generación se haya situado en valores inferiores a los del año 2002 y cercanos a los previstos por el Gobierno en el expediente de tarifas. La situación hidráulica, unida al incremento del 1,65% en las tarifas del año 2003 respecto de 2002, ha permitido que los ingresos de las actividades reguladas hayan cubierto los costes reconocidos del sistema, sin que por lo tanto se haya producido déficit de ingresos. Tras cubrir estos costes, los ingresos del sistema han permitido pagar costes de transición a la competencia (CTC) por importe de 123 millones de euros, de los que a ENDESA han correspondido 61 millones de euros.

Generación y demanda en el sistema peninsular

La demanda del conjunto del sistema eléctrico peninsular español ha crecido un 6,6% en el ejercicio 2003 respecto del año anterior. La generación en régimen ordinario se ha incrementado en un 5,9% en 2003 en comparación con 2002, la del régimen especial lo ha hecho en un 16% y las importaciones netas han disminuido un 79,4%. La estructura de la generación peninsular de ENDESA y la del conjunto del sector han sido las siguientes en los ejercicios 2002 y 2003:

	ENDESA		TOTAL SECTOR	
	2003	2002	2003	2002
Nuclear	34,6	36,3	31,4	33,8
Carbón	44,2	47,5	37,2	43,1
Hidráulica	14,5	10,1	20,5	12,2
Fuelóleo-gas	2,4	3,9	3,2	7,9
Ciclo combinado	4,3	2,2	7,7	3,0
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

Ingresos

La cifra de negocios del negocio eléctrico nacional se situó en 10.214 millones de euros en el ejercicio 2003, con el siguiente desglose (cifras en millones de euros):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Ventas	10.214	(3,5)	10.579	17,0	9.044
CTC	127	41,1	90	(34,3)	137
Prestación de servicios	233	7,9	216	(13,9)	251
Viesgo	-	-	-	-	654
TOTAL	10.574	(2,9)	10.885	7,9	10.086

Las ventas del ejercicio 2003 ascendieron a 10.214 millones de euros, con el siguiente desglose (cifras en millones de euros):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Generación peninsular	3.066	(18,0)	3.739	21,2	3.085
Distribución Peninsular	4.097	(4,9)	4.306	16,0	3.713
Comercialización	1.439	19,0	1.209	11,4	1.085
Sistemas extrapeninsulares	980	12,4	872	3,2	845
Compensaciones extrapeninsulares	201	(1,5)	204	61,9	126
Gas (1)	176	175,0	64	-	-
Otros	255	37,8	185	(2,6)	190
TOTAL	10.214	(3,5)	10.579	17,0	9.044

(1) 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 (76 millones de euros) como las liberalizadas, mientras que la de 2002 incluía únicamente las realizadas en el mercado liberalizado.

En el año 2003, ENDESA tiene una cuota de mercado del 44,5% en distribución, del 42,3% tanto en ventas a clientes finales como en el mercado mayorista, y del 46% en la generación en régimen ordinario.

Generación

La generación eléctrica peninsular de ENDESA vendida en el mercado mayorista ha sido de 79.958 GWh en el año 2003, lo que supone un incremento del 2,3% sobre la del ejercicio 2002. Por otro lado, las empresas del régimen especial en las que ENDESA participa han generado 5.486 GWh. Los resultados económicos de esta actividad se incluyen en "Otros negocios".

A pesar de que la producción de ENDESA se ha incrementado un 2,3% respecto de la del año 2002, la cifra de ventas de la generación peninsular ha disminuido un 18,0% como consecuencia del descenso en un 20,6% del precio medio del "pool". Esta disminución, que ha situado el precio medio, incluyendo garantía de potencia, en 3,61 céntimos de euro por kWh, ha sido debida al menor coste de combustibles que soportó el sistema como consecuencia de la mayor hidráulicidad de 2003 respecto del ejercicio anterior.

Distribución

La energía suministrada por ENDESA en el mercado peninsular durante el año 2003 ha ascendido a 80.165 GWh, con un crecimiento del 7,8% respecto de la de 2002.

En 2003, el crecimiento del mercado de ENDESA en la península ha sido mayor que el incremento medio de la demanda total peninsular, lo que vuelve a poner de manifiesto que, en términos generales, la Compañía distribuye electricidad en los mercados territoriales con mayor dinamismo de la península. La cifra de ventas de distribución de ENDESA en el mercado peninsular ha disminuido en 209 millones de euros en el ejercicio 2003 respecto del año anterior. Este descenso se ha debido al menor coste de la energía adquirida para su venta, como consecuencia fundamentalmente del menor precio del "pool". Una vez descontado el efecto de las menores compras de energía, el margen bruto de distribución disminuiría en sólo 3 millones de euros respecto del ejercicio 2002, a pesar de la venta de los activos de transporte.

Comercialización

ENDESA ha vendido en el año 2003 un total de 23.154 GWh a clientes del mercado liberalizado, lo que supone un incremento del 11,0% respecto del ejercicio 2002. Este porcentaje de crecimiento se descompone en un incremento del 7,7% en las zonas en las que ENDESA actúa como distribuidor y un 22% en los mercados operados por otras compañías, lo que refleja el significativo aumento de la penetración de ENDESA en otros mercados. Además, ha incrementado en un 38% las ventas realizadas a clientes finales de otros países europeos con energía generada en España.

El incremento de la energía vendida, junto con el del 7,3% en el precio medio de la misma, ha dado lugar a un crecimiento del 19,0% en la cifra de ventas de esta actividad, con lo que ésta se situó en 1.439 millones de euros en el conjunto del ejercicio 2003.

Sistemas extrapeninsulares

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares ha sido de 12.389 GWh en el ejercicio 2003, con un incremento del 10,3% respecto de 2002. Por lo que se refiere a la demanda, ha crecido un 9,6% en el conjunto de estos sistemas.

En la actualidad, como consecuencia de las elevadas inversiones en nuevas instalaciones de generación que la Compañía ha acometido en los últimos años en los dos sistemas insulares, su capacidad de generación es suficiente para cubrir este fuerte crecimiento de la demanda

Las ventas efectuadas en estos mercados durante el ejercicio 2003 han ascendido a 980 millones de euros, lo que supone un crecimiento del 12,4% con respecto al ejercicio 2002, como resultado fundamentalmente del incremento de la demanda anteriormente mencionado. Además, se ingresaron 201 millones de euros por compensaciones, cifra similar a la del ejercicio anterior.

CTC

Los ingresos del sistema eléctrico en el ejercicio 2003 han sido suficientes para hacer frente a la totalidad de los costes reconocidos del sistema, quedando margen para pagar 123 millones de euros de CTC a las empresas con derecho de percibirlos. De este importe, a ENDESA le ha correspondido 61 millones de

euros. Dentro de los costes reconocidos del sistema, ENDESA ha cobrado durante el ejercicio 2003 un importe de 63 millones de euros correspondientes al déficit de ingresos de las actividades reguladas anteriores al ejercicio 2003 y 20 millones de euros en concepto de compensaciones por la estimación provisional de los sobrecostes de los sistemas extrapeninsulares también anteriores al ejercicio 2003. De estas cantidades, 18 millones de euros corresponden a ingresos financieros, contabilizados como tales en la cuenta de resultados del ejercicio 2003. El resto se ha destinado contablemente a reducir el saldo activo registrado por este concepto.

En diciembre de 2003, ENDESA, junto con el resto de las compañías tenedoras de este tipo de derechos, ha procedido a la cesión de la totalidad de sus derechos por el déficit de ingresos de las actividades reguladas anteriores al ejercicio 2003 con un valor nominal de 610 millones de euros, habiendo percibido 599 millones de euros. Esta diferencia, derivada de la existente entre el tipo de descuento utilizado por las entidades compradoras y el tipo de interés reconocido al déficit, ha sido registrada en el epígrafe "Resultados Extraordinarios" de la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2003.

Al 31 de diciembre de 2003, ENDESA mantiene en el activo del balance de situación 116 millones de euros correspondientes a la estimación provisional de los sobrecostes de los sistemas extrapeninsulares anteriores al ejercicio 2003 que se vienen recuperando a través de los ingresos regulados. Una vez que se determine la cifra definitiva de estos sobrecostes, que ENDESA considera que será superior a la cifra contabilizada, se analizará la posibilidad de proceder a la venta de estos derechos.

Costes de explotación

A continuación, se expone un detalle de los costes de explotación del negocio eléctrico nacional (cifras en millones de euros):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Aprovisionamientos	6.327	(1,5)	6.426	17,1	5.489
Compras de energía	4.297	(6,7)	4.605	20,0	3.837
Consumos de combustible	1.507	5,1	1.434	8,8	1.318
Gastos transporte energía y otros	523	35,1	387	15,9	334
Amortizaciones	1.044	(2,8)	1.074	4,4	1.029
Provisiones	35	N/A	(22)	N/A	23
Personal	832	0,9	825	0,2	823
Otros gastos de explotación	779	21,5	641	16,8	549
Viesgo	-	-	-	N/A	542
TOTAL	9.017	0,8	8.944	5,8	8.455

Aprovisionamientos

En 2003, los aprovisionamientos han experimentado una disminución de 99 millones de euros en valor absoluto y del 1,5% en términos porcentuales con respecto al ejercicio 2002, como consecuencia fundamentalmente de los factores que se indican a continuación:

- Las compras de energía realizadas, que han disminuido en 308 millones de euros, es decir, en un 6,7% respecto de la cifra registrada en el ejercicio 2002. Esta disminución se ha producido, a pesar del incremento de la energía suministrada a clientes finales, como consecuencia de la disminución del precio medio del mercado mayorista de generación antes mencionada.
- El coste de los combustibles de la generación, que se ha incrementado en 18 millones de euros respecto de 2002, lo que representa un 1,3% de aumento, porcentaje menor que el 3,5% de crecimiento de la producción total. La mayor generación de origen hidráulico del ejercicio 2003 respecto de la del año anterior ha permitido cubrir el incremento de producción peninsular y compensar el aumento de la producción térmica que ha tenido lugar en los sistemas extrapeninsulares a causa de la mayor demanda.
- Las compras de gas para las ventas reguladas, que en 2002 se incluían en "Otros negocios" y que han ascendido a 41 millones de euros en 2003. Esta cifra ha quedado contabilizada en el negocio eléctrico español de la Compañía como consecuencia de la incorporación de ENDESA Gas a ENDESA Red.
- El resto de las compras, principalmente de gas para clientes del mercado liberalizado, que ha aumentado en 14 millones de euros.

- Los gastos de transporte de energía y otros gastos externos, que han aumentado en 136 millones de euros debido principalmente al efecto de la pérdida del margen regulado de los activos de transporte vendidos durante el ejercicio. Este efecto se compensa con otras consecuencias positivas de esta transacción sobre el resultado de explotación, por lo que el efecto neto respecto del año anterior es de 57 millones de euros.

Gastos de personal

A 31 de diciembre de 2003, la plantilla del negocio eléctrico español de ENDESA era de 13.651 empleados en comparación con 13.548 empleados al 31 de diciembre de 2002. Si se tienen en consideración las 109 personas de la plantilla de ENDESA Gas que, a 31 de diciembre de 2002, se incluían en la plantilla de "Otros negocios", durante el ejercicio 2003 la plantilla del negocio eléctrico español se ha reducido en 6 personas respecto de la existente a 31 de diciembre de 2002.

En el ejercicio 2003, los gastos de personal han ascendido a 832 millones de euros, lo que supone un aumento del 0,9% respecto de 2002. En este incremento ha influido la contabilización en 2003, dentro del negocio eléctrico español, del coste de la plantilla de ENDESA Gas como consecuencia de su incorporación a ENDESA Red.

Otros gastos de explotación

El epígrafe "Otros gastos de explotación" ha registrado una cifra de 779 millones de euros en el ejercicio 2003, con un incremento de 138 millones de euros respecto del ejercicio 2002. Este aumento se ha debido fundamentalmente a los siguientes factores:

- Los gastos correspondientes a los ciclos combinados, a la distribución de gas y a la atención a los clientes minoristas que se han incorporado al mercado liberalizado. Estos gastos han supuesto un importe total de 28 millones de euros.
- Los gastos necesarios para realizar actividades, que han permitido aumentar el epígrafe "Otros Ingresos de explotación" en 30 millones de euros.
- El incremento en 33 millones de euros del coste de impuestos, principalmente por la tasa de ocupación de vía pública.
- El aumento en 38 millones de euros de los gastos de reparaciones y conservación, debido fundamentalmente a los planes puestos en marcha para optimizar el rendimiento de la red de distribución.
- El incremento de 6 millones de euros en las primas de seguros.

Resultado de explotación

El resultado de explotación del negocio eléctrico español de ENDESA ha ascendido a 1.780 millones de euros en el ejercicio 2003, lo que supone una disminución del 16,5% en relación con el del año anterior. Esta reducción se debe a que la reducida hidraulicidad del ejercicio 2002 incrementó de forma muy significativa el precio del mercado mayorista de generación, hasta el punto de que los ingresos obtenidos por el sistema mediante la facturación de la venta de electricidad a clientes finales no permitieron que se pagara este precio a las generadoras.

Sin embargo, en ese mismo ejercicio, el Gobierno aseguró la recuperación de las cantidades adelantadas por las empresas para financiar el déficit con los ingresos futuros de venta de electricidad, lo que facilitó que las cuentas de resultados de las empresas eléctricas en el ejercicio 2002 pudieran registrar como ingresos la totalidad del precio facturado en el mercado mayorista de generación. Por lo tanto, los ingresos registrados por las empresas eléctricas en 2002 fueron muy superiores a los que se desprenderían de los ingresos realmente facturados a los clientes finales como consecuencia del precio excepcionalmente alto del mercado mayorista de generación.

Dado que el año 2003 ha tenido unos precios del mercado mayorista similares a los previstos en el expediente de tarifas, el resultado de explotación del negocio eléctrico español de ENDESA ha alcanzado el nivel que responde a la facturación real a los clientes finales. Por lo tanto, para analizar la evolución operativa real del negocio eléctrico en España considerando los ingresos procedentes de la facturación por la venta de electricidad a los clientes finales, es necesario eliminar del resultado de explotación del ejercicio 2002 el efecto del ingreso adicional que fue posible contabilizar por el reconocimiento de la

recuperabilidad del déficit de ingresos de las actividades reguladas del propio año 2002, que ascendió en el caso de ENDESA a 524 millones de euros.

Descontando este efecto, el resultado de explotación de ENDESA del ejercicio 2003 crece un 10,8%. Si se tiene en cuenta, además, el efecto de la venta de los activos de transporte, que ha supuesto un menor resultado de explotación de 57 millones de euros, se incrementa en un 14,3%.

Esta evolución ha sido posible fundamentalmente por el incremento medio de la tarifa regulada en un 1,65%, el incremento del precio medio aplicado a los clientes liberalizados en un 7,3% y el mantenimiento del coste de los combustibles, a pesar del incremento del 3,5% en la producción de energía eléctrica en el conjunto de la actividad desarrollada en la península y en las islas.

La tendencia favorable de este negocio se pone también de manifiesto si comparamos el resultado de explotación de 2001 y de 2003, años en que las condiciones hidráulicas han sido similares. Esta comparación, una vez considerado el efecto de la venta de Viesgo y de la red de transporte, muestra que el resultado de explotación de este negocio crece un 9,4% entre 2001 y 2003.

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

El resultado de explotación del negocio eléctrico en Europa ha ascendido a 268 millones de euros en 2003, con un incremento del 78,7% respecto del obtenido en 2002. Tanto el resultado del ejercicio 2003 como el de 2002 corresponden en su práctica totalidad a ENDESA Italia.

Las cifras de ventas y compras de energía de este negocio incluyen las operaciones bilaterales al por mayor realizadas en el mercado europeo, cuyo resultado ha sido equilibrado.

ENDESA Italia

En 2003, el resultado de explotación de ENDESA Italia se ha situado en 277 millones de euros, lo que supone un incremento del 69,9% respecto del ejercicio anterior. A continuación, se muestran las variaciones registradas por sus distintos componentes entre ambos años (cifras en millones de euros):

	2003	2002	% Variación
Cifras de negocios	1.242	1.108	12,1
Otros ingresos	61	15	306,7
Compras de energía	79	-	N/A
Consumo de materias primas	662	703	(5,8)
Gastos de transporte de energía	5	-	N/A
Gastos de personal	67	72	(6,9)
Amortizaciones	116	113	2,7
Otros gastos	97	72	34,7
Resultado de explotación	277	163	69,9

La cifra de negocios de ENDESA Italia se ha incrementado en un 12,1% en 2003 respecto del año anterior, como consecuencia del aumento en un 4,8% de la energía vendida y del incremento en un 7% del precio medio de venta. La energía vendida por la compañía ha sido de 18.977 GWh en 2003, de los que 1.110 GWh corresponden a energía adquirida a terceros, lo que ha supuesto un coste de 79 millones de euros. La generación de ENDESA Italia ha sido de 17.867 GWh, con un incremento del 1,8% sobre el ejercicio anterior. Este crecimiento de la producción ha sido resultado de un aumento en 394 GWh de la producción hidroeléctrica y de una disminución en 78 GWh de la termoeléctrica, en este último caso como consecuencia fundamentalmente del proceso de "repowering" de algunas centrales. El coste de combustible ha disminuido un 5,8% como consecuencia de la menor producción termoeléctrica.

Los ingresos de explotación de ENDESA Italia del ejercicio 2003 incluyen el impacto de la cancelación de la denominada "penalidad hidro", acordada por las autoridades italianas en el año 2003, con efectos desde 1 de enero de 2002, que ha supuesto un importe de 24 millones de euros.

En definitiva, los datos relativos al comportamiento de ENDESA Italia durante 2003 confirman que la compañía continúa evolucionando por encima de lo previsto en su plan de negocio.

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

La demanda de energía eléctrica de los países iberoamericanos en los que opera ENDESA ha registrado una significativa recuperación en el año 2003 en comparación con el año anterior. Este crecimiento ha coincidido con los primeros síntomas de superación de la situación que ha afectado a la economía de la región a lo largo de 2002.

A continuación, se exponen los datos físicos de las actividades de generación y distribución que han registrado las empresas latinoamericanas participadas por ENDESA en 2003 y su comparación con los del año anterior. Los incrementos de la energía producida y de la distribuida confirman la recuperación que se está produciendo en la región y contrastan con la reducción que presentaba la energía generada en el ejercicio 2002 respecto del año anterior (datos en GWh):

GENERACION	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Chile	16.524	0,2	16.495	4,8	15.741
Colombia	10.794	(0,4)	10.837	7,2	10.106
Argentina	11.208	28,1	8.750	(26,2)	11.864
Brasil	3.271	32,6	2.467	9,4	2.256
Perú	4.683	2,5	4.567	1,9	4.480
TOTAL	46.480	7,8	43.116	(3,0)	44.447

DISTRIBUCION-TRANSPORTE	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Chile	10.518	6,3 (1)	9.895	3,9	9.527
Colombia	9.254	3,4	8.951	4,0	8.608
Argentina	12.656	4,3	12.140	(6,0)	12.909
Brasil	13.130	3,7	12.657	4,7	12.091
Perú	3.968	3,0	3.851	4,8	3.675
TOTAL	49.526	4,3	47.494	1,5	46.810

(1) A fin de efectuar la comparación de manera homogénea, si se elimina de 2002 la cifra de distribución de la compañía distribuidora Río Maipo, desinvertida en 2003, el incremento es del 22%.

A pesar de estos síntomas de recuperación, los resultados económicos del negocio eléctrico iberoamericano de ENDESA han continuado influidos en el ejercicio 2003 por las devaluaciones de los cambios medios de las monedas nacionales respecto del euro en comparación con 2002, que han oscilado entre el 9,4% del peso argentino y el 26,7% del peso colombiano. La devaluación media ha sido del 18%. Sin embargo, medidos en las respectivas monedas locales y en dólares, moneda a la que está vinculada una parte significativa de los ingresos de este negocio, los resultados reflejan una situación mucho más estable. Así, el resultado de explotación del ejercicio 2003 del negocio eléctrico iberoamericano de ENDESA se ha situado en 1.071 millones de euros, lo que supone una disminución del 15,5% respecto del mismo período del ejercicio anterior. Por el contrario, medido en las respectivas monedas locales, se incrementa un 4,0% y, medido en dólares, en un 1,3%. Además, hay que tener en cuenta que los gastos capitalizados han disminuido 157 millones de euros en 2003 respecto de 2002, lo que supone un 12,4% del resultado de explotación obtenido en este último año, y que los activos desinvertidos en 2003 generaron un resultado de explotación en 2002 de 36 millones de euros.

En resumen, la evolución del resultado de explotación del negocio eléctrico en Iberoamérica se justifica por un aumento de 244 millones de euros debido a la evolución de los negocios (un 19,2% del resultado de explotación de 2002) y unas disminuciones de 36 millones de euros por el cambio de perímetro de consolidación, de 157 millones de euros por los menores gastos capitalizados y de 248 millones de euros por el efecto de la variación de los tipos de cambio medios entre ambos ejercicios.

La evolución del cash flow operativo del negocio eléctrico iberoamericano de ENDESA, desglosada por actividades, ha sido la siguiente (cifras en millones de euros):

	2003	%Variación	2002	%Variación	2001
Generación	745	(13,2)	858	(11,4)	968
Distribución y transporte (1)	762	(16,4)	911	(18,3)	1.115
Otros	(23)	(32,4)	(34)	N/A	3
TOTAL	1.484	(14,5)	1.735	(16,8)	2.086

(1) A fin de efectuar la comparación de manera homogénea, si se elimina de 2002 la cifra de distribución de la compañía distribuidora Río Maipo, desinvertida en 2003, la reducción sería del 14,1%.

La evolución del resultado de explotación del negocio eléctrico iberoamericano de ENDESA, desglosada por actividades, ha sido la siguiente (cifras en millones de euros):

	2003	%Variación	2002	%Variación	2001
Generación	542	(13,6)	627	(4,0)	653
Distribución y transporte (1)	556	(18,1)	679	(12,3)	774
Otros	(27)	(28,9)	(38)	850,0	(4)
TOTAL	1.071	(15,5)	1.268	(10,9)	1.423

(1) A fin de efectuar la comparación de manera homogénea, si se elimina de 2002 la cifra de distribución de la compañía distribuidora Río Maipo, desinvertida en 2003, la reducción sería del 15,5%.

El cuadro siguiente recoge el cash flow operativo de los negocios de generación y distribución en Latinoamérica en los ejercicios 2001, 2002 y 2003, desglosados de acuerdo con los países en los que ENDESA desarrolla su actividad a través de empresas consolidadas por integración global (millones de euros):

GENERACION	2003	%Variación	2002	%Variación	2001
Chile	260	(30,7)	375	3,6	362
Colombia	185	3,4	179	-7,3	193
Brasil	33	(34,0)	50	-28,6	70
Perú	144	(8,9)	158	-3,1	163
Argentina	123	28,1	96	-46,7	180
TOTAL	745	(13,2)	858	-11,4	968

DISTRIBUCION-TRANSPORTE	2003	%Variación	2002	%Variación	2001
Chile (1)	148	(23,7)	194	(18,3)	208
Colombia	138	3,8	133	-10,7	149
Brasil	321	(22,3)	413	31,5	314
Perú	69	(18,8)	85	-6,6	91
Argentina	86	-	86	-75,6	353
TOTAL	762	(16,4)	911	(20,5)	1.115

(1) A fin de efectuar la comparación de manera homogénea, si se elimina de 2002 el cash-flow operativo de la compañía distribuidora Río Maipo, desinvertida en 2003, la reducción sería del 12,9%.

El cuadro siguiente recoge el resultado de explotación de los negocios de generación y distribución en Latinoamérica en los ejercicios 2001, 2002 y 2003, desglosados de acuerdo con los países en los que ENDESA desarrolla su actividad a través de empresas consolidadas por integración global (millones de euros):

GENERACION	2003	%Variación	2002	%Variación	2001
Chile	172	(38,8)	281	9,8	256
Colombia	143	15,3	124	(6,1)	132
Brasil	26	(35,0)	40	(36,5)	63
Perú	105	(11,0)	118	(2,5)	121
Argentina	96	50,0	64	(20,9)	81
TOTAL	542	(13,6)	627	(4,0)	653

DISTRIBUCION-TRANSPORTE	2003	%Variación	2002	%Variación	2001
Chile (1)	131	(23,4)	171	(18,5)	184
Colombia	75	33,9	56	(13,8)	65
Brasil	254	(25,9)	343	50,4	228
Perú	42	(23,6)	55	(11,3)	62
Argentina	54	-	54	(77,0)	235
TOTAL	556	(15,5)	679	(15,0)	774

(1) A fin de efectuar la comparación de manera homogénea, si se elimina de 2002 el resultado de explotación de la compañía distribuidora Río Maipo, desinvertida en 2003, la reducción sería del 12,7%.

Chile

El resultado de explotación del negocio de generación en Chile ha ascendido a 172 millones de euros, lo que representa una reducción del 38,8% respecto del ejercicio anterior. De esta reducción el 11,7% corresponde al efecto de la evolución del peso chileno con respecto al euro. Descontado este efecto, el resultado de explotación disminuye 76 millones de euros. Esta disminución se debe a una menor capitalización de diferencias de cambio, por importe de 64 millones de euros, en la construcción de la central hidráulica de Ralco, como consecuencia de la revaluación del peso chileno respecto del dólar en 2003, frente a la devaluación sufrida en 2002, así como a la venta de la central hidroeléctrica de Canutillar de 172 MW. Por otra parte, se han dotado mayores amortizaciones por 11 millones de euros que han

compensado el incremento del margen bruto de esta actividad, que ha sido debido a un incremento del 1,5% en la producción y del 7,5% en el precio medio.

Por lo que respecta a la actividad de distribución, el resultado de explotación ha ascendido a 131 millones de euros, lo que representa una reducción del 12,7% respecto del año anterior. No obstante, eliminado el efecto de la evolución del cambio del peso chileno en relación con el euro, el resultado de explotación se ha incrementado un 5,9% lo que pone de manifiesto la evolución positiva de la rentabilidad del negocio de distribución en Chile.

Colombia

El resultado de explotación de la generación se ha situado en 143 millones de euros, con un incremento del 15,3% respecto del obtenido en 2002 a pesar del efecto de la devaluación del peso colombiano en relación con el euro, que ha tenido un efecto negativo del 26,7%. El incremento del resultado se debe prácticamente en su totalidad al aumento del precio medio de venta.

Con respecto al negocio de distribución, se ha producido también una evolución favorable, ya que el resultado de explotación ha alcanzado la cifra de 75 millones de euros, lo que representa un incremento del 33,9% respecto del conseguido en 2002 y del 161,5% una vez eliminado el efecto de la evolución del peso colombiano con respecto al euro. Al igual que en la generación, esta mejora se basa en el incremento en un 33,5% de la cifra de negocios en moneda local, como consecuencia del aumento del 2,5% en la energía vendida y del 30,6% en el precio medio de venta.

Brasil

El resultado de explotación de la generación en Brasil se ha situado en 26 millones de euros, con una disminución de 14 millones de euros en comparación con el obtenido en el ejercicio anterior, lo que equivale al 35% del resultado de explotación del ejercicio 2002. De esta disminución, 6 millones de euros corresponden al efecto de la evolución del cambio del real en relación con el euro. Descontado este efecto, el resultado de explotación disminuye en 8 millones de euros debido a los menores ingresos que de forma provisional están registrándose de acuerdo con la Medida Precautoria dictada por el Tribunal brasileño ante la denuncia de CELG del contrato con Cachoeira Dourada. Cabe señalar que, aunque la Medida Precautoria dictada establece que el contrato se vaya liquidando de forma provisional por un importe menor al establecido en el mismo, el Tribunal ha obligado a CELG a que preste garantías por el importe total fijado en el contrato.

Por lo que respecta a la distribución, el resultado de explotación ha ascendido a 125 millones de euros, con una disminución del 24,7% respecto del obtenido en el ejercicio anterior.

El efecto de la devaluación del real con el euro ha supuesto una reducción del 18,2%, por lo que en moneda local el descenso del resultado de explotación ha sido de 11 millones de euros, lo que representa un 8% del registrado en el año anterior. Esta disminución corresponde en su totalidad a las mayores provisiones realizadas por las distribuidoras brasileñas, por importe de 12 millones de euros. El incremento del 20% en el precio medio de venta ha absorbido tanto el incremento del coste de las compras de energía, como el de los costes operativos.

Por último, el negocio de transporte que lleva a cabo CIEN ha obtenido un resultado de explotación de 129 millones de euros, 48 millones de euros inferior al del ejercicio anterior. Esta disminución se debe a la capitalización de gastos realizada en 2002, fundamentalmente diferencias de cambio, por la construcción de la segunda línea por importe de 89 millones de euros. Descontado este efecto, el resultado de explotación se ha incrementado en 41 millones de euros, lo que refleja el hecho de que la segunda línea ha estado operativa a lo largo de todo el ejercicio 2003. El resultado de explotación de 2003 incorpora los efectos de la renegociación del contrato de COPEL.

Perú

El resultado de explotación del negocio de generación en Perú ha ascendido a 105 millones de euros, con una disminución del 11% respecto del obtenido en 2002. De esta disminución 19 millones de euros corresponden al efecto de la variación de tipos de cambio. Una vez descontado, el resultado de explotación se incrementa en 6 millones de euros, lo que representa un crecimiento del 6,2% respecto del obtenido en 2002. Este crecimiento se debe a un aumento de 14 millones de euros en el margen bruto,

que se ha visto en parte compensado por un aumento de 6 millones de euros en las amortizaciones. El aumento del margen bruto se ha debido fundamentalmente al incremento del 6,2% en la producción.

Por lo que respecta al negocio de distribución, el resultado de explotación ha ascendido a 42 millones de euros, con una disminución de 13 millones de euros sobre el obtenido el año anterior. Descontado el efecto de la variación de los tipos de cambio, la disminución del resultado de explotación ha sido de 5 millones de euros, equivalente al 11,3% del resultado de explotación de 2002, y se ha debido al mayor incremento de los precios de compra de energía pagados a los generadores respecto del incremento más moderado en el precio facturado por el negocio de distribución al cliente final.

Argentina

El resultado de explotación del negocio de generación en Argentina ha ascendido a 96 millones de euros en 2003, con un aumento del 50% respecto del ejercicio anterior. Este aumento, que se ha producido a pesar de la devaluación del 9,4% en el cambio medio del peso argentino en relación con el euro entre los ejercicios 2003 y 2002, ha sido posible por el aumento del 30% en la producción y el de los niveles de precios en euros, ya que una parte significativa de las ventas de este negocio están dolarizadas.

Por lo que respecta al negocio de distribución, el resultado de explotación ha ascendido a 44 millones de euros, lo que representa un descenso del 10,2% respecto del obtenido en el ejercicio anterior. La totalidad de esta disminución se debe al efecto de la variación del tipo de cambio. Medido en moneda local, el resultado de explotación mantiene el mismo nivel que en 2002, ya que el incremento de costes en moneda local ha cubierto el incremento de la energía suministrada y del precio, un 4% en ambos casos, y no se ha recuperado el efecto de la devaluación de la moneda.

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):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Telecomunicaciones	(69)	(87,2)	(537)	471,3	(94)
Gas (1)	-	N/A	8	(11,1)	9
Cog. y renovables	17	(19,0)	21	C/S	(14)
Aguas	23	666,7	3	(78,6)	14
Otros	(2)	N/A	9	N/A	(16)
TOTAL	(31)	(93,8)	(496)	N/A	(101)

(1) En el año 2003 la actividad de gas se ha integrado organizativamente dentro del negocio eléctrico español.

▪ Resultados financieros

Los resultados financieros netos de ENDESA registraron un importe negativo de 735 millones de euros en el ejercicio 2003, lo que supone una mejora de 899 millones de euros respecto del ejercicio 2002, con el siguiente desglose (cifras en millones de euros):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Ingr. financieros:	915	40,6	651	11,5	584
Ingresos financieros	261	0,4	260	55,7	167
Diferencias positivas de cambio	544	138,6	228	(17,4)	276
Corrección monetaria	110	(32,5)	163	15,6	141
Gtos financieros:	1.650	(27,8)	2.285	(0,9)	2.306
Gastos financieros	1.484	(1,0)	1.499	(7,9)	1.628
Variación prov. Inv. Financieras	5	(44,4)	9	125,0	4
Diferencias negativas de cambio	161	(79,3)	777	15,3	674
Total resultado financiero	(735)	55,0	(1.634)	5,1	(1.722)

Gastos financieros netos

El coste medio de la deuda financiera de ENDESA en el ejercicio 2003 ha sido del 5,17%. El correspondiente a la deuda de ENDESA sin incluir ENERSIS se ha situado en un 4,30%.

Los gastos financieros netos han ascendido a 1.223 millones de euros, con una reducción de 16 millones respecto del ejercicio 2002. Los gastos financieros del ejercicio 2003 incluyen 68 millones de euros correspondientes a los gastos y amortizaciones extraordinarias de gastos asociados a las cancelaciones

anticipadas de deuda realizadas fundamentalmente en Iberoamérica como consecuencia de la reestructuración financiera realizada por el Grupo en 2003. Descontado este efecto de carácter extraordinario los gastos financieros netos han disminuido en 84 millones de euros respecto de los del ejercicio 2002.

La asignación de la deuda y su coste medio por negocios a 31 de diciembre de 2003 han sido los que se señalan a continuación (cifras en millones de euros):

	DEUDA 31-12-03	COSTE MEDIO (%)	DEUDA 31-12-02	COSTE MEDIO (%)	DEUDA 31-12-01	COSTE MEDIO (%)
Negocio eléctrico español	6.429	4,59	9.394	4,26	11.768	4,57
Negocio eléctrico en Latinoamérica	6.560	6,79	9.599	6,25	11.525	7,02
Deuda de Enersis con terceros	4.630	7,77	6.984	7,05	8.570	7,7
Resto	1.930	4,57	2.615	4,17	2.955	5,1
Negocio eléctrico en Europa	2.437	2,96	1.627	3,83	-	-
Otros negocios	1.824	4,13	2.127	4,13	1.714	5,77
TOTAL	17.250	5,17	22.747	5,05	25.007	5,85

Diferencias de cambio

Las diferencias de cambio netas registradas en el ejercicio 2003 han supuesto un beneficio de 383 millones de euros. De este importe, 108 millones de euros corresponden a diferencias de cambio realizadas en la cancelación de 825 millones de dólares de deuda de ENDESA en España denominada en esta moneda y que se ha sustituido por deuda en euros.

Por otra parte, de estas diferencias positivas de cambio, 76 millones de euros corresponden a la revaluación en un 13,8% del peso argentino respecto del dólar registrada durante el período. No obstante, siguiendo criterios de prudencia contable, ENDESA ha decidido no trasladar al resultado neto las diferencias de cambio positivas correspondientes a las compañías participadas en Argentina, sino que las ha incorporado a las provisiones.

▪ Puesta en equivalencia

El resultado de las sociedades puestas en equivalencia atribuible a ENDESA en el ejercicio 2003 ha sido positivo en 30 millones de euros, frente a los 93 millones de euros negativos del ejercicio anterior. Esta mejora ha sido posible, a pesar de la desinversión de la participación en Repsol y de la del 7% de Red Eléctrica, como consecuencia de la disminución en 163 millones de euros de las pérdidas aportadas por Auna y Smartcom, que han tenido un efecto negativo conjunto de 50 millones de euros, frente a los 213 millones del ejercicio 2002.

En el caso de Auna, el buen comportamiento de esta sociedad ha producido una significativa mejora del resultado que incorpora a ENDESA conforme a su participación. Éste ha pasado de 160 millones negativos en el ejercicio 2002, a 16 millones también negativos en el presente año. Además, la sociedad ha conseguido equilibrar prácticamente su resultado en el segundo semestre de 2003.

A 31 de diciembre de 2003, Auna contaba con 8.160.000 clientes en telefonía móvil (1.700.000 más que a 31 de diciembre de 2002) y había aumentado su cuota de mercado al 21,9%, frente al 18,6% que tenía al 31 de diciembre de 2002. Además, tenía 636.524 clientes en la red de cable. A su vez, la operadora chilena de telefonía móvil Smartcom ha alcanzado en el ejercicio 2003 un "cash flow" operativo de 19 millones de euros. El resultado negativo que ha incorporado a ENDESA ha pasado de 53 millones de euros en el ejercicio 2002, a 34 millones de euros en 2003.

La compañía chilena tenía 1.170.000 clientes a 31 de diciembre de 2003, un 23,7% más que al cierre de 2002, con una cuota de mercado del 16,5%.

▪ Amortización del fondo de comercio

El fondo de comercio en el balance consolidado de ENDESA asciende a un total de 4.584 millones de euros, desglosado por sociedades al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 como sigue (cifras en millones de euros):

	2001	ALTAS	BAJAS	AMORT.	OTROS	2002	ALTAS	BAJAS	AMORT.	OTROS	2003
ENDESA Italia	763	-	-	(77)	774	1.460	-	(10)	(77)	-	1.373
G.Enersis	2.065	-	-	(123)	(512)	1430	50	(71)	(80)	(151)	1.178
ENDESA Chile	1.163	-	-	(64)	(233)	866	-	-	(54)	2	814
Auna	283	123	-	(20)	(1)	385	-	-	(23)	1	363
Snet	275	-	-	(14)	-	261	-	-	(14)	-	247
Cerj	203	14	-	(13)	(2)	202	36	(15)	(14)	(29)	180
Chilectra	216	-	-	(11)	(43)	162	-	-	(9)	2	155
Repsol	106	-	-	(5)	-	101	-	(101)	-	-	-
Smartcom	395	-	(317)	(21)	1	58	-	-	(4)	-	54
Coelce	2	-	-	-	-	2	-	-	(12)	185	175
Otros	72	8	(21)	(7)	(9)	43	17	(15)	(2)	2	45
TOTAL	5.543	145	(338)	(355)	(25)	4.970	103	(212)	(289)	12	4.584

Dentro de las variaciones en el fondo de comercio en el curso del ejercicio 2003, la baja del fondo de comercio del Grupo Enersis por 71 millones de euros corresponde al fondo de comercio asignado a Río Maipo, sociedad filial de Enersis vendida en el año 2003. La baja del fondo de comercio de Repsol por 101 millones de euros también es consecuencia de la operación de desinversión realizada en el primer trimestre de 2003.

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 289 millones de euros, con una disminución del 18,59% respecto al año 2002.

Con motivo de la entrada en vigor de la Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), a partir del ejercicio 2005, el fondo de comercio de consolidación no se amortizará, si bien todos los años deberá analizarse la recuperación del mismo verificando que el valor de los activos incluido el fondo de comercio no supera el valor razonable (*"fair value"*) de los mismos. En caso contrario, el exceso debería cancelarse contra resultados. De acuerdo con los trabajos realizados hasta la fecha de registro del presente Folleto para la adaptación de los estados financieros consolidados de ENDESA a las Normas Internacionales de Contabilidad, no es previsible que sea necesario realizar ningún ajuste significativo al fondo de comercio registrado actualmente como consecuencia del cambio de normas contables.

▪ Resultado de las actividades ordinarias

El resultado de las actividades ordinarias ascendió a 2.150 millones de euros, cifra un 43,3% superior al del año 2002. De este resultado, 1.314 millones de euros, es decir, un 61,1% del total, corresponden al negocio eléctrico nacional, 154 millones de euros, esto es, 7,2% del total, al negocio eléctrico en Europa, y 718 millones de euros, esto es, un 33,4% al negocio eléctrico en Latinoamérica. El resultado atribuible a otros negocios, asciende a 36 millones de euros negativos, lo que representa un 1,7% negativo sobre el resultado total de las actividades ordinarias.

▪ Resultados extraordinarios

Los resultados extraordinarios de ENDESA se han situado en 277 millones de euros en el ejercicio 2003. Las principales partidas que componen este saldo son las siguientes:

- La plusvalía de 543 millones de euros derivada de la venta de los activos de transporte.
- La plusvalía de 154 millones de euros por la venta de determinados inmuebles en España.
- La plusvalía de 44 millones de euros por la venta del 7% de Red Eléctrica de España.
- La plusvalía de 13 millones de euros en la venta de MADE Tecnologías Renovables.
- La pérdida de 8 millones de euros por la venta de la participación que poseía en Repsol.
- La plusvalía de 110 millones de euros obtenida por ENERSIS en la venta de Río Maipo. Cabe señalar que se ha procedido a la amortización de fondo de comercio por la parte de esta plusvalía que corresponde al 65% de participación de ENDESA tenía en ENERSIS en el momento de la venta, es decir, 71 millones de euros. El resto de la misma, que corresponde a accionistas minoritarios, incrementa el saldo del resultado de socios externos. En consecuencia, la venta de Río Maipo no ha tenido ningún efecto positivo sobre el resultado neto de ENDESA.

- Las dotaciones netas de provisiones por importe de 555 millones de euros. De esta cantidad, 366 millones de euros corresponden al negocio eléctrico nacional y 167 millones de euros al negocio eléctrico en Iberoamérica.

Entre las provisiones dotadas en el negocio eléctrico español, destaca la dotación de 177 millones de euros para cubrir el mayor coste de las bajas de personal, debido fundamentalmente al adelanto en las fechas de salida, sobre las inicialmente previstas, de una parte de los trabajadores afectados por los expedientes de regulación de empleo vigentes y a la mayor inflación real sobre la prevista. Del resto de las dotaciones a provisiones, 115 millones de euros se destinan a cubrir riesgos por litigios o reclamaciones de terceros pendientes de resolver y 41 millones de euros corresponden a la cobertura de gastos futuros derivados de reparaciones extraordinarias y reestructuración de instalaciones.

Las dotaciones de provisiones en el negocio eléctrico en Iberoamérica incluyen 109 millones de euros para cubrir litigios y reclamaciones de terceros en Brasil y una dotación de 36 millones de euros para cubrir las inversiones en Argentina, que es adicional a los 145 millones de euros dotados en 2002.

Esta dotación es consecuencia del aumento patrimonial alcanzado en el ejercicio 2003 por las compañías argentinas participadas por ENDESA, derivado en su mayor parte de la favorable evolución del peso, y responde a la voluntad de la Empresa 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 tiene en este país.

▪ **Resultados consolidados antes de impuestos**

El resultado consolidado antes de impuestos ascendió a 2.427 millones de euros, cifra un 54,5% superior a la del ejercicio 2002. De este resultado, 1.694 millones de euros, es decir, un 69,8% del total, corresponden al negocio eléctrico nacional, el resultado atribuible al negocio eléctrico en Europa asciende a 150 millones de euros, lo que representa un 6,2% sobre el resultado consolidado antes de impuestos, el resultado atribuible al negocio eléctrico en Latinoamérica asciende a 618 millones de euros negativos, lo que representa un 25,5% sobre el resultado total antes de impuestos. El resultado atribuible a otros negocios asciende a 35 millones de euros negativos, lo que representa un 1,4% negativo sobre el resultado total antes de impuestos..

• **Impuesto sobre beneficios**

El gasto por impuesto sobre beneficios del ejercicio 2003 ascendió a 550 millones de euros, cifra un 25,9% superior a la del ejercicio 2002. Por negocios, el impuesto sobre beneficios se distribuye como sigue: 435 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico nacional, 46 millones de euros positivos correspondientes al negocio eléctrico europeo, 79 millones de euros del negocio eléctrico en Latinoamérica, y 10 millones de euros positivos de otros negocios.

• **Resultados consolidados después de impuestos**

El resultado consolidado después de impuestos ascendió a 1.877 millones de euros, cifra un 65,5% superior a la del ejercicio 2002. De este resultado, 1.259 millones de euros, es decir, un 67,1% del total, corresponden al negocio eléctrico nacional, 104 millones de euros, esto es, un 5,5% al negocio eléctrico europeo, y 539 millones de euros, esto es, un 28,7%, al negocio eléctrico en Latinoamérica. El resultado atribuible a otros negocios asciende a 25 millones de euros negativos, lo que representa un 1,3% 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 565 millones de euros (455 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico en Latinoamérica, 52 millones de euros positivos atribuibles al negocio eléctrico nacional, 52 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico en Europa, y 6 millones de euros atribuibles a otros negocios), ascendió a 1.312 millones de euros, cifra un 3,3% superior a la del año 2002. De dicho resultado, 1.207 millones de euros, es decir, un 92,0% del total, corresponden al negocio eléctrico nacional, 52 millones de euros, esto es, un 4,0% al negocio eléctrico en Europa, 84 millones de euros, es decir, un 6,4% corresponde al negocio eléctrico en Latinoamérica, y 31 millones de euros negativos, esto es, un 2,4% 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:	1.306
ENDESA	(238)
Grupo ENDESA Generación	482
Grupo ENDESA Red	701
ENDESA Energía	61
ENDESA Servicios	6
Grupo ENDESA Diversificación	(26)
Grupo ENDESA Internacional	84
ENDESA Net Factory	(5)
ENDESA Financiación Filiales	137
Teneguía	52
Grupo ENDESA Europa	52
Puesta en equivalencia:	6
Red Eléctrica	6
TOTAL	1.312

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):

	Instalaciones Técnicas de Energía Eléctrica			Gastos Diferidos por Transición a la Competencia			Total		
	Saldo Inicial	Imput. Rdos.	Saldo Final	Saldo Inicial	Imput. Rdos.	Saldo Final	Saldo Inicial	Imput. 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
2003	1.221	(15)	1.206	294	(4)	290	1.515	(19)	1.496
Total 31/12/03	-	-	1.206	-	-	290	-	-	1.496

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	2003
Saldo inicial	4.388	4.313	4.095	3.768	3.631	2.678
Efecto venta de Viesgo	-	-	-	-	(224)	-
Intereses devengados	221	130	170	157	111	60
Cobros	(296)	(348)	(267)	(25)	-	(61)
Excesos de 6 pesetas	-	-	(192)	(214)	(709)	-
Déficit de tarifa	-	-	170	-	475	-
Reconocimiento del déficit	-	-	-	-	(610)	-
Regularizaciones de años anteriores	-	-	(208)	(55)	4	(44)
Asignación CTC's adicionales a Elcogás	-	-	-	-	-	(55)
Saldo final	4.313	4.095	3.768	3.631	2.678	2.578

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.

Desde el año 2001 los ingresos por CTC's se han registrado en función de los devengados en la 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 los porcentajes del 7,75%, 6,24% y 1,26% previstos para los años 2001, 2002 y 2003 respectivamente en la citada senda.

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:

AÑO	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) Cesión del derecho de compensación por el déficit de ingresos de las actividades reguladas

En relación con los costes correspondientes al desajuste de ingresos de las actividades reguladas correspondientes a los ejercicios 2000, 2001 y 2002, y a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares de los ejercicios 2001 y 2002, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, contempla la posibilidad de que los ingresos correspondientes a los costes reconocidos por estos conceptos puedan ser objeto de titulización, conforme al Real Decreto 926/1998 de Titulización de Activos.

El 3 de octubre de 2003 se ha publicado la Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, en lo referente a la cesión y/o

titulización del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares, regulando los aspectos esenciales del proceso de cesión o titulización de estos derechos.

Entre otros aspectos, esta Orden Ministerial regula la garantía de inclusión como coste de la tarifa para su recuperación a 31 de diciembre de 2010, el valor de los derechos, el tipo de interés reconocido a los mismos (que se fija en el Euribor a tres meses) y el procedimiento para la determinación de la anualidad que se ha de incluir en el cálculo de las tarifas eléctricas de los ejercicios 2003 a 2010 en relación con estos costes.

El valor a 31 de diciembre de 2002 del desajuste de ingresos de las actividades reguladas se fija con carácter definitivo en 1.522 millones de euros, de los que corresponden a ENDESA 658 millones de euros, es decir, un 43,22%. La determinación definitiva del valor del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares, que corresponde en su totalidad a ENDESA, ha quedado pendiente de la aplicación del sistema retributivo fijado en la nueva normativa sobre sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Con fecha 22 de diciembre de 2003, tras un proceso de solicitud y análisis de ofertas coordinado a través de Unesa, se ha materializado la cesión, por parte de las empresas miembros de la asociación, del importe correspondiente al derecho de compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas de los ejercicios 2000, 2001 y 2002 a las entidades BBVA, SCH, Caja Madrid y Merrill Lynch.

D) Préstamos y Deudas Financieras

En el marco de una política de eficiencia y reducción de costes, la función financiera en España se centraliza en la empresa holding ENDESA, que acude a los mercados cubriendo las necesidades de aquellas filiales que lo precisen. Por lo que respecta a Enersis, ésta gestiona con autonomía sus recursos financieros con la supervisión y coordinación de ENDESA.

Durante el año 2003, se ha reforzado considerablemente la posición financiera de ENDESA. Se ha reducido de forma significativa el nivel de endeudamiento, alargando la vida media de la deuda y mejorando la posición de liquidez. En lo que respecta al negocio en Iberoamérica, se ha completado con éxito el Plan de Fortalecimiento Financiero de Enersis.

Las principales mejoras alcanzadas durante el ejercicio se resumen a continuación:

- Se ha reducido la deuda financiera neta en 5.497 millones de euros. Esta ha pasado de 22.747 a 31 de diciembre de 2002 a 17.250 millones de euros a 31 de diciembre de 2003, lo que representa una reducción del 24,2%.
- Las distintas operaciones financieras realizadas durante el año han incrementado la vida media de la deuda de 4,4 años en diciembre de 2002 a 5,3 años en diciembre de 2003.
- A 31 diciembre de 2003, la situación de liquidez de ENDESA sin Enersis ascendía a 4.815 millones de euros, de los cuales 3.742 millones de euros correspondían a líneas de crédito disponibles y 1.073 millones de euros a disponible en tesorería. Esta posición de liquidez permite tener totalmente cubiertos los vencimientos de principal de los próximos dos años.
- Se ha reducido la exposición al riesgo por variación de los tipos de interés, representando la deuda fija y protegida un 99% del endeudamiento neto total de ENDESA a 31 de diciembre de 2003.
- Se ha llevado a cabo el Plan de Fortalecimiento Financiero de Enersis que se asentaba en tres bases: la renegociación de la deuda bancaria de Enersis y Endesa Chile por importe de 2.330 millones de dólares, ventas de activos no estratégicos y una ampliación de capital en Enersis por un importe equivalente a 2.104 millones de dólares que se ha completado en diciembre.

Durante 2003, ENDESA ha reforzado su estructura de capital mediante una emisión de participaciones preferentes perpetuas. Esta emisión fue efectuada en marzo de 2003 y por importe de

1.500 millones de euros y estaba destinada al mercado minorista doméstico. La operación ha diversificado las fuentes de financiación de ENDESA a largo plazo y mejorado la estructura de capital al ampliar la base de recursos no exigibles.

En cuanto a otras fuentes de financiación, ENDESA sigue manteniendo una presencia muy activa en los mercados de capitales a través de los programas de euro bonos y de pagarés. A pesar de la falta de liquidez de los mercados, en febrero de 2003 se aprovechó la oportunidad para realizar una nueva emisión de eurobonos por importe de 700 millones de euros y plazo de diez años. Esta operación fue complementada en el mes siguiente con la formalización de un préstamo a cinco años, en modalidad de Club Deal, por importe de 1.500 millones de euros. Ambas operaciones se enmarcan en la estrategia de alargar la vida media de la deuda. En el mes de octubre, como consecuencia de la favorable posición de liquidez de la compañía y de la mejora en los mercados de capitales y de deuda, se amortizó anticipadamente la operación de Club Deal.

A 31 de diciembre de 2003, el porcentaje de financiación captada a través de los Mercados de Capitales es ligeramente superior al del cierre del año anterior. Al final del año 2003 representaba un 63% del total del endeudamiento bruto consolidado de ENDESA. Además, a lo largo de 2003 ENDESA ha formalizado líneas de crédito bilaterales a largo plazo con diversas entidades financieras que, junto con las previamente existentes, totalizan un importe de 3.800 millones de euros. Esto ha mejorado de forma significativa su posición de liquidez al cierre del ejercicio. A 31 de diciembre solamente estaban dispuestos 294 millones de euros con cargo a estas líneas.

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	15-07-04
Moody's	Baa1	Positiva	02-07-04
Fitch Ratings	A	Estable	19-12-03

La deuda financiera de ENDESA contiene las estipulaciones financieras ("covenants") habituales en contratos de esta naturaleza, no habiéndose producido incumplimientos de tales estipulaciones a la fecha de registro del presente Folleto. 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.

La deuda financiera de Enersis contiene las estipulaciones financieras ("covenants") habituales en contratos de esta naturaleza. Con respecto a cláusulas relacionadas con la calificación crediticia ("rating triggers"), créditos por 350 millones de dólares de Enersis y 250 millones de dólares de ENDESA Chile contratados con sendos sindicatos de bancos, tienen definido el margen aplicable sobre Libor en función de la clasificación crediticia de Standard & Poor's para sus respectivas deudas en moneda extranjera, de modo que una mejora del rating significaría un menor tipo de interés y una disminución del mismo, un aumento del tipo de interés para dichos créditos.

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. En general, cualquier incumplimiento de pago en deudas cuyo principal exceda los 30 millones de dólares provocaría un cross default a nivel de Enersis y/o ENDESA Chile. Por otra parte, dichos convenios contienen provisiones de "cross acceleration" con umbrales de al menos 30 millones de dólares. Dichas provisiones pueden desencadenar un default, bajo ciertas circunstancias a solicitud de los acreedores. Algunos ejemplos de dichas provisiones son acciones gubernamentales, procesos de insolvencia, expropiaciones de activos y sentencias judiciales. Por el contrario, la deuda financiera de ENDESA no contiene ningún tipo de cláusulas de incumplimiento cruzado en relación con sus filiales latinoamericanas.

Energis y sus filiales no se encuentran en ninguna situación de incumplimiento financiero o cualquier otro tipo de incumplimiento ("event of default" por impago o por otro tipo de compromisos contractuales) que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus préstamos o créditos.

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del endeudamiento neto del Grupo en los tres últimos ejercicios (cifras en millones de euros):

	2003	2002	2001
EVOLUCION ENDEUDAMIENTO NETO			
Emisión de Obligaciones y Bonos a Largo Plazo	9.568	10.213	11.339
Deudas con Entidades de Crédito a Largo plazo	4.254	6.645	8.433
Otras Deudas a Largo Plazo	1.070(1)	491(2)	644(3)
1.1. Endeudamiento Financiero a Largo Plazo	14.892	17.349	20.416
Emisión de Obligaciones y Bonos a Corto Plazo	2.664	4.099	2.583
Deudas con Entidades de Crédito a Corto Plazo	1.763	2.989	2.449
1.2. Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	4.427	7.088	5.032
1. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO BRUTO	19.319	24.437	25.448
Inversiones Financieras Temporales	2.139	1.987	701
Inversiones Financieras Temporales no deducidas de Endeudamiento Financiero (4)	(253)	(498)	(612)
Tesorería	183	201	352
2. TESORERIA DISPONIBLE	2.069	1.690	441
3. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO NETO (3=1-2)	17.250	22.747	25.007
Apalancamiento	125,5%	202,8%	201,4%
Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Bruto	45,6%	32,9%	34,0%
Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Neto	51,0%	35,4%	34,6%
Endeudamiento Financiero Bruto / Deudas Totales	73,5%	77,9%	78,8%
Endeudamiento Financiero C.P. / Endeudamiento Financ. Bruto	22,9%	29,0%	19,8%
Gastos Financieros / Deuda Financiera Bruta	7,7%	6,1%	6,4%
Tesorería Disponible / Endeudamiento Financiero C.P.	46,7%	23,8%	8,8%

(1) Incluye intereses devengados (-136 millones de euros), deuda de filiales no consolidadas (+37 millones de euros), deuda asignada a acreedores (+1.262 millones de euros) y otros (-93 millones de euros).

(2) Incluye intereses devengados (-154 millones de euros), deuda de filiales no consolidadas (+209 millones de euros), deuda asignada a acreedores (+527 millones de euros) y otros (-91 millones de euros).

(3) Incluye intereses devengados (-204 millones de euros), deuda de filiales no consolidadas (+145 millones de euros), deuda asignada a acreedores (+621 millones de euros) y otros (+82 millones de euros).

(4) Corresponde a inversiones financieras temporales no consideradas como liquidez a efectos de netear la deuda dada su naturaleza o plazo de vencimiento.

A continuación se relacionan con detalle las operaciones financieras más relevantes realizadas por ENDESA en 2003:

- En marzo, se concertó un préstamo en la modalidad de Club Deal por 1.500 millones de euros con una vida media de 4,5 años. Esta operación ha sido amortizada en su totalidad a 30 de octubre de 2003.
- Se ha procedido a renegociar el vencimiento de las líneas de crédito a largo plazo existentes, alargando su plazo hasta cinco años. Además, se han formalizado, al mismo plazo, nuevas operaciones por un importe agregado de 950 millones de euros. A 31 de diciembre de 2003, el importe formalizado de estas pólizas es de 3.800 millones de euros con una vida media total de cinco años.
- En el marco del programa de euro bonos, International ENDESA B.V. realizó una nueva operación en el mes de febrero, con garantía de Endesa S.A., por un importe agregado de 700 millones de euros, con un vencimiento a 10 años.
- Se ha seguido emitiendo papel comercial bajo el programa de Euro Commercial Paper de International ENDESA B.V., con garantía de ENDESA S.A., cuyo límite es de 2.000 millones de dólares. La deuda media bajo este programa ha sido 819 millones de euros durante el año 2003 y se han realizado un total de 79 operaciones. Su deuda viva a final del ejercicio era de 571 millones de euros.
- Bajo el programa de pagarés doméstico, ENDESA S.A. ha continuado realizando subastas quincenales a las que acuden las principales entidades financieras nacionales. El número de operaciones realizadas en el año 2003 fue de 111 y la deuda media bajo este programa

alcanzó los 371 millones de euros en 2003. Su saldo vivo al final de ejercicio era de 250 millones de euros.

- Durante el mes de agosto, ENDESA Italia formalizó un préstamo a 10 años con el Banco Europeo de Inversiones por un importe de 250 millones de euros y en noviembre se firmó un préstamo, en la modalidad de Club Deal, por importe de 500 millones de euros y un plazo de vencimiento de tres años.

Con carácter adicional, en el mes de febrero, ENDESA formalizó, a través de su filial Endesa Capital Finance LLC, una emisión de participaciones preferentes perpetuas por importe de 1.500 millones de euros con un tipo de interés máximo de 7%. Posteriormente, mediante la contratación de coberturas financieras, el coste máximo de esta operación se ha reducido hasta el 5,53%.

En relación con las operaciones financieras de Enersis, las más relevantes se encuentran detalladas en el *Capítulo IV, apartado IV.2.2.3*.

Al 31 de diciembre de 2003, la asignación de la deuda y su coste medio por negocios es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

	2003		2002		2001	
	DEUDA	COSTE MEDIO (%)	DEUDA	COSTE MEDIO (%)	DEUDA	COSTE MEDIO (%)
Negocio eléctrico español	6.429	4,59	9.394	4,26	11.768	4,57
Negocio eléctrico en Latinoamérica	6.560	6,79	9.599	6,25	11.525	7,02
Deuda de Enersis con terceros	4.630	7,76	6.984	7,05	8.570	7,7
Resto	1.930	4,57	2.615	4,17	2.955	5,1
Negocio eléctrico en Europa	2.437	2,96	1.627	3,83	-	-
Otros negocios	1.824	4,13	2.127	4,13	1.714	5,77
TOTAL	17.250	5,17	22.747	5,05	25.007	5,85

El coste medio por intereses de los 6.429 millones de euros de deuda del negocio eléctrico nacional de ENDESA fue del 4,59% en el año 2003. El gasto por intereses durante el año 2003 fue de 407 millones de euros. A su vez, el coste medio por intereses de los 6.560 millones de euros de deuda del negocio eléctrico latinoamericano fue del 6,79%, mientras que su gasto financiero por intereses fue de 571 millones de euros. Por lo que respecta al negocio eléctrico europeo, la deuda ascendió a 2.437 millones de euros, con un coste medio del 2,96%. El gasto financiero se situó en 50 millones de euros. En otros negocios, la deuda ascendió a 1.824 millones de euros, con un coste medio del 4,13% y un gasto financiero de 75 millones de euros. En definitiva, ENDESA consolidado tuvo, en el año 2003, un coste medio por intereses del 5,17% (1.103 millones de euros), frente al 5,05% 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):

	2003	% Variación	2002	% Variación	2001
Obligaciones y Otros Valores	12.232	(14,5)	14.312	2,8	13.922
Obligaciones y Bonos	10.310	(6,0)	10.966	(4,4)	11.470
Pagarés	1.838	(43,9)	3.277	39,1	2.356
Intereses devengados	84	21,7	69	(28,1)	96
Entidades de Crédito	6.017	(37,5)	9.634	(11,5)	10.882
Euros	3.582	(16,0)	4.264	2,6	4.154
Dólares USA	1.983	(58,7)	4.797	(25,9)	6.477
Yenes	67	(50,7)	136	70,0	80
Otras	333	(15,3)	393	523,8	63
Intereses devengados	52	18,2	44	(59,3)	108
TOTAL	18.249	(23,8)	23.946	(3,5)	24.804

Al 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001, las Sociedades del Grupo tenían concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 3.742, 2.083, y 1.816 millones de euros, respectivamente.

Al cierre del ejercicio 2003, el importe vivo 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), 8.094 millones de euros, Coberturas de tipo máximo y mínimo (Collar), 3.173 millones de euros, y descenso del tipo máximo del coste de las participaciones preferentes del 7%

T.A.E. al 5,53% T.A.E. (Cap Spread) por 1.500 millones de euros. El coste de contratación de dichas operaciones ha sido cargado en la cuenta de pérdidas y ganancias siguiendo un sistema financiero.

Por cobertura de tipo de cambio, a 31 de diciembre de 2003 existen las siguientes operaciones: Permuta de divisa (Currency Swap), 807 millones de euros, y Acuerdos a futuros de tipos de cambio contratado (Forward), 551 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), 3.954 millones de euros, Permutas de divisa (Swap), 987 millones de euros.

D) Servicio de la deuda

La evolución prevista del servicio de la deuda de ENDESA, a 31 de diciembre de 2003, se recoge en los cuadros siguientes (cifras en millones de euros):

REEMBOLSOS	2004	2005	2006	2007	2008	RESTO
Obligaciones y otros valores negociables	2.580	742	2.128	177	414	6.107
Deudas con entidades de crédito	1.711	429	1.688	495	502	1.140
TOTAL	4.291	1.171	3.816	672	916	7.247
Gastos financieros brutos (1)	827	730	618	503	464	N/A

(1) Incluye intereses estimados para el nominal bruto de deuda antes de derivados al 31 de diciembre de 2003, estando por ello sujetos a incertidumbres y variaciones por lo que no se puede asegurar que su evolución futura coincida con lo declarado o esperado.

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 2003, 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	11.093	703	11.796
Divisas	5.937	(483) (*)	5.454
TOTAL	17.030	220	17.250

(*) La rápida reducción de la deuda del Grupo Endesa conllevó a 31 de diciembre de 2003 una situación temporal de exceso de protección de riesgo de tipo de interés en relación con la deuda subyacente denominada en divisa no euro. Esta situación ha desaparecido en el primer trimestre de 2004.

Una vez consideradas las operaciones de cobertura existentes a esa fecha, el saldo de endeudamiento sujeto a riesgo de tipos de interés sería de 220 millones de euros.

F) Cobertura de Riesgos

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 2003.

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 2003. 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 2003 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 2003 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 2003. 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 2003 (cifras expresadas en millones):

Vencimiento	Combustible	Volumen (Tm)	Valor de mercado (€)
2004	Fuel	0,309	4,498
	Gasoleo	0,171	3,497
2005			
	Fuel	0,009	-0,016
Total Valor de Mercado			7,979

A 31 de diciembre de 2003, había acordadas compras de carbón para el año 2004 con precio cerrado por valor de 10,2 millones de Tm.

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 2003 (cifras en millones de euros):

	Vencimiento	Valor de mercado
Operaciones trading Holanda	2004	0,1
	2005	-
Operaciones trading resto Europa	2004	4,3
	2005	1,4

	2007	-
TOTAL	-	5,8

I) Fondo de Maniobra

ENDESA integra en centros de servicios compartidos la gestión de cobros y pagos de la mayoría de sus filiales en España. 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 90 días.

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del fondo de maniobra del Grupo para los ejercicios 2001, 2002 y 2003 (cifras en millones de euros):

GRUPO ENDESA	2003	2002	2001
EVOLUCION FONDO DE MANIOBRA			
+ Existencias	644	763	732
+ Clientes (1)	2.713	2.546	2.784
- Acreedores Comerciales	(2.385)	(2.573)	(2.253)
= Fondo de Maniobra de Explotación Ajustado	972	736	1.263
+ Otros Deudores a Corto Plazo	1.383	1.319	1.496
- Otros Acreedores No Financieros a Corto Plazo	(1.880)	(1.921)	(2.325)
= Fondo de Maniobra de Explotación	475	134	434
+ Tesorería Disponible	2.322	2.188	1.053
+Financiación (recibida) concedida Neta Grupo a Corto Plazo	-	-	-
- Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	(4.427)	(7.088)	(5.032)
= FONDO DE MANIOBRA NETO	(1.630)	(4.766)	(3.545)
% Fondo de Maniobra Neto / Capitales Permanentes (2)	(3,7%)	(11,0%)	(7,6%)
% Fondo de Maniobra Neto / Stocks	(253,1%)	(624,6%)	(484,3%)

(1) Clientes: Clientes por ventas y prestación de servicios – Provisiones

(2) Capitales Permanentes: Total pasivo – Fondo de maniobra neto

Al 31 de diciembre de 2003 el fondo de maniobra de explotación es positivo por importe de 475 millones de euros. El fondo de maniobra neto de ENDESA en esa misma fecha es negativo por importe de 1.630 millones de euros debido a la utilización de instrumentos de financiación a corto plazo. Al 31 de diciembre de 2003, existen líneas disponibles a largo plazo por importe de 3.742 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 2001, 2002 y 2003 (cifras en millones de euros):

	2003	2002	2001
ACTIVO			
INMOVILIZADO	21.262	22.567	23.825
Gastos de Establecimiento	0	1	2
Inmovilizaciones Inmateriales	21	22	21
Inmovilizaciones Materiales	12	154	107
Inmovilizaciones Financieras	21.212	22.308	23.594
Acciones Propias	17	82	101
GASTOS DISTRIBUIR VAR. EJERCICIOS	641	663	855
ACTIVO CIRCULANTE	1.157	1.893	991
Existencias	-	-	-
Deudores	360	413	118
Inversiones Financieras Temporales	791	1.465	867
Tesorería	3	0	1
Ajustes por Periodificación	3	15	5
TOTAL ACTIVO	23.060	25.123	25.671
PASIVO			
FONDOS PROPIOS	8.272	8.090	8.365
Capital Suscrito	1.271	1.271	1.271
Prima de Emisión	1.376	1.376	1.376
Reserva de Revalorización	1.714	1.719	1.719
Reservas	3.309	3.642	3.519
Pérdidas y Ganancias	882	362	760
Dividendo a Cuenta Entregado	(280)	(280)	(280)
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJ.	22	11	-
PROVIS. PARA RIESGOS Y GASTOS	379	290	448
ACREEDORES A LARGO PLAZO	11.506	12.657	12.613
ACREEDORES A CORTO PLAZO	2.881	4.075	4.245
TOTAL PASIVO	23.060	25.123	25.671

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, 2001 y 2002 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 2001, 2002 y 2003 (cifras en millones de euros):

	2003	2002	2001
INGRESOS DE EXPLOTACION	313	316	252
Importe Neto de la Cifra de Negocios	304	284	240
Trabajos Realizados para el Inmovilizado	-	2	1
Otros Ingresos de Explotación	9	30	11
GASTOS DE EXPLOTACION	315	351	290
Aprovisionamientos	121	125	70
Gastos de Personal	75	79	71
Dotaciones Amortización Inmovilizado	16	46	64
Otros Gastos de Explotación	103	101	85
RESULTADO DE EXPLOTACION	(2)	(35)	(38)
Ingresos Financieros	1.077	2.621	1.386
Gastos Financieros	601	653	727
RESULTADOS FINANCIEROS	476	1.968	659
RDO. ACTIVIDADES ORDINARIAS	474	1.933	621
Ingresos Extraordinarios	491	138	56
Gastos Extraordinarios	154	2.003	237
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	337	(1.865)	(181)
RDO. ANTES DE IMPUESTOS	811	68	440
Impuestos sobre Beneficios	(71)	(294)	(320)
RESULTADO DEL EJERCICIO	882	362	760

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 2001, 2002 y 2003 (cifras en millones de euros):

	2003	2002	2001
Beneficio Neto	882	362	760
Amortizaciones	16	46	64
Provisiones	(140)	1.933	66
Diferencias de Cambio	(6)	(46)	86
Enajenaciones de Inmovilizado	(137)	(7)	(16)
Subvenciones de Capital y Otros Ingresos a Distribuir	(7)	(4)	-
Impuesto Diferido y Anticipado	110	(26)	(227)
Otros	20	21	150
TOTAL RECURSOS PROCEDENTES DE LAS OPERAC.	752	2.279	883
Existencias	-	-	-
Deudores	54	(295)	326
Acreedores	(1.194)	(169)	(56)
Ajustes por Periodificación	12	(11)	5
VARIACION DEL CAPITAL CIRCULANTE	(1.128)	(475)	275
Inmovilizado Material	(6)	(48)	(26)
Desinversiones	1.471	20	1.481
Inmovilizado Financiero	(97)	(615)	(5.082)
Resto de Operaciones de Inmovilizado	(6)	(8)	(17)
CASH-FLOW POR INVERSIONES	1.362	(651)	(3.644)
Otras Deudas	3.145	1.660	9.539
Dividendos	(723)	(723)	(714)
Cancelación o Traspasos de Deuda a Corto Plazo	(4.165)	(1.544)	(5.990)
Otras Operaciones Financieras	87	51	(229)
CASH-FLOW EMPLEADO EN OPERACIONES FINANCIERAS Y OTROS	(1.656)	(556)	2.656
VARIACION NETA DE TESORERIA E INVERSIONES FINANCIERAS TEMPORALES	(670)	597	120
Saldo al principio del año	1.465	868	748
Variaciones de Efectivo por Incorporaciones	(1)	-	-
TESORERIA E INVERSIONES FINANCIERAS TEMPORALES AL FINAL DEL EJERCICIO	794	1.465	868

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 2003 ENDESA obtuvo un resultado después de impuestos de 882 millones de euros, 520 millones de euros superior al del ejercicio 2002, lo que supone un aumento del 143,6% respecto del ejercicio anterior.

Ingresos y gastos de explotación

El resultado de explotación ha sido negativo en 2 millones de euros frente a los 35 millones de euros también negativos del año 2002. El epígrafe de ingresos incluye 61 millones de euros correspondientes a CTCs dado que en el año 2003 los ingresos del Sector Eléctrico Español han sido suficientes para cubrir los costes del Sistema.

Ingresos y gastos financieros

El resultado financiero ha ascendido a 476 millones de euros frente a los 1.968 millones de euros del ejercicio 2002. Los ingresos financieros ascienden a 1.077 millones de euros, cuya partida más importante son los dividendos de las empresas filiales por 1.011 millones de euros entre los que destacan 481 millones de euros correspondientes a ENDESA Red y 373 millones de euros a ENDESA Generación. Por su parte, los gastos financieros han ascendido a 601 millones de euros.

Resultado de las actividades ordinarias

El resultado de las actividades ordinarias ha ascendido a 474 millones de euros frente a los 1.933 millones de euros del ejercicio 2002, debido al menor resultado financiero como consecuencia del menor cobro de dividendos a las filiales.

Ingresos y gastos extraordinarios

Los resultados extraordinarios han alcanzado un importe positivo de 337 millones de euros. La evolución positiva de las monedas latinoamericanas ha tenido un efecto positivo en la valoración patrimonial de estas filiales, generando una reversión de provisiones de cartera siendo la más significativa la correspondiente a ENDESA Internacional por 209 millones de euros.

Asimismo, en el ejercicio 2003 se han producido plusvalías en venta de activos, destacando la correspondiente a la venta de la nueva sede social por 121 millones de euros y la generada en la venta del 7% de la participación en Red Eléctrica de España por 84 millones de euros.

Resultado antes de impuestos

El resultado antes de impuestos ha ascendido a 811 millones de euros frente a 68 millones de euros en el año 2002.

Impuestos sobre Beneficios

La sociedad presenta un ingreso fiscal de 71 millones de euros frente a 294 millones de euros en el año 2002.

Resultado después de impuestos

El resultado después de impuestos ha ascendido a 882 millones de euros frente a 362 millones de euros en el año 2002.

B) Cambios en la posición financiera

En el ejercicio 2003 los recursos generados han ascendido a 752 millones de euros, un 67,0% inferiores a los del ejercicio 2002.

C) Retribución por tránsito a la competencia y déficit de ingresos de las actividades reguladas

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 registró una cuenta a cobrar en el Activo del Balance por el importe asignado de los déficit citados.

La Orden ECO 2714/2003 de 25 de septiembre, desarrolla el Real Decreto 1432/2002 de 27 de diciembre, estableciendo la posibilidad de ceder a terceros los déficit de actividades reguladas anteriores a 2003 y determinando los importes de las mismas a 31 de diciembre de 2003, que han quedado establecidos en 1.522 millones de euros, actualizables al tipo de interés resultante de la media anual del Euribor a tres meses, de los que a Endesa le corresponde el 43,22%. Como consecuencia de esta disposición, las empresas del sector en el mes de diciembre de 2003 procedieron a ceder sus derechos de compensación a un conjunto de entidades financieras.

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. 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.

La Ley 54/1997 estableció que las empresas 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 1538/1997 percibirán durante el período transitorio 1998 – 2007 una retribución fija; que se define como la diferencia entre los ingresos medios obtenidos por las citadas empresas a través de la tarifa eléctrica y la retribución reconocida por la actividad de producción en la Ley del Sector Eléctrico.

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. La citada ley estableció que el 80% del importe total actualizado reconocido a cada sociedad, minorado por lo ya percibido, aplicando una reducción de un 20% del importe resultante, sería satisfecho mediante la afectación a tal fin, a partir del 1 de enero de 1999, de un 4,5% de la facturación por venta de energía eléctrica, sin límite temporal. Asimismo, la citada ley establecía que el 20% restante de la retribución fija por tránsito a la competencia se recuperaría como estaba previsto inicialmente, es decir, "por diferencias" entre los ingresos medios obtenidos de la tarifa eléctrica por las sociedades y los costes del sistema incluido el 4,5% de la tarifa eléctrica antes mencionado.

El Real Decreto Ley 2/2001 eliminó 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

previamente establecido, con un horizonte temporal definido que se ha ampliado hasta el 31 de diciembre de 2010. Si el precio medio de generación, resultara anualmente superior a 3,606 céntimos de euro (6 pesetas) 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:

- 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.
- Diferencias de cambio y periodificaciones propias del sector eléctrico consecuencia del anterior sistema regulatorio que figuraban en el activo del balance al 31 de diciembre de 1997.
- Dotar las 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 se amortizan en función del porcentaje de cobros de retribución fija del año, sobre el total de CTC's previstos, aplicando como mínimo el porcentaje de la senda de recuperación prevista. Los ingresos por CTC's se contabilizan a partir del año 2001 en función del derecho de cobro generado anualmente, de acuerdo con el sistema de liquidación por diferencias.

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):

	2003	% Var.	2002	% Var.	2001
Obligaciones y Otros Valores	1.566	(21,5)	1.996	(6,1)	2.125
Obligaciones y Bonos	1.250	(12,6)	1.430	(7,7)	1.550
Pagarés	292	(45,9)	540	(0,6)	543
Intereses devengados	24	(7,7)	26	(18,8)	32
Entidades de Crédito	1.662	(48,1)	3.205	(20,1)	4.009
Euros	1.307	(32,0)	1.923	(7,8)	2.086
Dólares USA	277	(75,2)	1.118	(35,9)	1.744
Yenes	47	(64,4)	132	(7,7)	143
Otras	5	(58,3)	12	(25,0)	16
Intereses devengados	26	30,0	20	-	20
TOTAL	3.228	(37,9)	5.201	(15,2)	6.134

Al 31 de diciembre de 2003 ENDESA tenía concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 3.742 millones de euros.

Los saldos por operaciones de derivados financieros de cobertura al 31 de diciembre de 2003 son los siguientes (cifras en millones de euros):

	2003	2002	2001
En euros:			
Cap	-	-	1.042
Collar	847	971	1.362
Swap intereses	7.356	6.289	5.279
Fras	-	2.600	3.300
Cap Spread	1.500	-	-
Suma	9.703	9.860	10.983
En divisas:			
Collar	692	1.561	1.857
Swap intereses	297	467	1.104
Swap divisas	549	914	975
Fras	-	1.368	261
Forward	207	4	-
Suma	1.745	4.314	4.197

TOTAL	11.448	14.174	15.180
--------------	---------------	---------------	---------------

Las operaciones de cobertura de tipo de cambio entre ENDESA y ENDESA Financiación Filiales, S.L. pendientes de liquidación al 31 de diciembre de 2003 ascienden a un importe equivalente de 184 millones de euros. A 31 de diciembre de 2003, ENDESA no tiene contratadas opciones y mantiene contratados futuros de electricidad por un total de 431 GWh, manteniéndose una posición abierta de 3 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 2003 se recoge en el siguiente cuadro (cifras en millones de euros):

REEMBOLSOS	2004	2005	2006	2007	2008	RESTO
Obligaciones y otros valores negociables	1.000	-	42	-	-	500
Deudas con entidades de crédito	128	154	433	282	398	267
TOTAL	1.128	154	475	282	398	767
Gastos financieros brutos (1)	79	72	64	47	38	N/A

(1) Incluye intereses estimados para el nominal bruto de deuda antes de derivados al 31 de diciembre de 2003, estando por ello sujetos a incertidumbres y variaciones por lo que no se puede asegurar que su evolución futura coincida con lo declarado o esperado.

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 2003, ENDESA tenía prestados avales a International Endesa BV por 7.394 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.

ENDESA garantiza con carácter subordinado una emisión de participaciones preferentes perpetuas por importe de 1.500 millones de euros con su filial ENDESA Capital Finance, LLC.

ENDESA garantiza parcialmente un préstamo sindicado que por importe de 1.240 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 agosto de 2005. A la fecha de registro del presente Folleto dicha garantía ha quedado liberada.

ENDESA garantiza el 40% de dos préstamos oficiales concedidos por el Banco Europeo de Inversiones a TIRME. El importe de esta garantía asciende a 37 millones de euros al cierre del ejercicio.

ENDESA garantiza parcialmente la financiación concedida por las entidades financieras a Elcogas por importe de 300 millones de euros. El importe garantizado asciende a 121 millones de euros.

Asimismo, ENDESA contragarantiza la garantía que ENDESA Internacional tiene concedida a las líneas de crédito bancarias de Cien por un importe de 60 millones de dólares. Estas líneas no estaban dispuestas al 31 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 95 millones de euros.

Por otra parte, ENDESA tiene prestadas garantías a diversas empresas de su grupo para garantizar compromisos diversos por valor de 452 millones de euros.

DERIV. SENSIBILIDAD TIPOS DE INTERES		Fechas de Vencimiento (Millones de Euros)							Valor Equitativo 31/12/2003
		2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	Subsiguiente	Total	
SWAP en EUROS									
De variable a fijo		1.278	160	980	431	959	2.883	6.691	(174,65)
Margen recibido - ref. Euribor	EUR	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Tipo Fijo Pagado	EUR	4,20%	4,54%	4,04%	3,93%	4,18%	4,34%		
De fijo a variable		540	700	900	30		1.914	4.084	309,77
Tipo fijo recibido	EUR	3,8%	5,0%	4,6%	5,3%		5,3%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,24%	0,1%	-0,4%	0,3%		0,1%		
De variable a variable				240	75	30		346	3,90
Margen recibido - ref. Euribor	EUR			0,35%	0,29%	0,3%			
Margen pagado - ref. Euribor	EUR			-0,1%	-0,1%	-0,1%			
De variable a variable					80			80	(2,19)
Margen recibido - ref. EQL	EUR				0,00%				
Margen pagado - ref. Euribor	EUR				0,25%				
De variable a variable							90	90	13,16
Margen recibido - ref. IPCL	EUR						0,00%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR						0,16%		
De variable a variable							25	25	0,77
Margen recibido - ref. IRS Euro	EUR						-0,242%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR						0,314%		
De variable a variable							15	15	0,91
Margen recibido - ref. IRS GBP	EUR						0,000%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR						0,100%		
FRA Tipo de interés EUROS									
Importe								-	
Tipo Fijo Comprado	EUR								
SWAP en divisas									
De variable a fijo		114	35	153	35	264		601	(12,32)
Margen recibido - ref. Libor	USD	1,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%			
Tipo Fijo Pagado	USD	6,17%	4,08%	4,13%	4,08%	3,15%			
De fijo a variable		5						5	0,08
Tipo fijo recibido	CHF	6,35%							
Margen pagado - ref. Libor	CHF	3,8%							
De variable a variable		89	48	108				244	103,11
Margen recibido - ref. Euribor	EURO	0,25%	0,28%	0,32%					
Margen pagado - ref. Libor	USD	0,29%	0,34%	0,38%					
De variable a variable		114						114	(25,51)
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,29%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,33%							
De variable a variable							568	568	(64,97)
Margen recibido - ref. Libor	GBP						6,13%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR						6,02%		
De fijo a fijo		38	38	38	38	38	277	468	(20,54)
Tipo fijo recibido	USD	4,08%	4,08%	4,08%	4,08%	4,08%	6,00%		
Tipo fijo recibido	EUR	4,38%	4,38%	4,38%	4,38%	4,38%	0,115%		
De fijo a variable		30,9						31	4,87
Tipo fijo recibido	CZK	6,25%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,07%							
De variable a variable						15,4		15	(1,21)
Tipo variable recibido - ref. Pribor	CZK					0,23%			
Margen pagado - ref. Euribor	EUR					0,29%			
De fijo a variable				74,8				75	19,08
Tipo Fijo recibido	UF			6,20%					
Margen pagado - ref. Libor	USD			1,50%					
De variable a fijo				39,6				40	(6,88)
Margen recibido	USD			1,50%					
Tipo fijo pagado	UF			5,31%					
De Fijo a variable		87,9	11,1	39,6	-	-	-	139	(12,05)
Tipo Fijo recibido	USD	6,99%	12,59%	5,49%	0,00%	0,00%	0,00%		
Margen pagado - ref. %CDI	BRL	103,57%	107,00%	87,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
De variable a Variable		38,9	0,6	-	-	-	-	40	(3,78)
Margen recibido ref. Libor	USD	8,68%	8,13%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Margen pagado - ref. CDI+	BRL	4,11%	5,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
De variable a Variable		76,6						77	(14,55)
Margen recibido ref. Libor	USD	3,00%							
Margen pagado - ref. %CDI	BRL	75,35%							
De fijo a variable				37,0		59,2		96	(25,07)
Tipo fijo recibido	JPY			0,698%		1,073%			
Margen pagado - ref. Euribor	EUR			0,32%		0,35%			
FRA Tipo de interés en divisas									
Importe								-	
Tipo Fijo Comprado	USD								
Forward Divisas									
Forward	EUR/USD	207,9						208	(9,59)
Forward	JPY/USD	9,2						9	(0,59)
Forward	UF/USD	314,1						314	10,03
Forward	BRL/USD	8,7						9	(0,23)
Forward	COP/USD	7,1						7	0,37
Forward	SOL/USD	4,0						4	(0,04)
Opciones Tipos de interés									
COLLAR en EUROS									
		332	176	643	14			1.166	(34,46)

Compra CAP - ref. Euribor	EUR	4,8%	5,6%	5,1%	6,00%				
Venta Floor - ref. Euribor	EUR	3,5%	3,8%	3,1%	3,50%				
CAP en EUROS									
Compra CAP - ref. Euribor	EUR					1.500		1.500	24,52
Venta CAP - ref. Euribor	EUR								
							5,4%		
							6,8%		
COLLAR en divisas									
Compra CAP - ref. Libor	USD	1.096,87	39,59	870,94				2.007	(41,55)
Venta Floor - ref. Libor	USD	5,5%	127,0%	5,5%					
		3,7%	3,8%	2,9%					
TOTAL		4.393	1.208	4.125	703	1.366	7.271	19.066	40,37

DERIV. SENSIBILIDAD TIPOS DE INTERES		Fechas de Vencimiento (Millones de Euros)						Total	Valor Equitativo 31/12/2003
		2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	Subsiguiente		
SWAP en divisas									
De variable a fijo		114	35	153	35	264		601	(12,32)
Margen recibido - ref. Libor	USD	1,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%			
Tipo Fijo Pagado	USD	6,17%	4,08%	4,13%	4,08%	3,15%			
De fijo a variable		5						5	0,08
Tipo fijo recibido	CHF	6,35%							
Margen pagado - ref. Libor	CHF	3,8%							
De variable a variable		89	48	108				244	103,11
Margen recibido - ref. Euribor	EURO	0,25%	0,28%	0,32%					
Margen pagado - ref. Libor	USD	0,29%	0,34%	0,38%					
De variable a variable		114						114	(25,51)
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,29%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,33%							
De variable a variable							568	568	(64,97)
Margen recibido - ref. Libor	GBP						6,13%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR						6,02%		
De fijo a fijo		38	38	38	38	38	277	468	(20,54)
Tipo fijo recibido	USD	4,08%	4,08%	4,08%	4,08%	4,08%	6,00%		
Tipo fijo pagado	EUR	4,38%	4,38%	4,38%	4,38%	4,38%	0,115%		
De fijo a variable		30,9						31	4,87
Tipo fijo recibido	CZK	6,25%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,07%							
De variable a variable						15,4		15	(1,21)
Tipo variable recibido - ref. Pribor	CZK					0,23%			
Margen pagado - ref. Euribor	EUR					0,29%			
De fijo a variable				74,8				75	19,08
Tipo Fijo recibido	UF			6,20%					
Margen pagado - ref. Libor	USD			1,50%					
De variable a fijo				39,6				40	(6,88)
Margen recibido	USD			1,50%					
Tipo fijo pagado	UF			5,31%					
De Fijo a variable		87,9	11,1	39,6	-	-	-	139	(12,05)
Tipo Fijo recibido	USD	6,99%	12,59%	5,49%	0,00%	0,00%	0,00%		
Margen pagado - ref. %CDI	BRL	103,57%	107,00%	87,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
De variable a Variable		38,9	0,6	-	-	-	-	40	(3,78)
Margen recibido ref. Libor	USD	8,68%	8,13%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Margen pagado - ref. CDI+	BRL	4,11%	5,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
De variable a Variable		76,6						77	(14,55)
Margen recibido ref. Libor	USD	3,00%							
Margen pagado - ref. %CDI	BRL	75,35%							
De fijo a variable				37,0		59,2		96	(25,07)
Tipo fijo recibido	JPY			0,698%		1,073%			
Margen pagado - ref. Euribor	EUR			0,32%		0,35%			
FRA Tipo de interés en divisas									
Importe								-	
Tipo Fijo Comprado	USD								
Forward Divisas									
Forward	EUR/USD	207,9						208	(9,59)
Forward	JPY/USD	9,2						9	(0,59)
Forward	UF/USD	314,1						314	10,03
Forward	BRL/USD	8,7						9	(0,23)
Forward	COP/USD	7,1						7	0,37
Forward	SOL/USD	4,0						4	(0,04)
Opciones Tipos de interés									
COLLAR en divisas									
Compra CAP - ref. Libor	USD	1.096,87	39,59	870,94				2.007	(41,55)
Venta Floor - ref. Libor	USD	5,5%	127,0%	5,5%					
	USD	3,7%	3,8%	2,9%					
TOTAL		2.242	172	1.361	73	377	845	5.070	-101,34

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 gobernada por un Consejo de Administración que de acuerdo con sus Estatutos Sociales, estará integrado por nueve miembros como mínimo y quince como máximo. Corresponde a la Junta General tanto el nombramiento como la separación de los Consejeros.

Existen los siguientes tipos de Consejeros:

- a) Ejecutivos (conforme al artículo 37 de los Estatutos Sociales de ENDESA, los que están vinculados, profesionalmente y de modo permanente, a la sociedad).
- b) Independientes (conforme al artículo 37 de los Estatutos Sociales de ENDESA, los que su vinculación con la sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo).
- c) Dominicales (conforme al artículo 37 de los Estatutos Sociales de ENDESA, 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 NOMB.	CARÁCTER	NOMBR. A PROP.
Presidentes de Honor (1)	D. Feliciano Fuster Jaume 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 Norniella	07.07.1998	b)	-
	D. Juan Ramón Quintás Seoane	02.04.2004	b)	-
	D. Rafael González-Gallarza Morales	19.06.1998	b)	-
	D. Rafael Español Navarro	18.10.1996	b)	-
	D. José Fernández Olano	18.10.1996	b)	-
	D. Manuel Ríos Navarro	28.07.1998	b)	-
	D. Francisco Javier Ramos Gascón	06.02.2001	b)	-
D. Francisco Núñez 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 forman parte del Consejo de Administración, son cargos honoríficos.

(2) Fecha de nombramiento como Presidente de la Sociedad por el 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.

El artículo 37 de los Estatutos Sociales establece que corresponde a la Junta General tanto el nombramiento como la separación de los Consejeros, siendo el cargo de Consejero renunciante, revocable y reelegible.

El Consejo se reunirá, al menos, una vez cada dos meses, así como cuando el Presidente lo estime oportuno o cuando lo solicite la mayoría de sus miembros. Los acuerdos se adoptarán con el voto favorable de la mayoría de los Consejeros, concurrentes o representados. En caso de empate, el Presidente, o quien ejerza sus funciones, tendrá voto de calidad.

Durante el ejercicio 2003 el Consejo de Administración ha celebrado 16 reuniones, habiendo asistido a todas ellas su Presidente.

▪ **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. Corresponden al Consejo, entre otras, las siguientes funciones generales, que se desarrollarán por el Consejo en pleno o a través de sus comisiones y comités:

- a) Establecer la estrategia corporativa y las directrices de la gestión.
- b) Supervisar la actuación de la Alta Dirección, exigir cuentas de sus decisiones y hacer una evaluación de su gestión.
- c) Velar por la transparencia de las relaciones de la sociedad con terceros.

El Consejo, en ejecución de lo dispuesto en los Estatutos Sociales, fijará la estrategia general del Grupo empresarial constituido con las participaciones de otras sociedades.

El Consejo, de conformidad con lo previsto legal y estatutariamente, y al amparo del artículo 141 de la Ley de Sociedades Anónimas, regulará su propio funcionamiento y el de sus comisiones y comités, dictando su Reglamento, que será vinculante para los miembros de dicho Consejo, actuando en pleno o a través de sus comisiones y comités.

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.

Para ser Presidente no existe ningún requisito específico distinto a los relativos a los Consejeros. El Consejo elegirá de su seno al Presidente, que 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 estrategia general de la sociedad y sus líneas de negocio y el seguimiento de la misma, así como de la supervisión y seguimiento de las relaciones de la Compañía y sus participadas de conformidad con lo previsto en el artículo 6 del Reglamento del Consejo de Administración.

El Consejo de Administración podrá delegar, con carácter temporal o permanente, en la Comisión Ejecutiva, en el Consejero Delegado y en las distintas Comisiones del Consejo, todas o parte de sus facultades, excepto aquellas que, legalmente o por acuerdo de la Junta General fueran de su exclusiva competencia.

▪ **Comisión Ejecutiva**

La Comisión Ejecutiva estará integrada por un mínimo de cinco Consejeros y un máximo de siete, incluidos el Presidente y el Consejero Delegado. La designación de los miembros de la Comisión Ejecutiva requerirá el voto favorable de, al menos, dos tercios de los miembros del Consejo. Se reunirá, al menos, una vez al mes. Presidirá la Comisión Ejecutiva el Presidente del Consejo de Administración y actuará de Secretario el que lo sea del Consejo. El régimen de sustituciones de estos cargos es el previsto para el Consejo de Administración.

Son competencias de la Comisión Ejecutiva:

- a) Adoptar los acuerdos correspondientes a las facultades que el Consejo le hubiere delegado.
- b) Ejercer las funciones referentes al control de la gestión de la sociedad.
- c) Estudiar y proponer las directrices que han de definir la estrategia empresarial y supervisar su puesta en práctica, con especial atención a las actuaciones en las áreas internacional y de diversificación.
- d) 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:
 - Presupuestos de la sociedad con desglose de las previsiones correspondientes a cada línea de negocio y seguimiento de la gestión económica, de las desviaciones presupuestarias y de las propuestas de medidas correctoras.
 - Inversiones materiales o financieras y alianzas o acuerdos relevantes para la sociedad.
 - Operaciones financieras de importancia económica y programas de actuaciones a medio plazo.
 - Valoración de la consecución de los objetivos de las distintas unidades operativas de la empresa.

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.

En la actualidad la Comisión Ejecutiva está integrada conforme al siguiente detalle:

CARGO	MIEMBROS	FECHA NOMBRAM.	CARÁCTER
Presidente	D. Manuel Pizarro Moreno	18.03.1997	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 Normiella	07.07.1998	b)
	D. Juan Ramón Quintás Seoane	27.04.2004	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 2003 la Comisión Ejecutiva ha celebrado 25 reuniones.

▪ **Comité de Auditoría y Cumplimiento**

El Comité de Auditoría y Cumplimiento estará integrado por un mínimo de cuatro miembros y un máximo de seis miembros del Consejo de Administración, designados con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. En su composición deberán ser mayoría los consejeros cuya vinculación con la Sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo.

El Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento será designado por el Consejo de Administración de entre sus miembros, con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. El Presidente deberá ser sustituido cada cuatro años, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido un plazo de un año desde su cese. El Secretario del Comité será el del Consejo de Administración y levantará actas de los acuerdos adoptados, de los que se dará cuenta al Consejo.

La función principal de este Comité será velar por el buen gobierno corporativo y la transparencia en todas las actuaciones de la sociedad en los ámbitos económico-financiero y de auditoría externa y cumplimiento y auditoría interna, y en todo caso, tendrá encomendadas las siguientes funciones:

- a) Informar en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.
- b) Proponer al Consejo de Administración para su sometimiento a la Junta General de Accionistas el nombramiento de los auditores de cuentas externos, de conformidad con el artículo 57 de los Estatutos Sociales.
- c) Supervisar los servicios de auditoría interna.
- d) Conocer el proceso de información financieras y de los sistemas de información y de control interno de la sociedad.
- e) Relacionarse con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas técnicas de auditoría.

Estas funciones se entenderán con carácter enunciativo y sin perjuicio de aquéllas otras que el Consejo de Administración pudiera encomendarle.

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 Núñez Boluda	07.07.1998	b)
	D. José Luis Oller Ariño	07.07.1998	b)
	D. José Serna Masía	07.02.2000	b)
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-

(1) 14 de mayo de 2002. Fecha de nombramiento como Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento.

Durante el ejercicio 2003, el Comité de Auditoría y Cumplimiento ha celebrado 9 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 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 un mínimo de cuatro y un máximo de seis miembros del Consejo de Administración, designados con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. En su composición deberán ser mayoría los consejeros cuya vinculación con la Sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo. El Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones será designado por el Consejo de Administración de entre sus miembros, con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. El Presidente deberá ser sustituido cada cuatro años, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido un plazo de un año desde su cese. El Secretario del Comité será el del Consejo de Administración y levantará acta de los acuerdos adoptados, de los que se dará cuenta al Consejo.

El Comité de Nombramientos y Retribuciones tendrá encomendadas, entre otras, las funciones de informar y proponer el nombramiento de los miembros del Consejo de Administración, ya sea por el supuesto de cooptación como para su propuesta a la Junta General. Asimismo, informará acerca de sus retribuciones. Además, el Comité tendrá encomendadas las siguientes funciones:

- Informar al Consejo de Administración sobre los nombramientos relativos a la Alta Dirección de ENDESA., así como de los primeros ejecutivos de Enersis, Chilectra y Endesa Chile.
- Aprobar las retribuciones de los miembros de la Alta Dirección.
- Decidir la adopción de esquemas de retribución para la Alta Dirección que tengan en cuenta los resultados de las empresas. Igualmente, deberá conocer y valorar la política de directivos de la empresa.
- Determinar los regímenes particulares de vinculación del Presidente y del Consejero Delegado con la sociedad.
- Elaborar y aprobar el Estatuto de la Alta Dirección.

Estas funciones se entenderán con carácter enunciativo y sin perjuicio de aquéllas otras que el Consejo de Administración pudiera encomendarle. 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.	CARÁCTER
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 2002. Fecha de nombramiento como Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones.

Durante el ejercicio 2003, el Comité de Nombramientos y Retribuciones ha celebrado 4 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.

▪ **Consejos Asesores**

El Consejo de Administración podrá acordar la creación de Consejos Asesores que, sin tener el carácter de órganos sociales, estudien e informen 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.

A la fecha de registro del presente Folleto se han constituido Consejos Asesores territoriales en Andalucía, Aragón y Cataluña.

▪ **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 2 de abril de 2004.
- El Reglamento de la Junta General de Accionistas, aprobado en la Junta del 19 de junio de 2003 y modificado en la Junta General de Accionistas celebrada el 2 de abril de 2004.
- El Reglamento del Consejo de Administración, aprobado con fecha 28 de octubre de 2003.
- El Reglamento Interno de Conducta en los Mercados de Valores, aprobado por el Consejo de Administración el 27 de mayo de 2003.
- 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 de la Junta General tiene como objetivo potenciar la participación de los accionistas en la Junta General, mediante la adecuada ordenación de los mecanismos que faciliten su información y estimulen su contribución a la formación de la voluntad social a través del ejercicio de los derechos de intervención en las deliberaciones y de voto.

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 Interno 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, están constituidas por el Estatuto de la Alta Dirección, el Estatuto del Directivo y el Código de Conducta del Empleado. Estas normas desarrollan los principios y valores de la Compañía, sientan los criterios para las relaciones con los clientes y proveedores y establecen los principios que han de presidir las actuaciones de los empleados: conducta ética, profesionalidad y confidencialidad. Asimismo, dispone las limitaciones e incompatibilidades derivadas de la condición de directivo y alto directivo.

Se adjunta el Informe de Gobierno Corporativo 2003 en el Anexo I del presente Folleto, que ha sido elaborado conforme a las disposiciones de la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre, sobre el informe anual de gobierno corporativo y otros instrumentos de información de las sociedades anónimas cotizadas y otras entidades, y da cumplimiento a lo establecido en el artículo 116 de 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

Igualmente, el contenido de la página web de ENDESA cumple con las disposiciones de la Circular 26/2003, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, sobre el informe anual de gobierno corporativo de las sociedades anónimas cotizadas y otras entidades emisoras de valores admitidos a negociación en mercados secundarios oficiales, y otros instrumentos de información de las sociedades anónimas cotizadas.

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. Se reúne sin periodicidad fija y 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	D ^a . M ^a 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 Gestión Energía ENDESA Internacional	D. Héctor López Vilaseco
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 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 para la ejecución de las estrategias definidas. Sus miembros no reciben remuneración alguna de la percibida en función del ejercicio de su cargo.

Se reúne semanalmente y 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 Besga
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.1.2. BIS – NUEVA ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE LA EMPRESA

El Consejo de Administración de ENDESA en su reunión de fecha 26 de julio de 2004 aprobó, a propuesta del Consejero Delegado, una nueva estructura de Dirección fundamentada en un Comité Ejecutivo de Dirección integrado, a la fecha de registro del presente Folleto, por las siguientes personas:

▪ **Comité Ejecutivo de Dirección**

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 de España y Portugal	D. José Damián Bogas Gálvez
Dirección General de Latinoamérica	D. Luis Rivera Novo
Dirección General de Europa	D. Jesús Olmos Clavijo
Dirección Corporativa Financiera y de Control	D. José Luis Palomo Álvarez
Dirección Corporativa de Estrategia	D. Carlos Torres Vila
Dirección Corporativa de Servicios	D. Antonio Pareja Molina
Dirección Corporativa de Recursos Humanos	D. Germán Medina Carrillo
Dirección Corporativa de Comunicación	D. Gabriel Castro Villalba

En esta restructuración desaparecen como órganos de dirección el Comité de Dirección y el Consejo de Dirección descritos en el apartado VI.1.2. de este capítulo.

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 son titulares, a título individual, los actuales Consejeros de la Sociedad a la fecha de registro del presente Folleto asciende a 114.712 acciones, que representan el 0,01083% 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	50.004	-	50.004	0,00472	-	-	50.004	0,00472
D. Rafael Miranda Robredo	7.598	-	7.598	0,00072	-	-	7.598	0,00072
D. Alberto Alonso Ureba	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Miguel Blesa de la Parra (1)	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	-	-	-	-	-	-	-	-
D. José M. Fdez. Normiella	-	-	-	-	-	-	-	-
D. José Fdez. Olano	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Rafael González-Gallarza M.	3.300	-	3.300	0,00031	-	-	3.300	0,00031
D. Francisco Nuñez Boluda	4.000	-	4.000	0,00038	-	-	4.000	0,00038
D. José Luis Oller Ariño	7.800	-	7.800	0,00074	-	-	7.800	0,00074
D. Juan R. Quintás Seoane	1.525	-	1.525	0,00014	-	-	1.525	0,00014
D. Fco. Javier R. Gascón (2)	992	8.779	9.771	0,00092	-	-	9.771	0,00092
D. Manuel Ríos Navarro (2)	3.889	8.583	12.472	0,00118	-	-	12.472	0,00118
D. José Serná Masiá (2)	16.276	520	16.796	0,00159	-	-	16.796	0,00159
TOTAL	96.830	17.882	114.712	0,01083	53.043.481	5,01000	53.158.193	5,02083

(1) En representación de Caja Madrid.

(2) En representación de su esposa.

El porcentaje de capital representado por los miembros del Consejo de Administración en la Junta General de Accionistas celebrada el 2 de abril de 2004 fue del 22,07%.

Los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad no tienen derechos de opción sobre las acciones de la misma.

El total de acciones de las que son titulares los actuales miembros del Comité de Dirección de la Sociedad, excluyendo a aquellos que son miembros del Consejo de Administración de la Sociedad, a la fecha de registro del presente Folleto asciende a 74.536 acciones, que representan el 0,007% del capital social. Los miembros del Comité de Dirección de la Sociedad no tienen derechos de opción sobre las acciones de la misma.

VI.2.2. PARTICIPACIÓN EN TRANSACCIONES INFRECIENTES Y RELEVANTES DE LA SOCIEDAD

Operaciones con accionistas significativos

Las operaciones realizadas durante el ejercicio 2003 y el primer trimestre del año 2004, con los accionistas significativos, identificados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), todas ellas cerradas en condiciones de mercado, han sido las siguientes:

Ejercicio 2003:

Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid

- Participación con 100 millones de euros en un préstamo "Club Deal" de 1.500 millones de euros.
- Participación en las emisiones de pagarés en el mercado doméstico por un importe de 40 millones de euros.
- Contratación de derivados de tipos de interés por 300 millones de euros.
- Participación como entidad financiera coaseguradora en la emisión de participaciones preferentes de 1.500 millones de euros.
- Externalización de compromisos de pensiones por 3 millones de euros.

- Mandato de búsqueda de socio para ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A.
- Formalización de un contrato de crédito multdivisa a largo plazo por un importe de 180 millones de euros.
- Financiación del proyecto Parque Eólico de Aldehuelas, participado por ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A. en un 50%, por un importe de 47,2 millones de euros.
- Durante el ejercicio Caja Madrid Bolsa ha intermediado operaciones bursátiles realizadas por ENDESA por un importe efectivo de 12,5 millones de euros. Asimismo, intermedió en Latibex aplicaciones sobre acciones de Enersis por un importe de 578,3 millones de euros, correspondientes a ventas realizadas por Elesur a ENDESA Internacional, ambas sociedades participadas al 100% por el Grupo ENDESA.

Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona – “La Caixa”

- Participación de 100 millones de euros en el préstamo “Club Deal” de 1.500 millones de euros.
- Participación en las emisiones de Pagarés en el mercado doméstico por un importe de 42 millones de euros.
- Contratación de derivados de tipo de interés por 200 millones de euros.
- Renegociación para la ampliación de la actual línea de avales en 30 millones 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 millones de euros.
- Formalización de un contrato de crédito multdivisa a largo plazo por un importe de 601 millones de euros.
- Financiación del proyecto Parque Eólico “El Puerto”, participado por ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A. en un 74%, por un importe de 21,6 millones de euros.

Primer trimestre del año 2004:

Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid

- Participación en las emisiones de Pagarés de 6 millones de euros.
- Contratación de coberturas de tipo de cambio por 1 millón de euros.
- Participación con 25 millones de dólares en el préstamo sindicado de Endesa Chile por 250 millones de dólares formalizado el 4 de febrero de 2004.
- Durante el primer trimestre del ejercicio 2004 Caja Madrid Bolsa ha intermediado operaciones bursátiles realizadas por ENDESA por un importe efectivo de 16,3 millones de euros.

Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona – “La Caixa”

- Participación en las emisiones de Pagarés de 29 millones de euros.
- Contratación de coberturas de tipo de cambio por 11 millones de euros.
- Colocación a corto plazo (del 27 al 29 de febrero) de excedentes de tesorería por importe de 200 millones de euros.
- Contratación de InverCaixa para la venta de la participación accionarial en Agbar.

Operaciones con administradores y directivos de la sociedad y de su grupo de sociedades

Los miembros del Consejo de Administración y demás personas que asumen la gestión de ENDESA, S.A. al nivel más elevado, 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 2003 ni durante el primer trimestre del ejercicio 2004 en transacciones inhabituales y/o relevantes de la sociedad.

Operaciones significativas realizadas con otras sociedades pertenecientes al mismo grupo

No existen operaciones significativas realizadas entre sociedades del Grupo que no se eliminen en el proceso de elaboración de la consolidación de las cuentas anuales y que no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

VI.2.3. PERCEPCIONES DE LOS CONSEJEROS, SUELDOS Y DIETAS PERCIBIDAS DE OTRAS EMPRESAS

Retribuciones percibidas por la pertenencia al Consejo de Administración de ENDESA

De conformidad con el artículo 40 de los Estatutos Sociales la remuneración de los Administradores se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual y participación en beneficios. La remuneración, global y anual, para todo el Consejo y por los conceptos anteriores será el 1 por mil de los beneficios del Grupo Consolidado, aprobados por la Junta General, si bien el Consejo de Administración podrá reducir este porcentaje en los ejercicios que lo estime conveniente.

En el ejercicio 2003, la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 2.404,05 euros hasta el 30 de junio, y de 4.006,74 euros desde esta última fecha hasta el 31 de diciembre.

Los Consejeros perciben, asimismo, de conformidad con el artículo 40 de los Estatutos Sociales, dietas por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comité de Nombramientos y Retribuciones y Comité de Auditoría y Cumplimiento. La dieta por asistencia a cada reunión ha sido hasta el 30 de junio de 2003 de 1.202,02 euros y desde esta fecha al 31 de diciembre de 2003 de 2.003,37 euros cada una.

Durante el primer trimestre de 2004, la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 4.006,74 euros, y la dieta por asistencia a cada reunión ha sido de 2.003,37 euros.

Durante los tres últimos ejercicios los importes devengados han sido los siguientes (cifras en euros):

CONCEPTO	2004 (1º Trimestre)	2003	2002
Asignación fija mensual	168.283	538.422	558.540
Dieta por asistencia	270.455	602.613	711.551
Participación en beneficios	-	192.476	0
TOTAL	438.738	1.333.511	1.270.091

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 se detallan en el cuadro que figura a continuación (cifras en euros):

CONCEPTO	2004 (1º Trimestre)	2003	2002
Asignación fija mensual	-	-	-
Dieta por asistencia	48.368	233.013	248.120
Participación en beneficios	-	-	-
TOTAL	48.368	233.013	248.120

Sueldos

En este epígrafe se detallan las cantidades percibidas por remuneración fija y variable por los ejecutivos y empleados pertenecientes al Consejo de Administración de ENDESA. 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. La retribución variable correspondiente a todo el ejercicio 2003 fue percibida en el mes de marzo de 2004, en consideración al cumplimiento de los objetivos de 2003. Durante los dos últimos ejercicios los importes percibidos han sido los que se detallan en el siguiente cuadro (cifras en euros):

CONCEPTO	2004 (1º Trimestre)	2003	2002
Remuneración fija	339.448	1.357.790	1.389.463
Remuneración variable	641.765	480.835	776.197
TOTAL	981.213	1.838.625	2.165.660

Con carácter adicional, durante el ejercicio 2003 se ha percibido una retribución variable extraordinaria, sin carácter periódico, devengada durante los ejercicios 2000, 2001 y 2002, por importe de 659.267 euros, de conformidad con el acuerdo del Consejo de Administración adoptado el 9 de mayo de 2000.

VI.2.4. RETRIBUCIONES Y OTRAS PRESTACIONES PERCIBIDAS POR LA ALTA DIRECCION

En este apartado se detallan las cantidades percibidas por remuneración fija y variable por los 34 altos directivos de ENDESA, excluidos los Consejeros que participan de esta condición (en el apartado correspondiente al año 2002, se detallan las cantidades percibidas por remuneración fija y variable por 40 Altos Directivos de la compañía, incluidos los Consejeros que participaban 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 Nombramientos 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 deduce el total de las retribuciones percibidas, en su caso, por asistencia a los Consejos de Administración de otras sociedades participadas.

La retribución variable correspondiente a todo el ejercicio 2003 ha sido percibida en el mes de marzo de 2004, en consideración al cumplimiento de los objetivos definidos en el ejercicio 2003.

Durante los tres últimos ejercicios los importes percibidos han sido los siguientes (cifras en euros):

CONCEPTO	2004 (1º Trimestre)	2003	2002 (*)
Remuneración fija	2.188.800	9.479.989	10.019.660
Remuneración variable	3.084.849	2.057.609	3.660.240
Otras percepciones y retribuciones en especie	84.747	290.215	3.317.570
TOTAL	5.358.396	11.827.813	16.997.470

(*) Incluye las cantidades percibidas por remuneración fija y variable de los Altos Directivos de la compañía, incluidos los Consejeros que participan de esta condición.

Con carácter adicional, durante el ejercicio 2003 se ha percibido una retribución variable extraordinaria, sin carácter periódico, devengada durante los ejercicios 2000, 2001 y 2002, por importe de 6.518.400 euros, de conformidad con el acuerdo del Consejo de Administración adoptado el 9 de mayo de 2000.

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 85.994 euros en el primer trimestre de 2004, 79.936 euros en el ejercicio 2003, correspondiendo en su totalidad a primas de seguros de vida y accidentes en ambos períodos, y 69.582 euros en el ejercicio 2002.

En cuanto a las obligaciones contraídas en materia de pensiones respecto a los miembros del Consejo de Administración en su condición de ejecutivos ascendieron a 621.333,45 euros en el primer trimestre de 2004, y 772.305,79 euros en el ejercicio 2003. En cuanto a las obligaciones contraídas en materia de pagos de primas de seguros de vida y accidentes respecto a los miembros del Consejo de Administración en su condición de ejecutivos ascendieron a 96.561,52 euros en el primer trimestre de 2004, y 103.009,99 euros en el ejercicio 2003. Debe tenerse en cuenta que en el ejercicio 2002, en el Informe Anual, las obligaciones contraídas en relación con los miembros del Consejo de Administración en su condición de ejecutivos se incluyen 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. Igualmente, los importes recogidos al 31 de marzo de 2004 en concepto

de pagos de primas de seguros de vida y accidentes han de tener en consideración que la prima correspondiente a todo el año 2004 se ha pagado en el primer trimestre del ejercicio.

El importe de las obligaciones contraídas en materia de pensiones y de pagos de primas de seguros de vida y accidentes respecto de los Altos Directivos, ascendió a 2.259.897,16 euros en el primer trimestre de 2004 (1.715.360,42 euros en concepto de pensiones y 544.536,74 euros en concepto de primas de seguros), 5.207.208,59 euros en el ejercicio 2003 (4.405.638,13 euros en concepto de pensiones y 801.570,46 euros en concepto de primas de seguros), y 10.466.180,00 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 de los ejercicios 2002 y 2003 esta partida se incluye en el apartado especial destinado a la Alta Dirección.

El capital pendiente de reintegro a 31 de diciembre de 2003, de los anticipos y créditos concedidos a los miembros del Consejo de Administración por su condición de ejecutivos, es de 925.379,39 euros. De ellos, 582.802,49 euros devengaron un interés de Euribor+0,5% y 342.576,90 euros son anticipos sin interés. El plazo de devolución de los anticipos y créditos es superior a un año. A 31 de marzo de 2004, dicho importe es de 925.379,39 euros, de los que 582.802,49 euros devengaron un interés igual a Euribor+0,5% y 342.576,90 euros son anticipos sin interés.

El capital pendiente de reintegro a 31 de diciembre de 2003, de los anticipos y créditos concedidos a los Altos Directivos, es de 5.466.495,58 euros. De ellos, 3.641.855,15 euros devengaron un interés de Euribor+0,5% y 1.824.640,43 euros son anticipos sin interés. El plazo de devolución de los anticipos y créditos es superior a un año. A 31 de marzo de 2004, dicho importe es de 5.454.988,84 euros, de los que 3.640.355,15 euros devengaron un interés igual a Euribor+0,5% y 1.814.633,69 euros son anticipos sin interés.

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, incluidos aquellos que son a su vez miembros del Consejo de Administración por su condición de ejecutivos, 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	Vicepresidente de la Bolsa de Madrid
	Vicepresidente de Bolsas y Mercados Españoles, Sociedad Holding de Mercados y Sistemas Financieros, S.A.
D. Rafael Miranda Robredo	Presidente de ENDESA Internacional, S.A.
	Vicepresidente de Enersis, S.A.
	Consejero de Auna
D. Alberto Alonso Ureba	Catedrático de Derecho Mercantil Universidad Rey Juan Carlos de Madrid
	Consejero de Zeltia, S.A.
	Consejero de Lazarejo, S.L.
D. Miguel Blesa de la Parra	Presidente de Caja Madrid
	Presidente de la Corporación Financiera Caja Madrid
	Presidente de Altae Banco
	Presidente de la Fundación Caja Madrid
	Vicepresidente dominical de Iberia, L.A.E.
	Consejero independiente de ACS, S.A.
D. Rafael Español Navarro	Presidente de Grupo La Seda
	Presidente de Majórica
	Consejero de DOGI, S.A.
D. José María Fernández Cuevas	Director de Seguridad Vial de ADA
	Adjunto al Presidente del Grupo Cliner
	Secretario no consejero de Cliner, S.A.
D. José Manuel Fernández Norriella	Presidente de Ebro-Puleva, S.A.
	Consejero de Enagás, S.A.
	Consejero de Iberia, L.A.E.
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. Juan Ramón Quintás Seoane	Presidente de la Confederación Española de Cajas de Ahorro
	Consejero de CASER, Grupo Asegurador
	Consejero de LICO Corporación, S.A.
	Consejero de Ahorro Corporación, 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	Vicepresidente y Director General de Industrias Peleteras, S.A. INPELSA
	Consejero de Tenerías Alfa, S.A.
	Consejero de CISA
	Consejero de S.B.B. Participaciones, en representación de Bancaja
D. José Serna Masiá	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

El Gobierno español, a la vista de la sentencia de 13 de mayo de 2003 del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas, y por medio de la Ley 62/2003 de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, modificó el régimen previsto en la Ley 5/1995 de 23 de marzo, sobre régimen jurídico de enajenación de participaciones públicas en determinadas empresas y el Real Decreto 929/1998 de 14 de mayo, que determinaba la aplicación del régimen legal a ENDESA S.A. y ciertas sociedades de su Grupo.

De manera principal, son dos las modificaciones realizadas a la normativa. La primera de ellas consiste en que desaparece el carácter previo de la intervención administrativa, sustituyéndose aquélla por una intervención con posterioridad a la realización del acto o adopción del acuerdo sujeto a notificación, si bien sus efectos quedan en suspenso durante el procedimiento de revisión de tales actos y acuerdos. La segunda modificación significativa es que la nueva normativa exclusivamente permite a la Administración oponerse al acto o acuerdo notificado si motivadamente aprecia la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades desarrolladas por las empresas, con el fin de garantizar la adecuada gestión y prestación de servicios por las mismas, de conformidad con ciertos criterios objetivos desarrollados en la norma.

Igualmente, el régimen legal limita el ámbito de aplicación subjetivo y objetivo de la autorización respecto al régimen anteriormente existente. En concreto, están sujetos al régimen de notificaciones establecido en la mencionada ley, siempre que desenvuelvan sus efectos en el mercado nacional, los actos y acuerdos sociales de adquisición, directa o indirecta, de acciones de Endesa, S.A., de Endesa Generación, S.A. y de Endesa Distribución Eléctrica, S.L. u otros valores, títulos o derechos que puedan dar derecho, directa o indirectamente, a la suscripción o adquisición de aquéllas, cuando tenga por consecuencia la disposición sobre, al menos, el 10% del capital de Endesa, S.A., o de las filiales mencionadas. No obstante, en cuanto a Endesa, S.A. como sociedad cotizada, quedan exceptuadas del régimen de notificación las adquisiciones meramente financieras que no tengan por objeto la participación en el control y/o la gestión de Endesa, S.A..

Por otra parte, también quedan sujetos al régimen establecido en la mencionada ley, los actos y acuerdos sociales de enajenación o gravamen, en cualquier forma y por cualquier título, de las acciones o títulos representativos del capital de que sea titular Endesa, S.A., en Endesa Generación, S.A. y en Endesa Distribución Eléctrica, S.L.. A estos efectos, se equiparan a las acciones cualesquiera otros valores que puedan dar derecho, directa o indirectamente, a la suscripción o adquisición de las mismas.

Finalmente, los acuerdos sociales de las compañías mencionadas, de disolución voluntaria, escisión o fusión habrán de ser sólo objeto de comunicación.

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, no 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 establecían limitaciones para que La Caixa designara miembros del Consejo de Administración de ENDESA, ejerciera los derechos de voto correspondiente al exceso sobre el 3% en el capital social de ENDESA, subordinándolo al cumplimiento de determinadas condiciones y autorizaciones.

▪ El día 24 de octubre de 2003, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía acordó en la sesión celebrada el mismo día, aprobar una Resolución “*por la que se establecen y hacen públicas, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos*”. Dado que, en dicha resolución, ENDESA Gas no aparece como operador principal en el sector de hidrocarburos gaseosos, desaparecen las anteriores limitaciones a las que estaba sujeta La Caixa. En consecuencia, en la Junta General de Accionistas de ENDESA celebrada el 2 de abril de 2004, dicha entidad financiera ejerció el 100% de sus derechos de voto.

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 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% 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.

Con fecha 3 de junio de 2003, la Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona “La Caixa”, comunicó a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) que, a través de Caixa Finance, B.V., había llevado a cabo una 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, reservándose el emisor la opción de entregar en lugar de acciones de ENDESA, S.A. una cantidad en efectivo equivalente.

Conforme a la información de que dispone ENDESA, no se tiene constancia del ejercicio de la opción de canje por parte de los tenedores de bonos canjeables.

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 2003, a 45.381.832 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 información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A. (IBERCLEAR) el 3 de marzo de 2004 con motivo de la celebración de la Junta General Ordinaria de Accionistas del año 2004, el número de accionistas asciende a 0,93 millones aproximadamente y la estructura del capital social de ENDESA muestra la siguiente distribución:

TRAMOS	C.C.V. (1)	%	ACCIONES	%
1 a 1.000	881.936	94,95	174.757.981	16,48
1.001 a 5.000	41.545	4,47	75.266.291	7,10
5.001 a 25.000	4.366	0,47	39.727.143	3,75
25.001 a 80.000	574	0,06	24.834.902	2,34
80.001 en adelante	425	0,05	745.903.731	70,34
TOTAL	928.846	100,00	1.060.490.048	100,00

(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 2003, el Grupo ENDESA tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 11.188 millones de euros. De este importe, 10.481 millones de euros corresponden a garantías concedidas a empresas del Grupo para garantizar deudas recogidas en el pasivo del balance de situación consolidado, principalmente las emisiones de valores negociables de International ENDESA, B.V. ENDESA garantiza parcialmente un préstamo sindicado que por importe de 1.240 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 agosto de 2005. A la fecha de registro del presente Folleto dicha garantía ha quedado liberada.

Al 31 de diciembre de 2003 el Grupo tiene contratadas operaciones de opciones y futuros de electricidad por un total de 35.213 GWh, existiendo una posición abierta de 329 GWh. El efecto de la valoración de las posiciones abiertas a 31 de diciembre de 2003 no es significativo.

A 31 de diciembre de 2002, el Grupo tenía prestados avales a terceros derivados de sus actividades por importe de 14.576 millones de euros.

VI.11. INTERESES EN LA ENTIDAD DEL AUDITOR DE CUENTAS

Los honorarios devengados por las distintas firmas de auditoría, tanto de ENDESA, S.A. como en sus sociedades filiales, en el ejercicio 2003, han sido las siguientes:

ENDESA, S.A.:

- Realización por Deloitte & Touche de la auditoria de cuentas anuales individual y consolidada: 28.188 y 394.239 euros, respectivamente.
- Otras auditorias y servicios relacionados con las auditorias efectuados por Deloitte & Touche: 1.213.936 euros.
- Otros servicios distintos de auditoria efectuados por Deloitte & Touche: 831.300 euros.
- Otras auditorias y servicios relacionados con las auditorias efectuados por otras firmas de auditoria: 19.665 euros.
- Otros servicios distintos de auditoria efectuados por otras firmas de auditoria: 351.000 euros.

Sociedades Filiales:

- Realización por Deloitte & Touche de la auditoria de cuentas anuales: 2.525.936 euros.
- Otras auditorias y servicios relacionados con las auditorias efectuados por Deloitte & Touche: 2.066.474 euros.
- Otros servicios distintos de auditoria efectuados por Deloitte & Touche: 860.288 euros.
- Realización de auditorias de cuentas anuales por otras firmas de auditoria: 668.768 euros.
- Otras auditorias y servicios relacionados con las auditorias efectuados por otras firmas de auditoria: 448.650 euros.
- Otros servicios distintos de auditoria efectuados por otras firmas de auditoria: 47.200 euros.

La variación de los honorarios satisfechos a las distintas firmas de auditoria que prestan sus servicios a ENDESA, con relación al ejercicio anterior, es debida fundamentalmente a los siguientes conceptos:

- Realización, por primera vez, de las revisiones trimestrales sobre los estados financieros consolidados de ENDESA cuyo importe total ascendió a 885.765 euros.
- Adaptación del modelo de control de información financiero para dar cumplimiento a lo exigido por la ley norteamericana Sarbanes-Oxley a ENDESA y sus filiales cotizadas en la Bolsa de Nueva York. El importe de estos trabajos ascendió a 795.534 euros.
- Emisión de certificaciones requeridas por las distintas instituciones que intervinieron en el proceso de fortalecimiento financiero de nuestra filial Enersis, y cuyo importe fue de 750.408 euros.

Los importes descritos anteriormente no incluyen gastos incurridos por los auditores por cuenta del Grupo ENDESA por importe de 116 mil euros en el ejercicio 2003, de modo que los honorarios devengados en 2003 por Deloitte & Touche España, S.L., así como por otros miembros de la firma Deloitte Touche Tohmatsu y sus respectivos afiliados (incluyendo Deloitte Consulting) han ascendido a 8,036 millones de euros.

CAPÍTULO VII

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL EMISOR**VII.1. EVOLUCIÓN RECIENTE DE LOS NEGOCIOS DE LA SOCIEDAD EMISORA****VII.1.1. PRIMER SEMESTRE DE 2004**

A continuación se presentan los estados económico-financieros consolidados de la sociedad a 30 de junio de 2004 (cifras en millones de euros):

- Balance consolidado del Grupo ENDESA**

	30-6-04	31-12-03	VARIACION (%)
ACTIVO			
Inmovilizado material e inmaterial	27.800	27.502	1,08
Inmovilizado financiero	6.107	6.176	(1,12)
Fondo de comercio de consolidación	4.529	4.584	(1,20)
Gtos. a distribuir en varios ejercicios	666	677	(1,62)
Activo circulante	6.290	7.108	(11,51)
TOTAL	45.392	46.047	(1,42)
PASIVO			
Fondos propios	8.975	8.801	1,98
Socios externos	5.108	4.945	3,30
Diferencia negativa de consolidación	12	13	(7,69)
Ingr. a distribuir en varios ejercicios	1.530	1.512	1,19
Provisiones para riesgos y gastos	4.370	4.502	(2,93)
Deudas a largo plazo	16.737	17.582	(4,81)
Deudas a corto plazo	8.660	8.692	(0,37)
TOTAL	45.392	46.047	(1,42)

- Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del Grupo ENDESA (acumulado a junio)**

	30-6-04	30-6-03	VARIACION (%)
Ingresos de explotación	8.509	7.976	6,68
Importe neto de la cifra de negocios	8.310	7.762	7,06
Trabajos para el inmovilizado	106	88	20,45
Otros ingresos de explotación	93	126	(26,19)
Gastos de explotación	6.719	6.334	6,08
Aprovisionamientos	4.617	4.304	7,27
Gastos de personal	615	583	5,49
Dot. amortizaciones del inmovilizado	790	816	(3,19)
Variación provisiones de tráfico	23	33	(30,30)
Otros gastos de explotación	674	598	12,71
Beneficio de explotación	1.790	1.642	9,01
Ingresos financieros	323	494	(34,62)
Gastos financieros	782	841	(7,02)
Resultados financieros	(459)	(347)	(32,28)
Participación soc. puesta equivalencia	35	(14)	350,00
Amortización fondo de comercio	(155)	(142)	9,15
Beneficio actividades ordinarias	1.211	1.139	6,32
Resultados extraordinarios	183	464	(60,56)
Rdo. consolidado antes impuestos	1.394	1.603	(13,04)
Impuesto sobre beneficios	407	374	8,82
Resultado consolidado del ejercicio	987	1.229	(19,69)
Resultado atribuido a la minoría	198	353	(43,91)
Rdo. atribuido a la sociedad dominante	789	876	(9,93)

- **Estado de origen y aplicación de fondos Grupo ENDESA**

	30-6-04	30-6-03	VARIACION (%)
ORIGEN DE FONDOS			
Recursos procedentes de las operaciones	1.845	1.842	0,16
Recursos obtenidos por enajenación de sociedades consolidadas	51	-	-
Enajenación de inmovilizado	281	2.355	(88,07)
Cancelación o traspaso a corto de inmovilizado financiero	141	82	71,95
Subvenciones de capital y otros ingresos a distribuir	120	85	41,18
Aportaciones de socios externos	-	1.968	(100,00)
TOTAL ORIGENES	2.438	6.332	(61,50)
APLICACIÓN DE FONDOS			
Inmovilizado material e inmaterial	884	848	4,25
Inmovilizado financiero	553	98	464,29
Adquisición de acciones de la sociedad dominante	114	(138)	(182,61)
Adquisición de participaciones adicionales en sociedades consolidadas		15	(100,00)
Dividendos de la sociedad dominante	464	443	4,74
Gastos de formalización de deudas	11	98	(88,78)
Reducciones de capital y dividendos atribuidos a minoritarios	98	68	44,12
Variación neta de deuda	306	3.845	(92,04)
Provisiones para riesgos y gastos	299	260	15,00
Variación del capital circulante	(291)	795	-
TOTAL APLICACIONES	2.438	6.332	(61,50)

VII.1.1.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

El beneficio neto de ENDESA ha ascendido a 789 millones de euros en el primer semestre del presente ejercicio y el beneficio neto por acción ha sido de 0,75 euros. Este beneficio se ha situado un 9,9% por debajo del obtenido en el primer semestre de 2003 como consecuencia de los menores resultados extraordinarios registrados en enero-junio de este año en comparación con los del mismo período del año anterior.

Cabe recordar que en el primer semestre de 2003, ENDESA registró resultados extraordinarios positivos por importe de 464 millones de euros, lo que tuvo un efecto sobre el resultado neto de 428 millones de euros. En el primer semestre de 2004, los resultados extraordinarios han ascendido a 183 millones de euros con un impacto sobre el resultado neto de sólo 136 millones de euros.

Todos los negocios de ENDESA han registrado beneficios netos en el primer semestre del presente año. El del negocio eléctrico español ha ascendido a 506 millones de euros, el del negocio eléctrico en Europa a 100 millones, el del negocio eléctrico iberoamericano a 47 millones y el de los otros negocios a 136 millones.

El resultado de las actividades ordinarias ha ascendido a 1.211 millones de euros en los seis primeros meses de 2004, con un crecimiento del 6,3% en relación con el del mismo periodo de 2003.

Por lo que se refiere a los principales datos físicos de ENDESA, su generación total de electricidad ha sido de 86.922 GWh en el primer semestre de 2004 en el conjunto de los mercados en los que opera en España, resto de Europa e Iberoamérica, con un crecimiento del 13,9% respecto del mismo período del año anterior, y las ventas de electricidad en esos mismos mercados se han situado en 86.360 GWh, con un crecimiento del 9,7% respecto de enero-junio de 2003.

Los fuertes incrementos de la generación y venta de electricidad de ENDESA tienen una especial relevancia en un mercado tan maduro como el eléctrico y han sido un factor determinante en la favorable evolución del resultado de explotación, que ha ascendido a 1.790 millones de euros en el primer semestre de 2004, con un incremento del 9% en comparación con el del mismo período de 2003. Cabe destacar que este elevado crecimiento se ha conseguido en un entorno caracterizado por factores tales como la reducción del precio del "pool" en España, el incremento del precio de los combustibles, la baja hidraulicidad en España y Chile, etc.

Por otro lado, este resultado ha experimentado crecimientos en todos los negocios de ENDESA a lo largo de los seis primeros meses de 2004:

- El del negocio eléctrico español ha alcanzado los 967 millones de euros, con un crecimiento del 8,5% respecto del mismo periodo de 2003.
- El del negocio eléctrico en el resto de Europa se ha situado en 222 millones de euros, con un incremento del 38,7%.
- El del negocio eléctrico iberoamericano ha sido de 582 millones de euros, con un incremento del 0,5%.
- El de los demás negocios ha crecido un 58,3%, situándose en 19 millones de euros.

La favorable evolución del resultado de explotación en España y en Iberoamérica se ha debido a los incrementos de la demanda y de los precios, que han compensado el aumento de los costes de los combustibles. En el caso de Italia, el aumento del resultado de explotación ha sido consecuencia del incremento de la energía vendida, que ha compensado la disminución del precio medio.

A 30 de junio de 2004 el endeudamiento neto de ENDESA ascendía a 17.157 millones de euros, lo que supone una reducción de 93 millones de euros respecto del registrado al cierre del ejercicio 2003 y de 739 millones de euros respecto del existente al término del primer trimestre del presente ejercicio.

La reducción del endeudamiento y el incremento en 337 millones de euros de la suma de los fondos propios y de los fondos de accionistas minoritarios, que ha ascendido a 14.083 millones de euros al 30 de junio de 2004, han situado el apalancamiento en esta última fecha en un 121,8%, es decir, 3,7 puntos por debajo del registrado a 31 de diciembre de 2003.

Los resultados financieros han sido negativos por importe de 459 millones de euros, frente a 347 millones de euros también negativos en el primer semestre de 2003. Los resultados financieros del primer semestre de 2004 incluyen un efecto ligeramente positivo de las diferencias de cambio, por importe de 9 millones de euros, frente a los 169 millones de euros positivos del primer semestre de 2003.

En enero-junio de 2004, ha continuado la favorable evolución de los resultados de Auna y de Smartcom, ya que ambas compañías han aportado beneficios a ENDESA. Su contribución a los resultados ha alcanzado los 6 millones de euros en el primer semestre de 2004, con una mejoría de 51 millones de euros respecto de los del mismo período del año anterior.

Por último, los resultados extraordinarios han ascendido a 183 millones de euros. Destaca en este epígrafe la plusvalía de 102 millones de euros por la venta de la participación de ENDESA en Aguas de Barcelona, cuyo efecto sobre el resultado neto ha ascendido a 87 millones de euros.

En el primer semestre del presente ejercicio, ENDESA ha realizado dos operaciones societarias que han consolidado de manera significativa su presencia en el mercado eléctrico europeo:

- En el mes de junio, ENDESA ha formalizado la compra a Santander Central Hispano (SCH) de un 34,3% adicional de ENDESA Italia, con lo cual su participación en la compañía italiana se eleva actualmente al 85,3%. Esta adquisición, que se ha realizado en ejercicio del derecho de opción de compra acordado por ENDESA y SCH el 13 de junio de 2001, ha supuesto un desembolso de 817 millones de euros, cantidad que ya estaba registrada como un pasivo en el balance de ENDESA cerrado al 31 de diciembre de 2003, por lo que no ha dado lugar a incremento alguno en su endeudamiento consolidado (véase *Capítulo III, apartado III.8*).
- Por otro lado, el pasado 26 de julio, la Comisión francesa de Privatizaciones y Transferencias ha autorizado la adquisición a Charbonnages de France por parte de ENDESA de un 35% adicional de la generadora francesa Snet, de la que ya poseía un 30%, por lo que la participación total en la misma se elevará a un 65%. La autorización se ha producido en condiciones que no varían sustancialmente las que se acordaron inicialmente, y los términos concretos de las mismas se harán públicos al cierre de la operación. Una vez culminada ésta, los estados financieros de la compañía francesa pasarán a contabilizarse en los de ENDESA por integración global y no, como hasta ahora, por puesta en equivalencia (véase *Capítulo III, apartado III.8*).

A continuación, se exponen las principales magnitudes de la cuenta de resultados consolidada de ENDESA del primer semestre de 2004 y su comparación con las del mismo período del ejercicio anterior (cifras en millones de euros):

	30-6-04	30-6-03	% VARIACION
Cifra de negocios	8.310	7.762	7,1
Cash-flow operativo	2.580	2.458	5,0
Resultado de explotación	1.790	1.642	9,0
Rdo. Actividades Ordinarias	1.211	1.139	6,3
Resultado neto	789	876	(9,9)
Cash-flow	1.845	1.842	0,2

Resultado de explotación

La cifra de negocios de ENDESA ascendió a 8.310 millones de euros en el primer semestre de 2004, con un aumento del 7,1% respecto del mismo período del ejercicio anterior. El cash flow operativo se situó en 2.580 millones de euros, lo que supone un incremento del 5,0% en comparación con el del primer semestre de 2003. El resultado de explotación de los seis primeros meses de 2004 fue de 1.790 millones de euros, con un crecimiento del 9% en relación con el mismo período del año anterior.

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

	NEGOCIO ELECTRICO						OTROS NEGOCIOS	
	ESPAÑA		EUROPA		IBEROAMERICA		MM/€	%TOTAL
	MM/€	%TOTAL	MM/€	%TOTAL	MM/€	%TOTAL		
Cifra de negocio	5.188	62,4	1.122	13,5	1.934	23,3	66	0,8
Cash flow operativo	1.471	57,0	281	10,9	791	30,7	37	1,4
Resultado de explotación	967	54,0	222	12,4	582	32,5	19	1,1
Cash-flow	1.077	58,4	258	14,0	464	25,1	46	2,5

Negocio eléctrico en España

El resultado de explotación del negocio eléctrico de ENDESA en España ascendió a 967 millones de euros en el primer semestre de 2004, lo que representa un incremento de 76 millones de euros en términos absolutos y del 8,5% en términos porcentuales en relación con el mismo período del año anterior.

De este incremento, 49 millones de euros se deben a la modificación de la estimación de la vida útil de las centrales nucleares, que ha pasado de 30 a 40 años, lo que ha supuesto unas menores dotaciones de amortización. Coincidiendo con esta modificación, ENDESA ha comenzado a dotar una provisión para cubrir los costes del desmantelamiento de estas instalaciones que se llevará a cabo cuando finalice su vida útil. En el primer semestre de 2004, se han dotado 5 millones de euros por este concepto.

Las variaciones de los principales epígrafes del resultado de explotación han sido las siguientes (cifras en millones de euros):

	30-6-04	30-6-03	DIFERENCIA	% VARIACION
Ingresos netos	3.097	2.912	185	6,4
Consumos de combustibles	778	696	82	11,8
Amortizaciones y provisiones	519	560	(41)	(7,3)
Gastos de personal y otros gastos	833	765	68	8,9
TOTAL	967	891	76	8,5

El aumento en un 6,4% de los ingresos netos ha sido consecuencia del incremento en un 7% de la producción, del incremento medio en un 1,7% de la tarifa regulada del ejercicio 2004 respecto de la del ejercicio 2003 y del incremento en un 7% del precio medio aplicado a los clientes liberalizados. A su vez, los ingresos netos de la distribución peninsular han aumentado tan sólo en un 2%.

El aumento de los ingresos netos ha superado en 35 millones de euros al de los costes de combustibles y de los gastos fijos. Esta diferencia, junto con las menores amortizaciones, ha producido el aumento antes citado de 76 millones, es decir, del 8,5% en el resultado de explotación.

A continuación, se expone un análisis detallado de los distintos epígrafes que componen el resultado de explotación.

Ingresos

La cifra de negocios La cifra de negocios del negocio eléctrico español de ENDESA se situó en 5.188 millones de euros en el primer semestre de 2004, cantidad mayor en un 4,5% que la obtenida en el periodo enero-junio de 2003. Seguidamente, se refleja su desglose por (cifras en millones de euros):

	30-6-04	30-6-03	DIFERENCIA	% VARIACION
Ventas	4.857	4.682	175	3,7
CTC tecnológicos	158	129	29	22,5
CTC carbón	46	39	7	18,0
Prestación de servicios	127	116	11	9,5
TOTAL	5.188	4.966	222	4,5

Ventas

Las ventas del negocio eléctrico español ascendieron a 4.857 millones de euros en el primer semestre de 2004, con el siguiente desglose (cifras en millones de euros):

	30-6-04	30-6-03	DIFERENCIA	% VARIACION
Generación peninsular	1.368	1.341	27	2,0
Distribución y comercialización a tarifa peninsular	1.867	1.901	(34)	-1,8
Comercialización a clientes liberalizados	861	667	194	29,1
Sistemas extrapeninsulares	515	466	49	10,5
Compensaciones extrapeninsulares	108	100	8	8,0
Operaciones bilaterales al por mayor	4	53	(49)	-92,5
Gas	110	88	22	25,0
Otros	24	66	(42)	-63,6
TOTAL	4.857	4.682	175	3,7

Cabe subrayar que en el primer semestre del presente año, la cuota de mercado de ENDESA en la generación en régimen ordinario ha sido del 46,1%, del 42,3% en distribución y del 41,3% en ventas a clientes finales.

Generación peninsular

En los seis primeros meses de 2004, la demanda de electricidad del sistema peninsular español ha crecido un 4,7% respecto del mismo período de 2003. La generación en régimen ordinario ha registrado un aumento mayor, concretamente del 5,9 %, como consecuencia de la disminución del saldo de los intercambios internacionales y del aumento en un 12,4% de la producción en régimen especial.

La producción eléctrica peninsular de ENDESA vendida en el mercado mayorista ha sido de 41.642 GWh en el primer semestre de 2004, lo que supone un incremento del 7% respecto del mismo período del año anterior y una cuota de mercado del 42,7%.

A su vez, las empresas del régimen especial en las que ENDESA posee participación mayoritaria han generado 1.073 GWh en el primer semestre de 2004, un 12,4% más que en el mismo período de 2003. Estas instalaciones se basan, en su mayor parte, en el aprovechamiento de energías renovables. Además, ENDESA participa también en otras sociedades que producen energía en régimen especial que han producido otros 1.823 GWh en el primer semestre de 2004. Los resultados económicos de esta actividad se incluyen en otros negocios.

La cifra de ventas de la generación peninsular de ENDESA se situó en 1.368 millones de euros, cantidad mayor en un 2% que la del primer semestre de 2003. Este aumento se debe al incremento de la producción antes señalado y a la disminución en un 4,8% del precio medio del "pool" registrado

en el primer semestre de 2004 en comparación con el mismo período de 2003. En términos absolutos, el precio medio del "pool" del primer semestre del presente año ha sido de 32 euros por MWh.

En relación con la primera mitad del año anterior, se ha producido la sustitución de las centrales de fuelóleo por ciclos combinados (CCGT) en la formación del precio marginal. De este modo, el coste de las centrales marginales del sistema ha pasado del entorno de los 40-50 euros/MWh de las centrales de fuelóleo, al entorno de los 25-30 euros/MWh de los CCGT. Este factor, junto con el significativo incremento del margen de reserva (es decir, de la relación entre la potencia disponible y la demanda), ha dado lugar a una ligera disminución en el precio medio del "pool", que ha pasado de 33,6 euros/MWh en enero-junio de 2003 a los 32 euros/MWh antes citados en el primer semestre de 2004.

Por lo que se refiere al papel de las diferentes tecnologías, las centrales de carbón fijaron el precio marginal el 20% de las veces, frente a un 76% de las centrales hidroeléctricas.

La estructura de la generación peninsular de ENDESA y la del conjunto del sector en los primeros semestres de 2004 y 2003 ha sido la siguiente (en %):

	ENDESA		TOTAL SECTOR	
	1º SEMESTRE 2004	1º SEMESTRE 2003	1º SEMESTRE 2004	1º SEMESTRE 2003
Nuclear	34,2	34,3	31,4	31,6
Carbón	42,0	42,9	36,2	34,8
Hidráulica	15,7	17,7	18,4	25,6
Ciclo combinado	7,0	3,5	12,2	5,5
Fuelóleo-gas	1,1	1,6	1,8	2,5
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

Estos datos confirman la estabilidad del "mix" de producción de ENDESA respecto de la volatilidad de los diferentes escenarios hidráulicos, lo que indica que no se encuentra tan condicionado como el de otras empresas del sector por el inestable régimen de aportaciones hidráulicas que es característico de la península.

Por otro lado, cabe destacar que las centrales peninsulares de carbón de ENDESA han alcanzado un nivel de disponibilidad del 84,1% en el primer trimestre de 2004, nivel muy superior al de los ciclos combinados, y que la electricidad procedente de esas centrales ha permitido cubrir el 17,9% del incremento de la demanda registrado en ese mismo período.

En definitiva, la posición de ENDESA en el mercado de generación, basada en un "mix" equilibrado y adecuadamente dimensionado respecto de su demanda, contribuye de manera significativa a la seguridad del suministro a la competitividad de los costes de generación.

Distribución y comercialización a tarifa peninsular

La energía distribuida por ENDESA en el mercado peninsular ha ascendido a 40.938 GWh en el primer semestre de 2004, de los cuales 27.287 GWh se han comercializado a clientes que reciben el suministro a través de tarifa regulada.

La cifra de peajes de distribución y venta de energía en el mercado peninsular regulado disminuyó un 1,8% respecto de la del mismo periodo de 2003. Esta disminución ha sido debida a la disminución en un 1% de la energía comercializada a tarifa, y a la reducción del 5,2% del precio de la energía adquirida en el "pool", que se traslada automáticamente a los ingresos reconocidos por venta de energía en el mercado regulado.

El margen de la actividad de distribución, medido como diferencia entre la cifra de ventas y la de compras y gastos de transporte de energía de esta actividad, ha ascendido a 667 millones de euros en el primer semestre de 2004, cantidad un 2% mayor que la del mismo período de 2003.

Comercialización a clientes liberalizados

En los seis primeros meses del presente año, ENDESA ha vendido 14.499 GWh a clientes del mercado liberalizado, lo que supone un incremento del 21% respecto del mismo período de 2003.

Este incremento se desglosa entre un 15,4% en las zonas en las que ENDESA opera también como distribuidor, un 11,6% en otras zonas y un 90% en clientes de otros países europeos.

El aumento de la energía vendida en el mercado liberalizado, junto con el incremento en un 7% de su precio medio, ha dado lugar a un crecimiento del 29,1% en la cifra de ventas de esta actividad, con lo que ésta se ha situado en 861 millones de euros.

Cabe destacar que el número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado español se situaba en 253.000 al término del primer semestre del presente año.

Sistemas extrapeninsulares

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares ha sido de 6.200 GWh en el primer semestre de 2004, con un incremento del 6,7% respecto del mismo período del ejercicio anterior. Por lo que se refiere a la demanda, ha crecido un 6,4% en el conjunto de estos mercados en ese mismo período.

Las ventas realizadas en ellos han ascendido a 515 millones de euros, lo que supone un crecimiento del 10,5% con respecto al primer semestre de 2003, como resultado, fundamentalmente, del incremento de la demanda anteriormente mencionado. Además, se ingresaron 108 millones de euros por compensaciones, lo que representa un incremento de 8 millones respecto del primer semestre de 2003.

Por otro lado, el Real Decreto 1747/2003 establece que los costes de combustibles de la generación extrapeninsular han de ser repercutidos en el precio de venta, considerándose un "pass through". La aplicación de las liquidaciones correspondientes está pendiente del desarrollo del mismo.

Dados los costes de los combustibles que se utilizan en la generación extrapeninsular y el incremento de los mismos que se ha producido en los últimos meses, las compensaciones finales que se habrán de liquidar por estos sobrecostes serán mayores que se están percibiendo en estos momentos. No obstante, ENDESA no está contabilizando esos mayores ingresos al no poder realizar la cuantificación correspondiente.

Gas

Las ventas de gas de las empresas participadas por ENDESA han ascendido a 110 millones de euros en el primer semestre de 2004, con un incremento del 25% en relación con el mismo período del ejercicio anterior.

En términos de energía, las ventas de las sociedades en las que ENDESA posee participación mayoritaria se han situado en 7.255 GWh en los seis primeros meses de 2004, lo que supone un incremento del 43,8% respecto del mismo período de 2003. De esa cantidad, 4.984 GWh se han vendido a clientes del mercado liberalizado y 2.271 GWh a los del mercado regulado. Por otro lado, 600 GWh de las ventas totales corresponden a sociedades no consolidadas por integración global, dada su escasa significación en el conjunto del Grupo.

Los 7.255 GWh vendidos, junto con los 6.973 GWh consumidos por las instalaciones de generación de ENDESA, suman un total de 14.228 GWh, lo que representa una cuota del 8,9% del mercado español de gas natural.

CTC

Durante el primer semestre de 2004, los ingresos del sector han sido suficientes para cubrir la totalidad de los costes del sistema, quedando un remanente de 299 millones de euros para CTC tecnológicos. De este importe, a ENDESA le corresponden 158 millones de euros, es decir, 29 millones más que en el primer semestre de 2003.

Costes de explotación

Seguidamente, se expone el desglose de los costes de explotación del negocio eléctrico español de ENDESA en el primer semestre de 2004 y su comparación con el del mismo período del ejercicio anterior (cifras en millones de euros):

	30-6-04	30-6-03	DIFERENCIA	% VARIACION
Aprovisionamientos	2.981	2.858	123	4,3
Compras de energía	1.900	1.910	(10)	-0,5
Consumos de materia primas	778	696	82	11,8
Gtos. transporte energía y otros externos	303	252	51	20,2
Amortizaciones	504	536	(32)	-6,0
Provisiones	15	24	(9)	-37,5
Personal	439	415	24	5,8
Otros gastos de explotación	394	350	44	12,6
TOTAL	4.333	4.183	150	3,6

Aprovisionamientos

En enero-junio de 2004, los aprovisionamientos del negocio eléctrico en España han ascendido a 2.981 millones de euros, con un aumento de 123 millones de euros en valor absoluto y del 4,3% en términos porcentuales con respecto al primer semestre de 2003, como consecuencia fundamentalmente de los factores que se indican a continuación:

- Las compras de electricidad realizadas fundamentalmente por la distribuidora y la comercializadora de ENDESA para ventas a clientes han disminuido 10 millones de euros, es decir, un 0,5% respecto de la cifra registrada en el primer semestre de 2003. Este descenso se debe al incremento del 3,7% en la energía comercializada a los clientes a tarifa y a los del mercado liberalizado en la península y a una disminución del 5,2% del precio medio de la energía adquirida.
- La cifra de compras de gas para la venta a clientes ha aumentado en 18 millones de euros, es decir, un 29% como consecuencia del incremento en un 25% en las ventas de gas.
- El coste de los combustibles para la generación de energía eléctrica se ha incrementado en 64 millones de euros, como consecuencia fundamentalmente de la evolución de los precios internacionales, la mayor producción y el menor nivel de hidráulidad, lo que representa un 10,1% de los consumos realizados en el primer semestre de 2003. Cabe destacar que el carbón doméstico adquirido por ENDESA y el procedente de sus propias instalaciones mineras no se encuentra afectado por la evolución de los precios internacionales, al revés de lo que le ocurre al gas utilizado en los ciclos combinados, cuyo precio está vinculado a la evolución de los precios del petróleo. Esto confirma la contribución del "mix" de producción de ENDESA a la competitividad de los costes de generación del sistema eléctrico peninsular.

Amortizaciones

La dotación a la amortización del primer semestre de 2004 ha ascendido a 504 millones de euros, con una disminución de 32 millones de euros respecto del mismo periodo de 2003.

El efecto del cambio en la estimación de la vida útil de las centrales nucleares de 30 a 40 años realizada a partir del 1 de enero de 2004 ha supuesto una menor dotación a amortizaciones por importe de 49 millones de euros en el primer semestre de 2004 respecto de la que hubiera correspondido en el caso de no haberse producido este cambio.

Descontado este efecto, la dotación a la amortización del negocio eléctrico en España de ENDESA ha aumentado en 17 millones de euros como consecuencia de la amortización de las inversiones realizadas en 2003 y en el primer semestre de 2004.

Gastos de personal

A 30 de junio de 2004, la plantilla del negocio eléctrico español de ENDESA era de 13.550 personas, lo que supone una disminución de 101 empleados respecto de la existente a 31 de diciembre de 2003.

En el primer semestre del presente ejercicio, los gastos de personal de este negocio han ascendido a 439 millones de euros, con un incremento del 5,8% respecto de los del primer semestre de 2003.

El aumento del coste del personal se ha debido al incremento salarial del ejercicio 2004 y a la desviación entre el IPC previsto en las cuentas del primer semestre de 2003 y el real de ese mismo año.

En el mes de mayo de 2004, se firmó el Convenio Colectivo que cubre a la mayor parte de los trabajadores del negocio eléctrico de ENDESA en España. Este Convenio Colectivo tiene vigencia desde el 1 de enero de 2003 hasta el 31 de diciembre de 2007.

Otros gastos de explotación

El epígrafe de "Otros gastos de explotación" ha ascendido a 394 millones de euros en el primer semestre de 2004, con un incremento de 44 millones de euros respecto del mismo período del año anterior.

Este aumento se ha debido principalmente al incremento en 16 millones de euros de los gastos de operación y mantenimiento de las redes eléctricas de la Empresa, como consecuencia de los planes de mejora de calidad de suministro puestos en marcha, y a los mayores impuestos pagados por importe de 15 millones de euros, fundamentalmente como consecuencia del aumento de la Tasa de Ocupación de la vía pública debido al incremento de la facturación y de la tasa medioambiental que ha comenzado a aplicarse en Andalucía.

Negocio eléctrico en Europa

El resultado de explotación del negocio eléctrico en Europa ha ascendido a 222 millones de euros en el primer semestre de 2004, con un incremento del 38,7% respecto del obtenido en el mismo período del ejercicio anterior. Tanto en el primer semestre de 2004 como en el de 2003, la totalidad de este resultado ha correspondido prácticamente a ENDESA Italia.

En las cifras de ventas y compras de energía de este negocio, se incluyen las operaciones bilaterales al por mayor realizadas en el mercado europeo, cuyo resultado ha sido equilibrado. Estas operaciones se han reducido en 7 millones de euros en enero-junio de 2004 respecto del mismo período de 2003.

A su vez, el cash flow operativo este negocio ha sido de 281 millones de euros en enero-junio de 2004, con un incremento del 30,7% respecto del mismo período del año anterior.

A continuación, se muestra la variación del resultado de explotación de ENDESA Italia entre el primer semestre de 2004 y el primer semestre de 2003 (cifras en millones de euros):

	30-6-04	30-6-03	DIFERENCIA	% VARIACION
Cifra de negocios	800	623	177	28,4
Trabajos para inmovilizado	9	8	1	12,5
Otros ingresos	5	27	(22)	-81,5
Compras de energía	(96)	(42)	(54)	128,6
Consumo de materias primas	(347)	(329)	(18)	5,5
Gastos de transporte de energía	(13)	(2)	(11)	550,0
Gastos de personal	(32)	(32)	-	0
Amortizaciones	(59)	(55)	(4)	7,3
Otros gastos	(40)	(33)	(7)	21,2
RESULTADO DE EXPLOTACION	227	165	62	37,6

La cifra de negocios de ENDESA Italia se ha incrementado un 28,4% en los seis primeros meses del presente año en comparación con mismo período de 2003, como consecuencia del aumento en un 39% de la energía vendida y de la disminución en un 10,7% del precio medio de venta debida a la revisión tarifaria aprobada por la Autoridad de la Energía Eléctrica y el Gas.

Esta revisión tarifaria ha sido recurrida y existe una sentencia favorable. En caso de confirmarse la anulación de esta reducción de tarifa, el resultado de explotación aumentaría en 30 millones de euros que han sido cobrados y no registrados como ingresos.

Por otra parte, la Autoridad de la Energía Eléctrica y el Gas, mediante la resolución 8/04 de 5 de febrero, aprobó la compensación por la compra de "certificados verdes" realizada en ejercicios

anteriores, lo que ha tenido un efecto positivo de 18 millones de euros sobre la cifra de negocios de la compañía.

La energía vendida por ENDESA Italia en el primer semestre de 2004 ha sido de 12.940 GWh, de los que 2.059 GWh corresponden a energía adquirida a terceros, lo que ha supuesto un coste de 96 millones de euros.

Su generación de electricidad ha sido de 10.880 GWh, con un incremento de 2.283 GWh, es decir, del 26,6% sobre la del primer semestre de 2003. Este incremento ha sido resultado del aumento en 459 GWh de la producción hidroeléctrica y en 1.824 GWh en la termoeléctrica. Esta última, junto con la evolución del precio del combustible, ha dado lugar a un incremento de 18 millones de euros en el coste de los combustibles.

Negocio eléctrico en Iberoamérica

El resultado de explotación del negocio eléctrico de ENDESA en Iberoamérica ha ascendido a 582 millones de euros en el primer semestre de 2004, lo que representa un crecimiento del 0,5% con respecto al del mismo periodo de 2003.

Cabe destacar que el resultado de explotación de este negocio ha crecido medido en euros a pesar de que el tipo medio de cambio de esta moneda respecto del dólar ha sido mayor en un 9,8% en el primer semestre de 2004 que en el mismo período de 2003 y de que una parte significativa de los ingresos de este negocio, fundamentalmente los de generación y los de la interconexión entre Brasil y Argentina, están vinculados a la evolución del dólar.

Si se mide en dólares, el resultado de explotación del negocio eléctrico iberoamericano del primer semestre del presente año registra un incremento del 11,6%.

En definitiva, este comportamiento refleja la fortaleza básica del negocio eléctrico iberoamericano de ENDESA y la favorable evolución operativa de sus compañías participadas en la región.

A continuación, se detallan los datos físicos de las actividades de generación y distribución de las empresas iberoamericanas participadas por ENDESA en el primer semestre de 2004 y su comparación con el mismo período de 2003:

	GENERACION (GWH)		DISTRIBUCION (GWh)	
	1º SEMESTRE 2004	% VARIACION	1º SEMESTRE 2003	% VARIACION
Chile	7.788	-8,7	5.539	8,5
Colombia	6.088	19,9	4.754	5,2
Argentina	8.060	65,9	6.726	7,8
Brasil	2.623	123,9	6.711	4,1
Perú	2.568	6,5	2.097	6,1
TOTAL	27.127	23,0	25.827	6,4

Tanto la generación como la distribución de las compañías participadas por ENDESA han experimentado incrementos considerables en todos los países, a excepción de la generación en Chile, cuyo descenso ha sido debido fundamentalmente a la venta de la central Canutillar.

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 EXPLOTACION		
	30-6-04	30-6-03	% VAR.	30-6-04	30-6-03	% VAR.
Generación y transporte	473	498	-5,0	362	382	-5,2
Distribución	344	310	11,0	248	219	13,2
Otros	(26)	(19)	-36,8	(28)	(22)	-27,3
TOTAL	791	789	0,3	582	579	0,5

Destacan los elevados incrementos del cash flow operativo y del resultado de explotación del negocio de distribución, que han sido del 11% y 13,2%, respectivamente. Los descensos de ambos conceptos en la actividad de generación han sido consecuencia fundamentalmente de la reducción del resultado de la interconexión entre Argentina y Brasil.

El cuadro siguiente recoge el cash flow operativo y los resultados de explotación de los negocios de generación y distribución del negocio eléctrico iberoamericano en el primer semestre de 2004 y su comparación con el mismo período de 2003, 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 EXPLOTACION		
	30-6-04	30-6-03	% VAR.	30-6-04	30-6-03	% VAR.
Generación y transporte						
Chile	144	147	-2,0	104	100	4,0
Colombia	109	91	19,8	88	71	23,9
Brasil-Generación	39	23	69,6	32	19	68,4
Brasil-Transporte	46	100	-54,0	38	92	-58,7
Perú	70	71	-1,4	50	50	-
Argentina-Generación	58	60	-3,3	43	45	-4,4
Argentina-Transporte	7	6	16,7	7	5	40,0
TOTAL	473	498	-5,0	362	382	-5,2
Distribución						
Chile	80	75	6,7	71	67	6,0
Colombia	100	58	72,4	67	27	148,1
Brasil	93	103	-9,7	66	78	-15,4
Perú	34	37	-8,1	20	24	-16,7
Argentina	37	37	-	24	23	4,3
TOTAL	344	310	11,0	248	219	13,2

Los principales factores que explican la evolución de estos conceptos por países son los que se exponen a continuación:

Chile

El resultado de explotación de la generación en Chile ha ascendido a 104 millones de euros, con un aumento del 4,0% respecto del primer semestre de 2003. Este crecimiento se ha alcanzado a pesar de que el resultado de los seis primeros meses de 2003 incluía el correspondiente a la central Canutillar, que fue vendida en ese ejercicio. La producción de la central en el primer semestre del mismo fue de 234 GWh y el resultado de explotación, de 3 millones de euros. En condiciones homogéneas, es decir, descontando los datos relativos a la central Canutillar, el resultado de explotación del negocio de generación de ENDESA en Chile crece un 7,2% en el primer semestre del presente ejercicio.

La mayor cifra de ventas obtenida en el mismo ha visto compensada por un incremento similar de las compras de energía. El margen de explotación ha tenido que absorber unos mayores costes de combustibles y gastos de transporte de energía por importe de 20 millones de euros.

Por otra parte, la devaluación del peso chileno respecto del dólar en el primer semestre de 2004 ha permitido realizar una activación de gastos superior en 20 millones de euros a la del ejercicio anterior.

Por último, las amortizaciones de este negocio han disminuido en 7 millones de euros respecto del primer semestre de 2003.

Por lo que respecta al resultado de explotación del negocio de distribución, se ha situado en 71 millones de euros en el primer semestre de 2004, con un aumento del 6% respecto del obtenido en el mismo periodo de 2003. Este aumento se ha debido fundamentalmente a la mejora en 11 millones de euros del margen de contribución, medido como diferencia entre la cifra de ingresos y la de compras de energía, que se ha visto no obstante acompañada por un incremento de 8 millones de euros en los costes fijos.

Por otro lado, cabe recordar que ENDESA Chile ha comenzado el proceso de llenado del embalse de la central hidroeléctrica de Ralco, que posee 570 MW de potencia, es decir, el 15% de la capacidad total de la compañía. La central iniciará su producción en el tercer trimestre de este año y permitirá cubrir el 9% de las necesidades del Sistema Interconectado Central del país.

Colombia

El resultado de explotación de la generación en Colombia ha ascendido a 88 millones de euros, lo que representa un incremento del 23,9% respecto de los seis primeros meses de 2003. Este incremento se ha debido en su totalidad al aumento del margen bruto, como consecuencia del crecimiento en 19 millones de euros de la cifra de negocios, del descenso en 7 millones de las compras de energía y consumos de combustible y del incremento en 8 millones de los gastos de transporte de energía.

El resultado de explotación del negocio de distribución se ha situado en 67 millones de euros, con un incremento de 40 millones respecto del primer semestre de 2003. Esta mejora se ha producido fundamentalmente por el aumento en un 19,6% de la tarifa, lo que, junto con el aumento de la energía vendida, ha permitido incrementar la cifra de negocio en 56 millones de euros, mientras que las compras de energía han aumentado en sólo 16 millones.

Brasil

El resultado de la actividad de generación en Brasil ha ascendido a 32 millones de euros, es decir, 13 millones más que en el primer semestre de 2003. Este crecimiento se ha producido fundamentalmente por la entrada en funcionamiento de la central térmica de Fortaleza, que ha aportado 18 millones de euros al resultado de explotación.

Por otra parte, la central de Cachoeira Dourada ha comenzado a registrar de nuevo el 100% del importe del contrato que tenía suscrito con la distribuidora Celg, al haberse levantado la Medida Precautoria dictada por los tribunales que exigía facturar provisionalmente un importe inferior al previsto en el mismo.

Por lo que respecta al resultado de explotación de la actividad de distribución, ha ascendido a 66 millones de euros, con una disminución del 15,4% respecto del primer semestre de 2003.

La cifra de negocios ha aumentado en 72 millones de euros, es decir, en un 20,1%, como consecuencia de los incrementos de tarifas del 31% en Coelce y del 15% en Cerj. Por su parte, las compras de energía han aumentado 68 millones de euros y los costes fijos, en 17 millones.

Por último, el resultado de explotación de la interconexión entre Brasil y Argentina ha sido de 38 millones de euros en el primer semestre de 2004, un 58% menos que en el mismo período de 2003. Este descenso se ha producido por el efecto sobre los ingresos de la devaluación del dólar respecto del euro registrada entre los primeros semestres de 2003 y 2004, ya que los ingresos de esta interconexión están expresados en dólares, y por la renegociación del contrato con la empresa argentina Copel.

Perú

El resultado de explotación de la generación en Perú ha ascendido a 50 millones de euros en el primer semestre de 2004, cantidad idéntica a la alcanzada en el mismo período de 2003. El margen bruto ha disminuido en 3 millones de euros, que han quedado compensados por una disminución similar en los costes fijos.

Cabe destacar que la estabilidad del resultado de explotación del negocio de generación en Perú medido en euros se ha conseguido porque el descenso del 9,7% registrado por el cambio medio del sol peruano con respecto al euro entre los primeros semestres de 2003 y 2004 ha quedado compensado por un crecimiento del 10% del resultado de explotación medido en moneda local.

El resultado de explotación de la actividad de distribución en Perú ha sido de 20 millones de euros en enero-junio de 2004, con una disminución de 16,7% respecto del primer semestre de 2003. Esta disminución ha sido debida a que el margen bruto, aunque se ha mantenido constante medido en moneda local, ha descendido en 5 millones medido en euros por la devaluación del sol peruano respecto de esta última moneda.

Argentina

El resultado de explotación de la actividad de generación en Argentina se ha situado en 43 millones de euros en enero-junio de 2004, un 4,4% menos que en el primer semestre de 2003. Esta disminución ha sido consecuencia del aumento de los costes fijos en 2 millones de euros.

El margen bruto se ha mantenido constante medido en euros, ya que su crecimiento en un 8% medido en moneda local ha permitido compensar la devaluación del peso argentino respecto del euro.

El resultado de explotación de la actividad de distribución ha sido de 24 millones de euros en el primer semestre de 2004, un 4,3% más que en el mismo periodo de 2003. Este aumento ha sido consecuencia de la disminución de los costes fijos. El bruto se ha mantenido en valores similares a los del ejercicio anterior.

Resultados financieros

Los resultados financieros de ENDESA han registrado un importe negativo de 459 millones de euros en el primer semestre de 2004, frente al importe también negativo de 347 millones registrado en el mismo periodo de 2003. Su desglose ha sido el siguiente (cifras en millones de euros):

	30-6-04	30-6-03	DIFERENCIA	% VARIACION
Ingresos financieros	86	138	(52)	-37,7
Gastos financieros	(691)	(737)	46	-6,2
Diferencias de cambio	9	169	(160)	N/A
Corrección monetaria	142	87	55	63,2
Variación de provisiones	(5)	(4)	(1)	-25,0
TOTAL	(459)	(347)	(112)	-32,3

Por lo que se refiere a la deuda neta de ENDESA, se ha situado en 17.157 millones de euros a 30 de junio de 2004, lo que supone con una reducción de 93 millones de euros respecto de la de 31 de diciembre de 2003 y de 739 millones respecto de la existente al término del primer trimestre de 2004.

Su desglose por negocios y su coste medio en el primer semestre de 2004 han sido los que se señalan a continuación (millones de euros):

	DEUDA A 30-6-04	DEUDA A 31-12-03	DIFERENCIA	COSTE MEDIO (%) 1º SEMESTRE 04
Negocio eléctrico español	6.131	6.429	(298)	5,15
Negocio eléctrico resto Europa	2.546	2.437	109	2,69
Negocio Eléctrico Iberoamérica	6.452	6.560	(108)	7,51
Enersis	4.610	4.630	(20)	8,67
Resto	1.842	1.930	(88)	4,30
Otros negocios	2.028	1.824	204	3,60
TOTAL	17.157	17.250	(93)	5,52

Gastos financieros

Los gastos financieros han ascendido a 691 millones de euros, con un descenso de 46 millones de euros respecto de los del primer semestre de 2003. De este importe, 599 millones corresponden a gastos asociados a la deuda, frente a los 652 millones que por este mismo concepto se registraron en el primer semestre de 2003, lo que supone una reducción del 8,1%. El resto se debe a la actualización financiera de las provisiones.

El coste medio de la deuda se ha situado en un 5,52% en enero-junio de 2004, frente a un 5,18% en el primer semestre de 2003. En el Grupo Enersis, ha pasado del 7,54% al 8,67% entre ambos periodos. Si se excluye la deuda de este Grupo, el coste medio de la deuda de ENDESA ha sido del 4,36% en el primer semestre de 2004, frente al 4,27% del primer semestre de 2003.

Este mayor coste medio ha sido consecuencia de la política de coberturas realizada durante el año 2003, que ha permitido tener el 89% de la deuda del Grupo ENDESA consolidado a tipo fijo o protegido para un periodo medio de 5 años, y a la política de alargamiento de la vida media de la deuda, que la ha situado en 5,3 años, y a la conversión de parte de la deuda en dólares de Enersis en pesos chilenos.

De esta manera, a cambio de soportar un coste de la deuda ligeramente mayor, se elimina el riesgo que podría tener sobre la cuenta de resultados una posible subida de los tipos de interés en los próximos años y se minimiza, además, el riesgo de refinanciación, al haberse alargado la vida media de la deuda.

Diferencias de cambio

Las diferencias de cambio netas registradas en el primer semestre de 2004 han supuesto un beneficio de 9 millones de euros. La cancelación de deuda denominada en dólares en España ha supuesto un resultado positivo de 77 millones.

Por otra parte, la devaluación del peso chileno respecto del dólar en un 6,7% ha supuesto unas diferencias de cambio negativas en la cuenta de resultados de 58 millones de euros.

Cabe señalar que, desde el 1 de enero de 2004, ENDESA ha adaptado sus políticas de cobertura con deuda en dólares, tanto financieras como contables, a los criterios previstos en las Normas Internacionales de Contabilidad. De acuerdo con éstas, se considera como deuda de cobertura, la deuda en dólares que está financiando activos cuyos ingresos se generan en dólares o están vinculados a la evolución del dólar.

Las diferencias de cambio, tanto positivas como negativas, que surgen por esta deuda se contabilizan directamente contra el patrimonio y posteriormente se registran en resultados a medida que se van produciendo los ingresos en dólares que está cubriendo. Esta situación se da fundamentalmente en la actividad de generación en Iberoamérica y en la interconexión entre Brasil y Argentina.

Para adaptarse a esta política, ENDESA ha cancelado en el primer semestre de 2004 un total de 296 millones de dólares de la deuda que mantenía en España. Asimismo, en este periodo Enersis ha convertido 650 millones de dólares de deuda en esta moneda en deuda en Unidades de Fomento (pesos chilenos ajustados por la inflación).

Puesta en equivalencia

En el primer semestre de 2004, el hecho más destacable en relación con las sociedades puestas en equivalencia ha sido la mejora de los resultados del negocio de telecomunicaciones.

El operador español Auna ha aportado 2 millones de euros de beneficio por la participación correspondiente a ENDESA y la compañía chilena de telefonía móvil Smartcom ha aportado por primera vez beneficios por importe de 4 millones de euros, con una mejora de 30 millones de euros y 21 millones de euros, respectivamente, respecto de sus efectos sobre los resultados de ENDESA en el primer semestre de 2003.

A 30 de junio de 2004, Auna contaba con 8.690.000 clientes en telefonía móvil, es decir, 530.000 más que al término del año anterior, y con más de 680.000 clientes en la red de cable, 45.500 más que al 31 de diciembre de 2003.

Cabe destacar, además, que el valor en libros de la participación del 32,89% que ENDESA posee en Auna era de 1.266 millones de euros a 30 de junio pasado.

A su vez, Smartcom tenía un total de 1.320.000 clientes al término del primer semestre de 2004, lo que supone un crecimiento de 150.000 clientes respecto del cierre del año 2003.

En conjunto, el resultado total de las sociedades puestas en equivalencia atribuible a ENDESA en el primer semestre del presente ejercicio ha sido positivo por importe de 35 millones de euros, lo que supone una mejoría de 49 millones respecto del primer semestre de 2003.

Las principales partidas de este importe, además de las derivadas de las participaciones en telecomunicaciones que se acaban de mencionar, corresponden a los activos del negocio eléctrico en Europa, en los que la participación actual de ENDESA es de menos de un 50% y cuyos resultados, por lo tanto, se contabilizan por puesta en equivalencia.

Concretamente, el resultado de estos activos ha sido de 15 millones de euros en el primer semestre del año 2004, de los que 9 millones corresponden a la generadora portuguesa Tejo Energia y 6 millones a Snet.

Resultado de las actividades ordinarias

Al 30 de junio de 2004 el resultado de las actividades ordinarias asciende a 1.211 millones de euros, lo que supone una variación del 6,32% en comparación con el mismo período del año anterior (1.139 millones de euros).

Resultados extraordinarios

Los resultados extraordinarios del primer semestre de 2004 han ascendido a 183 millones de euros. De este importe, 102 millones de euros corresponden a la plusvalía por la venta de la participación del 11,64% que ENDESA poseía en Aguas de Barcelona, 8 millones de euros al beneficio obtenido en la desinversión de la participación en Netco Redes y 11 millones a la plusvalía en la venta de inmuebles.

Los resultados extraordinarios incluyen 19 millones de euros relativos a la imputación a resultados de subvenciones e instalaciones cedidas que compensan el gasto por amortizaciones que se incluye en el resultado de explotación.

El resto de los resultados extraordinarios corresponden fundamentalmente a la variación de las provisiones. En éstas se ha incluido una dotación adicional de 18 millones de euros para cubrir el 100% de la parte que le corresponde a ENDESA por las inversiones y los préstamos concedidos a compañías participadas argentinas.

La dotación del año cubre el incremento patrimonial de estas compañías registrado en el primer semestre de 2004 por la apreciación del 3,9% del peso argentino con respecto al euro que ha tenido lugar en ese periodo y por los resultados positivos alcanzados por estas sociedades en el mismo. Tras esta dotación adicional, esta provisión alcanza un importe de 199 millones de euros.

Resultado antes de impuestos

El resultado antes de impuestos del primer semestre de 2004 asciende a 1.394 millones de euros, lo que supone una reducción del 13,04% con respecto al mismo período del año anterior (1.603 millones de euros).

Impuesto sobre beneficios

El impuesto sobre beneficios del primer semestre de 2004 asciende a 407 millones de euros, lo que supone un aumento del 8,82% con respecto al mismo período del año anterior (374 millones de euros).

Resultado después de impuestos

El resultado después de impuestos del primer semestre de 2004 asciende a 987 millones de euros, lo que supone una reducción del 19,69% con respecto al mismo período del año anterior (1.229 millones de euros).

Resultado atribuido a la minoría

El resultado atribuido a la minoría en el primer semestre de 2004 asciende a 198 millones de euros, lo que supone una reducción del 43,91% con respecto al mismo período del año anterior (353 millones de euros).

Resultado neto

El resultado neto del primer semestre de 2004 asciende a 789 millones de euros, lo que supone una disminución del 9,93% con respecto al mismo período del año anterior (876 millones de euros).

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 semestre de 2004 por líneas de negocio (cifras en millones de euros):

	CIFRAS DE NEGOCIOS	RESULTADO DE EXPLOTACION	RESULTADO NETO	INMOVILIZADO MATERIAL
Generación en España	2.126	508	283	8.059
Distribución en España	2.619	321	189	6.939
Comercialización en España	951	63	47	5
Europa	1.122	222	100	2.625
Iberoamérica	1.934	582	47	8.908
Otros negocios	66	19	136	463
Servicios	87	9	12	63
Estructura corporativa	166	62	(25)	11

Recursos generados e inversiones

Las inversiones totales realizadas por ENDESA en el primer semestre de 2004 han ascendido a 1.437 millones de euros, con el siguiente desglose (millones de euros):

	30-6-04	30-6-03	% VARIACION
Materiales	874	822	52
Inmateriales	10	26	(16)
Financieras	553	113	440
TOTAL	1.437	961	476

El desglose de las inversiones materiales por líneas de negocio ha sido el siguiente (millones de euros):

	NEGOCIO ELECTRICO			OTROS NEGOCIOS	TOTAL
	ESPAÑA	EUROPA	IBEROAMERICA		
Generación	132	79	107	52	370
Distribución	337	-	109		446
Otros	46	-	5	7	58
TOTAL	515	79	221	59	874

Las inversiones materiales en el negocio español de distribución se han incrementado en un 51,1% en enero-junio de 2004 respecto del mismo período de 2003. Este incremento responde al esfuerzo que viene desarrollando ENDESA en relación con la mejora de la calidad del servicio.

A su vez, las inversiones financieras realizadas por ENDESA en enero-junio de 2004 corresponden fundamentalmente a la adquisición de un 3% adicional en Auna por 261 millones de euros y a la ampliación de capital de Smartcom por 187 millones de euros mediante la conversión en capital de préstamos ya concedidos, por lo que no se han producido salidas adicionales de fondos.

Por otra parte, se han producido desinversiones por importe de 332 millones de euros, de los que 238 millones de euros corresponden a la venta de la participación de Aguas de Barcelona y 51 millones a la de Netco Redes.

Los recursos procedentes de las operaciones han ascendido a 1.845 millones de euros en el primer semestre del ejercicio 2004, lo que representa un crecimiento del 0,2% respecto de los generados en el mismo período de 2003.

Además, se han obtenido fondos por variación del fondo de maniobra por importe de 107 millones de euros, una vez deducido el efecto sobre el capital circulante de los pagos de dividendos.

El cash flow ha cubierto sobradamente las inversiones netas, que han sido de 1.105 millones de euros, el pago del dividendo a cuenta a los accionistas de ENDESA realizado el 2 de enero de 2004 por importe de 280 millones de euros, los pagos de dividendo a los accionistas minoritarios de empresas participadas, por importe de 98 millones de euros, y el pago de compromisos ya provisionados, fundamentalmente por expedientes de regulación de empleo y otros acreedores, por importe de 299 millones de euros.

Los movimientos de caja generados en el período han permitido reducir la deuda en 229 millones de euros. Además, la variación del perímetro de consolidación, debida fundamentalmente a la venta de Netco Redes, ha reducido la deuda en otros 42 millones de euros. Por último, la evolución del cambio del euro con respecto al resto de las monedas en las que las sociedades participadas tienen denominada la deuda ha supuesto un incremento de 178 millones de euros en esta última. El efecto conjunto de estos tres factores ha permitido reducir la deuda neta en 93 millones de euros a lo largo del primer semestre de 2004.

Estructura Financiera

A 30 de junio de 2004, los fondos propios de ENDESA se situaban en 8.975 millones de euros, con un incremento de 174 millones respecto del 31 de diciembre de 2003. Estos fondos propios tienen deducido el importe del dividendo complementario pagado el 1 de julio de 2004 por importe de 464 millones de euros.

Los fondos correspondientes a socios externos ascendían a 5.108 millones de euros a 30 de junio de 2004, con un incremento de 163 millones de euros respecto del cierre del año anterior.

Por lo tanto, los fondos no exigibles han aumentado en 337 millones de euros durante el primer semestre de 2004, situándose en 14.083 millones de euros.

El aumento de los fondos no exigibles y la disminución del endeudamiento neto en 93 millones de euros antes citada han permitido situar el ratio de apalancamiento en un 121,8% a 30 de junio de 2004, frente al 125,5% registrado a 31 de diciembre de 2003, dando así continuidad al cumplimiento del objetivo establecido en este terreno en el Plan Estratégico 2004-2008 de la Empresa.

La estructura de la deuda al 30 de junio de 2004 era la siguiente (cifras en millones de euros):

	ENDESA ESPAÑA Y FILIALES DIRECTAS	GRUPO ENERSIS	TOTAL GRUPO ENDESA
Euro	11.916	4	11.920
Dólar	572	2.913	3.485
Otras monedas	59	1.693	1.752
TOTAL	12.547	4.610	17.157
Fijo	9.360	3.633	12.993
Protegido	1.662	563	2.225
Variable	1.525	414	1.939
TOTAL	12.547	4.610	17.157
Vida media (nº años)	4,9	6,2	5,3

Por otro lado, cabe señalar que, a 30 de junio de 2004, la liquidez de ENDESA en España y de sus participadas directas ascendía a 3.937 millones de euros, de los que 3.708 millones de euros correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito. Esta cifra cubre los vencimientos de deuda de los próximos 19 meses de este conjunto de empresas.

Por su parte, el Grupo Enersis tenía en esa misma fecha una posición de tesorería disponible de 474 millones de euros, lo que cubre los vencimientos de deuda de 11 meses, descontados los que corresponden a las compañías participadas argentinas en las que, como es habitual en este país debido a la situación económica, la totalidad de la deuda es a corto plazo, produciéndose de forma recurrente su renovación.

VII.1.2. PRIMER SEMESTRE DE 2004

A continuación se presentan los estados económico-financieros de ENDESA, S.A. a 30 de junio de 2004 (cifras en millones de euros):

- **Balance de ENDESA, S.A.**

	30-6-04	31-12-03	VARIACION (%)
ACTIVO			
Cartera de Valores	20.210	20.108	0,51
Créditos a empresas del Grupo	860	792	8,59
Gastos a distribuir en varios ejercicios	623	641	(2,81)
Impuesto anticipado	920	954	(3,56)
Otros activos	534	565	(5,49)
TOTAL	23.147	23.060	0,38
PASIVO			
Fondos propios	8.165	8.272	(1,29)
Deudas con terceros	5.304	5.126	3,47
Deudas con empresas del Grupo	8.677	8.826	(1,69)
Impuesto diferido	29	29	-
Provisiones	391	379	3,17
Otros pasivos	581	428	35,75
TOTAL	23.147	23.060	0,38

- **Cuenta de pérdidas y ganancias de ENDESA, S.A. (acumulado a junio)**

	30-6-04	30-6-03	VARIACION (%)
Ingresos transición competencia	88	129	(31,78)
Repercusión costes de estructura	78	64	21,88
Otros ingresos de explotación	9	58	(84,48)
Amortización gastos transición competencia	(14)	(11)	27,27
Otros gastos de explotación	(97)	(149)	(34,90)
Resultado de explotación	64	91	29,67
Dividendos	487	613	(20,55)
Gastos financieros netos	(267)	(276)	(3,26)
Resultado financiero	220	337	(34,72)
Resultado actividades ordinarias	284	428	(33,64)
Resultados extraordinarios	83	112	25,89
Beneficios antes de impuestos	367	540	(32,04)
Impuesto sobre beneficios	42	22	90,91
Beneficios después de impuestos	409	562	(27,22)

Ingresos y gastos de explotación

El resultado de explotación del primer semestre de 2004 ha ascendido a 64 millones de euros, en comparación con 91 millones de euros en el mismo período del año anterior, y en él se integran los ingresos por CTC's por 88 millones de euros, en comparación con 129 millones de euros en el mismo período del año anterior.

Ingresos y gastos financieros

Los resultados financieros del primer semestre de 2004 son 220 millones de euros, en comparación con 337 millones de euros en el primer semestre de 2003. Este resultado incluye dividendos por 487 millones de euros, frente a 613 millones de euros en el mismo período del año anterior.

Resultado de las actividades ordinarias

Al 30 de junio de 2004 el resultado de las actividades ordinarias asciende a 284 millones de euros, frente a 428 millones de euros en el mismo período del ejercicio anterior.

Ingresos y gastos extraordinarios

Los resultados extraordinarios presentan un saldo positivo de 83 millones de euros, en comparación con 112 millones de euros negativos en el mismo período del año anterior.

Resultado antes de impuestos

El resultado antes de impuestos en el primer semestre de 2004 asciende a 367 millones de euros, frente a 540 millones de euros negativos en el primer semestre de 2003.

Impuesto sobre beneficios

El impuesto sobre sociedades devengado supone un ingreso de 42 millones de euros, en comparación con 22 millones de euros, también positivos, en el mismo período del año anterior.

Resultado neto

El resultado neto de ENDESA, S.A. a 30 de junio de 2004 ha sido de 409 millones de euros, frente a 562 millones de euros en el mismo período del año anterior.

VII.1.3. OTROS ACONTECIMIENTOS DEL AÑO 2004

En enero de 2004 ENDESA ha inaugurado la central de ciclo combinado de Fortaleza, propiedad en un 51% de ENDESA, mientras que el 49% restante está en manos de Enersis. La planta, que tiene una capacidad instalada de 310 MW, ha supuesto una inversión de unos 250 millones de dólares y está incluida en el Programa Prioritario de Termoelectricidad impulsado por el Gobierno brasileño en 2000, tras la grave crisis de abastecimiento eléctrico que sufrió el país, como consecuencia de la sequía.

ENDESA Net Factory y Auna han iniciado la comercialización de los servicios PLC en Barcelona, que permiten ofrecer servicios de telecomunicaciones de voz y banda ancha a través de los cables eléctricos de baja y media tensión. El despliegue de la red PLC en Barcelona, realizado con la colaboración de Fecsa-ENDESA, se inició el pasado mes de diciembre y alcanza en esta primera fase, una cobertura de 5.000 hogares.

En el año 2003 el Grupo comunicó a SCH la decisión de ejecutar la opción de compra que tenía sobre acciones de Auna por un 3% del capital de esta sociedad por importe de 261 millones de euros. La compra se ha realizado en el mes de febrero de 2004 (*Véase Capítulo III. Apartado III.8*).

ENDESA Chile ha comenzado el proceso de llenado del embalse de la central hidroeléctrica de Ralco (Chile), una instalación de 570 MW cuya generación permitirá cubrir el 9% de las necesidades del Sistema Interconectado Central del país andino. La central iniciará su producción en el tercer trimestre de este año.

En mayo ENDESA ha vendido a inversores institucionales la totalidad de su participación en Agbar, equivalente al 11,64%. Dicha operación, realizada a un precio medio de venta de 14,02 euros por acción, ha supuesto unos ingresos de 238 millones de euros y unas plusvalías antes de impuestos de 102 millones de euros.

En junio ENDESA ha elevado su participación en ENDESA Italia en un 34,3%. Esta operación, prevista en los acuerdos suscritos entre ENDESA y el SCH a mediados de 2001, ha supuesto un desembolso de 817 millones de euros, cantidad que ya estaba registrada como un pasivo en el balance de ENDESA cerrado al 31 de diciembre de 2003, de modo que no supone ninguna modificación en las cuentas consolidadas de ENDESA. Tras la compra, los dos únicos accionistas de la generadora italiana son: ENDESA, con una participación del 85,3%, y la sociedad municipal ASM Brescia, propietaria del restante 14,7%.

En junio, ENDESA Diversificación, Unión Fenosa y Telecom Italia han formalizado con Auna un contrato para la venta a ésta última del 100% de las acciones de Netco Redes, por un precio total de 100 millones de euros, de los que a ENDESA Diversificación le corresponden 50,6 millones de euros en función de su

porcentaje accionarial. Además, esta operación implica la desconsolidación de 42 millones de euros de deuda financiera de Netco Redes.

En julio, la agencia de calificación crediticia Moody's ha modificado la perspectiva sobre el rating de ENDESA desde estable a positiva. En ese mismo mes, la agencia de calificación crediticia Standard & Poor's ha confirmado el rating actual de la compañía.

En julio ENDESA ha puesto en marcha la segunda de las tres turbinas que conformarán la nueva central de ciclo combinado de Tenerife, ubicada en los terrenos de la Central Térmica de Granadilla. Esta segunda turbina de gas, de 70 MW, ha permitido incrementar un 10% más la potencia de generación eléctrica instalada en Tenerife.

A principios del mes de marzo ENDESA ha firmado un acuerdo con Charbonnages de France (CDF) para la adquisición de un 35% adicional de la generadora de electricidad francesa Snet, de la que ya posee un 30%. Conforme a dicho acuerdo, ENDESA, a través de ENDESA Europa, accederá a la propiedad del 35%, elevando de esta forma al 65% su participación en el capital de la citada generadora francesa, lo que le asegura el control y gobierno de la compañía. El precio de la operación, incluyendo el 30% previamente adquirido, es de 571 millones de euros. El pasado 21 de abril, la Comisión Europea ha aprobado la operación, y el pasado 26 de julio, la Comisión francesa de Privatizaciones y Transferencias también ha autorizado dicha adquisición. La autorización se ha producido en condiciones que no varían sustancialmente las que se acordaron inicialmente, y los términos concretos de las mismas se harán públicos al cierre de la operación. Una vez culminada ésta, los estados financieros de la compañía francesa pasarán a contabilizarse en los de ENDESA por integración global y no, como hasta ahora, por puesta en equivalencia (véase *Capítulo III, apartado III.8*).

El Consejo de Administración de ENDESA ha aprobado, en sesión celebrada el día 26 de julio, una nueva estructura de dirección de la Compañía dirigida a la potenciación de su línea estratégica. La estructura diseñada da la respuesta organizativa adecuada al enfoque prioritario de ENDESA en el negocio energético como núcleo principal de su actividad, a la necesidad de reforzar la orientación al cliente en el marco del proceso de liberalización que afronta en el mercado doméstico, así como a la relevante presencia alcanzada en España, Portugal, otros mercados europeos y Latinoamérica. El nuevo modelo organizativo responde a dos criterios básicos: el propósito de implantar una organización más compacta, simplificada y ágil y la finalidad de aligerar la estructura central, liberando recursos que se redistribuyen a las unidades de gestión de las líneas de negocio para reforzar sus funciones operativas, dotándoles de los medios necesarios para facilitar la obtención de resultados (véase *Capítulo VI, apartado VI.1.2-bis*).

VII.1.4. PLAN NACIONAL DE ASIGNACION DE DERECHOS DE EMISION DE CO₂

Con la ratificación por unanimidad del protocolo de Kioto por parte del Congreso de los Diputados, España adquirió un compromiso internacional de limitación del incremento de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), de manera que el promedio de las emisiones en el período 2008-2012 no puede superar en más de un 15% las del año base 1990. Dicho compromiso forma parte del de la Unión Europea en su conjunto, que contempla una reducción del 8% en el mismo período.

Con fecha 7 de julio de 2004, el Gobierno de España hizo publico la propuesta de Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de CO₂.

Dicha propuesta fija como objetivo inicial que las emisiones de España en el período 2005-2007 se establezcan en la media de las emisiones de los tres últimos años disponibles (2000-2002), con un incremento adicional del 3,2% de las emisiones de CO₂ correspondientes a los nuevos entrantes de los sectores regulados por la Directiva de comercio de derechos de emisión. Igualmente, contempla un esfuerzo de reducción adicional durante el período 2008-2012 de manera que durante ese período el promedio de las emisiones no deberá sobrepasar en más de un 24% las emisiones del año 1990, teniendo en cuenta que esta cifra se alcanza sumando el objetivo de limitación para España del Protocolo de Kioto (15%), a la estimación de absorción por sumideros (máximo 2%) y los créditos que se puedan obtener en el mercado internacional (7%).

El escenario de asignación propuesto para el sector eléctrico consiste en:

- La previsión de las emisiones medias de generación eléctrica alcanzaría 94 millones de toneladas de CO₂ anuales en el período 2005-2007.
- Se asignan al sector 86,4 millones de toneladas de CO₂ anuales en el período 2005-2007, que incluyen los nuevos entrantes del sector. Además, en la asignación del sector siderúrgico se incluyen 1,6 millones de toneladas adicionales correspondientes a generación de energía eléctrica con gases siderúrgicos, resultando un total de 88 millones de toneladas anuales los derechos del sector eléctrico.

Por lo que respecta a la asignación de derechos a cada instalación, se parte de las emisiones reales de medias históricas del período 2000-2002 y se propone que la asignación a instalaciones se realice atendiendo a criterios geográficos y tecnológicos, para alcanzar la cifra de 86,4 millones de toneladas de CO₂ anuales.

ENDESA considera que la propuesta de Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión presentada con fecha 7 de julio de 2004 responde en términos generales a los criterios sostenidos por la Compañía en relación con el mismo. No obstante existe una falta de definición en la mencionada propuesta respecto a temas esenciales, tales como el procedimiento y criterios concretos de asignación de los derechos a las instalaciones, el volumen de derechos asignados a las instalaciones, los plazos concretos para la determinación y asignación de los derechos y el procedimiento para la realización de comentarios y alegaciones a la asignación por instalación, carencias que han sido puestas en conocimiento de la Administración.

Sobre la base del volumen propuesto a asignar al sector eléctrico, de la estimación actual del precio de mercado de los futuros derechos de emisión, y de que el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión sea interpretado y aplicado de una manera razonable y adecuada a derecho, Endesa considera que el mencionado Plan no debería tener un impacto significativo en sus estados financieros.

VII.1.5. PROCESO DE APLICACIÓN DE LAS NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACION FINANCIERA

De acuerdo con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo del 19 de julio de 2002, todas las sociedades con cotización oficial que se rijan por el Derecho de un estado miembro de la Unión Europea deberán presentar sus cuentas consolidadas de los ejercicios que se inicien el 1 de enero de 2005, o con posterioridad a esa fecha, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIC o NIIF) que hayan sido convalidadas por la Unión Europea.

El 13 de octubre de 2003 el Diario Oficial de la Unión Europea publicó la convalidación de las NIC existentes al 14 de septiembre de 2002. Sin embargo esta convalidación no incluyó las NIC 32 y 39 referentes a los instrumentos financieros.

Asimismo, el 17 de abril de 2004 el Diario Oficial de la Unión Europea publicó la convalidación de la NIIF I sobre Adaptación por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera.

Por otra parte el IASB, organismo emisor de la Normas Internacionales de Información Financiera, publicó el 31 de marzo de 2004 la plataforma de Normas que serán aplicables el 1 de enero de 2005, que comprende 31 NIC, 5 NIIF y 11 interpretaciones (SIC). De las normas que componen la plataforma estable, en los últimos meses se han modificado sustancialmente 16 NIC y se han emitido 4 NIIF. Estos cambios están pendientes de convalidar por la Unión Europea así como las NIC 32 y 39.

ENDESA vendrá obligada a presentar sus cuentas consolidadas del ejercicio 2005 de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera convalidadas por la Unión Europea.

Aunque los primeros estados financieros elaborados con NIIF serán los del ejercicio 2005, será necesario preparar los del ejercicio 2004 con fines comparativos por lo que el balance de situación inicial para la conversión de criterios contables a NIIF será el de apertura del ejercicio 2004.

Para cumplir esta obligación ENDESA ha establecido un plan de adaptación a las NIIF que incluye básicamente las siguientes fases:

1. Análisis de las diferencias entre los criterios del Plan General de Contabilidad en vigor en España y las NIIF.
2. Selección de criterios a aplicar en aquellos casos en que existen posibles tratamientos alternativos.
3. Determinación y desarrollo de las modificaciones de procedimiento y operativas necesarias para suministrar la información necesaria para convertir los estados financieros de cada empresa a las NIIF.
4. Organización del proceso de conversión, reporting y consolidación.
5. Obtención de estados financieros consolidados con NIIF.

El proceso se encuentra muy avanzado con la provisionalidad y limitaciones que supone el hecho de no disponer del cuerpo normativo definitivo.

En el análisis realizado hasta el momento el efecto más significativo de la aplicación de las NIIF sobre los resultados de ENDESA será la no amortización sistemática del fondo de comercio, en caso de que finalmente se convalide por la Unión Europea la NIIF 3 sobre combinaciones de negocio. El resto de los efectos sobre resultados y patrimonio no esperamos que tengan un impacto significativo sobre los resultados y el patrimonio de ENDESA. Las principales diferencias entre criterios contables españoles y NIIF con efecto sobre el patrimonio o los resultados detectados hasta el momento son los siguientes:

- Mayor capitalización de gastos financieros al considerar las inversiones financieras en su totalidad como deuda en lugar de tener en cuenta el apalancamiento de la empresa.
- Consideración de la totalidad del valor actualizado de los costes de desmantelamiento de instalaciones como mayor coste del inmovilizado registrando la totalidad de la provisión correspondiente. En la primera aplicación de las NIIF deberá registrarse el efecto del recalcule de la amortización acumulada de este nuevo coste desde el inicio de la instalación.
- Cancelación en la primera aplicación de las NIIF de los gastos a distribuir en varios ejercicios, fundamentalmente de costes de reestructuración de personal a recuperar por CTC's y de provisiones por pensiones. Estas cancelaciones tendrán un efecto positivo en los resultados de ejercicios posteriores.
- Registro de la participación del 3% en Red Eléctrica de España, S.A. por su valor de mercado en lugar de por puesta en equivalencia.
- Registro en la primera aplicación de impuestos anticipados con plazo de recuperación superior a 10 años.
- Registro de las acciones propias como menor patrimonio neto, en lugar de cómo activo.
- Diferimiento de los ingresos de cobros a clientes por cuotas de conexión en los años de vida de los contratos.
- Reversión de determinadas provisiones realizadas con criterios contables españoles siguiendo un criterio de prudencia, y que no son aceptables con criterios NIIF.

Es importante señalar que, de acuerdo con lo establecido en la NIIF I, los efectos de la primera aplicación se registrarán contra reservas.

Por otra parte, existen algunos efectos significativos sobre el balance y la cuenta de resultados que no afectan al patrimonio ni a los resultados. Los principales son los que figuran a continuación:

- Se prevé una reducción significativa de los ingresos y gastos de explotación por no registrar como ingresos aquéllas facturaciones a clientes de gastos que se les repercutan directamente, fundamentalmente las compras de electricidad.

- La posible clasificación de las participaciones preferentes como pasivo en lugar de cómo intereses minoritarios.
- Desaparecen los resultados extraordinarios, que se clasificarán en la cuenta de resultados según su naturaleza.

De los análisis realizados hasta el momento no se desprende la necesidad de realizar ningún ajuste significativo sobre el valor del inmovilizado y del fondo de comercio como consecuencia del análisis de recuperabilidad de los mismos. Asimismo, hay que señalar que, en principio, ENDESA seguirá el criterio de registrar su inmovilizado a coste histórico sin utilizar la posibilidad prevista de registrarlos por su valor razonable ("fair value").

Por último hay que señalar que el impacto que pudiera tener la aplicación de las NIC 32 y 39 está pendiente de determinar hasta que se conozca la redacción que, en su caso, se convalide de estas normas, si bien, en principio, no cabe esperar un efecto muy significativo de la aplicación de las mismas sobre los resultados.

VII.1.6. OTRAS CONSIDERACIONES

Los pasados días 28 y 29 de junio, en Sevilla, coincidiendo con temperaturas que llegaron a alcanzar niveles de casi 50 °C., e incrementos de demanda muy superiores a los normales, alcanzándose "record de verano" en la demanda de potencia (e incluso incremento superior de consumo de energía reactiva), y un escenario de bajas tensiones en la red de Transporte de la zona Centro y Sur de España, y de utilización de la interconexión con Marruecos, se produjeron determinados incidentes en las instalaciones de distribución de energía eléctrica, que han de reputarse posibles en la explotación ordinaria de la actividad, que desencadenaron la interrupción sucesiva del suministro a diferentes zonas de población del núcleo urbano de Sevilla capital.

Con motivo de tales incidencias, la Junta de Andalucía solicitó información exhaustiva de ENDESA para evaluar la situación producida, y requirió la adopción de las medidas oportunas para paliarlas, solicitud que ha sido exhaustivamente atendida, sin perjuicio de la complejidad de un sistema como el eléctrico, en el que inciden simultáneamente un conjunto de factores de múltiples agentes y circunstancias que requieren su adecuada coordinación.

Asimismo, ENDESA ha establecido unos procedimientos de agilización en la atención de las reclamaciones de los clientes, que ha recibido la oportuna difusión, sin perjuicio de otras medidas que evidencian el tradicional esfuerzo de ENDESA en el desarrollo y mantenimiento de sus instalaciones, junto con actuaciones extraordinarias que coadyuvan a hacer frente a los incidentes producidos. En la actualidad se están tramitando las primeras reclamaciones, y cumplimentando las solicitudes de la Administración. Adicionalmente, con fecha 30 de junio de 2004, la Junta de Andalucía comunicó formalmente a ENDESA el inicio de actuaciones previas con objeto de determinar con carácter preliminar si concurren circunstancias que justifiquen la incoación de expediente sancionador.

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.

Sobre la base del grado de cumplimiento alcanzado en la aplicación de este Plan Estratégico a lo largo de los dos últimos ejercicios, ENDESA ha procedido a establecer los objetivos del mismo de cara al período 2004-2008. Estos objetivos son los siguientes:

- En el negocio eléctrico español:
 - Afrontar los retos derivados del fuerte incremento de la demanda y las mayores exigencias medioambientales mediante un decidido programa de construcción de nueva capacidad, tanto en el régimen ordinario como en el especial.

- Desarrollar un importante esfuerzo adicional en materia de calidad y seguridad del suministro, a través de una inversión relevante en instalaciones de distribución y un significativo reforzamiento de los canales de atención comercial.
- En el negocio eléctrico del resto de Europa, consolidar la sólida posición ya alcanzada:
 - Continuando con el desarrollo del programa de repowering del parque de generación de ENDESA Italia.
 - Estableciendo la posición definitiva en el accionariado de la generadora francesa Snet.
 - Capturando las oportunidades de la creación del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (Mibel).
- En el negocio eléctrico iberoamericano:
 - Aprovechar el crecimiento orgánico de los mercados en los que opera la Empresa, en el marco de la progresiva mejoría del clima económico de la región.
 - Continuar con la consolidación del fortalecimiento financiero de Enersis y sus compañías participadas.
- En el negocio de gas natural, optimizar la posición ya alcanzada en el sistema ibérico a través del creciente aprovechamiento de las ventas integradas de electricidad y gas en el mercado liberalizado.
- En telecomunicaciones, contribuir a la mejora de los resultados obtenidos en 2003, asegurando la capacidad de autofinanciación de este negocio y extrayendo valor del mismo en función de las posibilidades abiertas por la evolución de los mercados.

El cumplimiento de estos objetivos se realizará en el marco de una intensificación del compromiso de la Empresa con los principios del desarrollo sostenible en su triple vertiente económica, social y medioambiental.

Programa de Inversiones 2004-2008 y fortalecimiento del balance

El Programa de Inversiones vinculado al desarrollo del Plan Estratégico de ENDESA en el período 2004-2008 está orientado prioritariamente a potenciar el liderazgo eléctrico de la Empresa en España, mediante el desarrollo de nueva capacidad y la mejora de la calidad del servicio, la consolidación de la posición en Europa y el aprovechamiento del crecimiento orgánico del negocio eléctrico iberoamericano.

El Programa de Inversiones 2004-2008 supone un importe total de 13.100 millones de euros, distribuido por negocios de la siguiente manera (cifras en millones de euros):

Programa de inversiones 2004-2008	Millones de euros
Negocio eléctrico en España	3.700
Negocio eléctrico en Europa	1.000
Negocio eléctrico en Iberoamérica	500
Telecomunicaciones y otros	300
Total inversiones en crecimiento orgánico	5.500
Inversiones en mantenimiento	7.600
Inversiones totales	13.100

En todo caso, este esfuerzo inversor se llevará a cabo de manera compatible con las metas que se plantea la Empresa para incrementar el fortalecimiento de su balance y la mejora de su posición financiera. Concretamente, los objetivos más relevantes en este terreno son desarrollar nuevos esfuerzos en materia de reducción de deuda, especialmente en Iberoamérica.

Programa de nueva capacidad de generación eléctrica en España

El desarrollo del Plan Estratégico de ENDESA en el período 2004-2008 incluye un relevante esfuerzo en la construcción de nueva capacidad en el sistema eléctrico español, mediante la inversión de 3.700 millones de euros, con el triple objetivo de contribuir a la seguridad de suministro, a la preservación del medio ambiente y al mantenimiento de un mix de generación competitivo y

diversificado. De acuerdo con este programa, ENDESA construirá en el período indicado un total de 5.847 MW de nueva capacidad, a los que hay que añadir otros 1.400 MW procedentes de la conversión a carbón importado de grupos que en estos momentos consumen carbón doméstico.

Esta potencia total tendrá la siguiente distribución por tecnologías:

- 2.800 MW en nuevas centrales de ciclo combinado en la península, con lo cual la potencia total de la Empresa en este tipo de instalaciones ascenderá a 4.000 MW en este mercado.
- 929 MW de nueva capacidad en los sistemas extrapeninsulares para satisfacer el creciente incremento de la demanda en estos mercados, mucho mayor que la media nacional.
- 2.089 MW en instalaciones de aprovechamiento de energías renovables y unos 29 MW más en otras tecnologías relacionadas.

Estas nuevas instalaciones permitirán hacer frente al incremento previsto de la demanda y al cierre de 2.178 MW en centrales de derivados de petróleo y unos 141 MW en grupos de carbón doméstico y se completarán, como antes se ha indicado, con la conversión a carbón importado de 1.400 MW de grupos que actualmente utilizan carbón doméstico.

Este programa de nuevas instalaciones permitirá que ENDESA continúe disponiendo de una capacidad de generación mayor que la demanda de sus mercados en España, con un elevado nivel de protección respecto de las bruscas variaciones de hidraulicidad. El parque resultante, además de ser muy competitivo y diversificado, contribuirá significativamente a los objetivos en materia de emisiones de CO₂ de la política energética nacional, en línea con la política de sostenibilidad de la Empresa.

En concreto, como consecuencia del desarrollo de este programa, la potencia instalada de ENDESA en el sistema eléctrico peninsular ascenderá en 2008 a unos 22.200 MW.

Mejora de la calidad del servicio

Un total de 3.800 millones de euros del Programa de Inversiones 2004-2008 serán destinados a dar un fuerte impulso a la mejora de la calidad del servicio en el negocio eléctrico español. Este significativo esfuerzo tiene como objetivo reforzar la capacidad competitiva de la Empresa en el mercado eléctrico nacional, consolidando la posición que actualmente posee en los mercados territoriales en los que distribuye electricidad e incrementando su base de clientes, a fin de mantener su condición de líder del sector.

En su mayor parte, la inversión indicada se materializará preferentemente en activos de distribución en las áreas que registran un mayor incremento de la demanda o en las que es necesario desplegar esfuerzos adicionales para reducir las incidencias de suministro.

Por otro lado, este esfuerzo en instalaciones de distribución se verá complementado con nuevas acciones en el terreno comercial a fin de mejorar los niveles de atención al cliente, por medio de los canales de atención personalizada mediante la red de gestores; de atención presencial, a través de la red de oficinas comerciales, Puntos de Servicio y Tiendas ENDESA; y de atención telefónica a través del refuerzo de la plataforma actualmente existente.

Consolidación en el sur de Europa

ENDESA dispone de una posición relevante en el sector eléctrico del sur de Europa y se halla presente dentro de él en los países que se había fijado como objetivo, principalmente Italia, Francia y Portugal. Las empresas en las que posee participación suman una potencia total de 9.394 MW con una generación anual de 31.122 GWh anuales; además, suministra un total de 12.318 GWh a clientes de diversos mercados liberalizados.

El objetivo estratégico de la Empresa es consolidar esta posición y extraer valor del crecimiento orgánico de los mercados en los que está presente a partir de su base actual de activos.

En Italia, las metas fundamentales son:

- Culminar el programa de repowering del parque termoelectrico de ENDESA Italia, lo que permitira situar su potencia instalada en el entorno de los 6.500 MW en 2008 con una produccion anual de unos 32.000 GWh, es decir, casi el doble de la actual, incrementando significativamente la eficiencia de las instalaciones y reduciendo su impacto medioambiental.
- Asegurar la autofinanciacion del programa de inversiones de la compania.
- Conseguir el pago de dividendos sobre los resultados de 2003, lo que ya se ha hecho efectivo en 2004.

Por lo que se refiere a Francia, la prioridad es completar la redefinicion del accionariado de la generadora Snet que esta en curso, y que resultara en un aumento de la participacion de ENDESA.

En cuanto a Portugal, ENDESA va a continuar desarrollando las actuaciones necesarias para asegurarse una posicion favorable de cara a la implantacion del mercado iberoico de la electricidad, partiendo de la posicion que ya dispone en la generadora Tejo Energia y de la que posee como comercializador en el mercado liberalizado.

Aprovechamiento del crecimiento organico en Iberoamerica

ENDESA ha alcanzado en el sector electrico iberoamericano la dimension que considera adecuada. En consecuencia, la estrategia de cara a los proximos años va a estar centrada en el aprovechamiento del potencial de crecimiento organico de la cartera de activos que posee en la region y en la continuacion del proceso de fortalecimiento financiero de sus companias participadas, manteniendo asi la capacidad del negocio iberoamericano de la Empresa para autofinanciarse.

Con respecto al primer aspecto, el favorable comportamiento de la demanda de electricidad en los principales paises en los que ENDESA esta presente, la evolucion de las divisas y las subidas de tarifas previstas en Brasil y Colombia daran lugar a un sustancial crecimiento de la generacion de flujo de caja libre que contribuirá significativamente a la reduccion del nivel de endeudamiento de Enersis y de Endesa Chile.

Por otro lado, el éxito alcanzado en las operaciones de ampliacion de capital de Enersis y de refinanciacion de deuda de Enersis y Endesa Chile, realizadas en 2003, así como el desarrollo de nuevas actuaciones para culminar su fortalecimiento financiero, sitúan a este negocio en una sólida posicion de partida para aprovechar la fase de recuperacion economica que la reciente evolucion de los principales indicadores macroeconomicos parece anunciar. Esta recuperacion tendra el consiguiente reflejo en los resultados y dividendos de Enersis.

Expansion en el mercado de gas

En el negocio de gas natural, el Plan Estrategico de ENDESA prevé un sustancial incremento de la presencia en el mercado en una doble vertiente:

- Dado que el volumen de compras de gas para 2008 se prevé que alcance los 11.700 millones de m³ (11,7 bcms), en razon de su poder de compra ENDESA se convertirá en un agente significativo en el mercado europeo de gas.
- Su estrategia como comprador está basada en criterios de diversificacion de las fuentes de suministro, prioridad en el establecimiento de condiciones contractuales flexibles y cierre de compromisos sólo cuando los volúmenes de compra están garantizados.
- Como suministrador, su objetivo estrategico para el periodo 2004-2008 es mantener su cuota en el mercado regulado en el entorno del 5% que ya posee e incrementarla en el mercado liberalizado hasta alcanzar alrededor del 15% en ventas a clientes finales, lo que, unido a las ventas a sus centrales de ciclo combinado, le proporcionará una cuota total de mercado del 20% aproximadamente.

Mejora y extraccion de valor del negocio de telecomunicaciones

El negocio español de telecomunicaciones de ENDESA ha venido experimentando una progresiva mejoría a lo largo de los últimos ejercicios hasta entrar en beneficios en el tercer trimestre de 2003. El objetivo estrategico de ENDESA es contribuir a que el grupo Auna realice una aportacion positiva a los resultados anuales de la Compania a partir de 2004 y a que autofinancie sus actividades.

A más largo plazo, y con el objetivo de extraer valor al negocio de telecomunicaciones, la Empresa permanecerá atenta a la evolución de los mercados y del propio sector de las telecomunicaciones al objeto de valorar la mejor alternativa con respecto a esta inversión.

Estrategia de medio ambiente y desarrollo sostenible

Una de las características más significativas del desarrollo del Plan Estratégico de ENDESA durante el período 2004-2008 es la intensificación del compromiso de la Empresa con los principios del desarrollo sostenible en su triple vertiente social, económica y medioambiental. Quiere esto decir que ENDESA va a cumplir sus objetivos estratégicos sobre la base de suministrar a sus clientes un servicio de calidad de forma responsable y eficiente, proporcionando rentabilidad a sus accionistas, fomentando la excelencia y capacitación profesional de sus empleados, aplicando de manera rigurosa los principios de buen gobierno corporativo, contribuyendo al desarrollo de los entornos sociales en los que opera y utilizando de manera sostenible los recursos naturales necesarios para la realización de sus actividades.

Estos criterios están desarrollados de manera específica en su Plan Estratégico de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible 2003-2004, plenamente integrado y congruente con la estrategia global de la Empresa, que contiene un amplio número de actuaciones agrupadas en diez programas corporativos y seis programas operativos.

Los programas corporativos están centrados fundamentalmente en temas de cambio climático, conservación de la biodiversidad, continuación de la implantación de los sistemas de gestión medioambiental, gestión integral de residuos, mayor incorporación de los criterios de sostenibilidad a las relaciones con contratistas y proveedores y, en general, incremento de la integración de los principios de desarrollo sostenible en la gestión de la Empresa.

Por lo que se refiere a los programas operativos, abordan temas relativos a la adaptación a la Ley sobre prevención y control integrado de la contaminación, la reducción del impacto atmosférico e hídrico de las instalaciones, la mejora del control de emisiones e inmisiones, el ahorro en el consumo de combustibles, agua y otras materias primas, la adecuación paisajística, etc.

Por otro lado, una parte significativa de la decidida apuesta de la Empresa por el desarrollo sostenible se halla contenida en las actuaciones estratégicas expuestas en apartados anteriores. En especial, cabe destacar que la Empresa continuará aplicando medidas con el objetivo de conseguir en 2007 una reducción del 35% en sus emisiones específicas en comparación con las que registraba en 1990, lo que incluye, además de las inversiones en ciclos combinados y energías renovables, actuaciones de mejora de la eficiencia de las centrales de carbón, el cierre de los grupos térmicos menos eficientes y el mantenimiento de un mix de generación seguro, competitivo, diversificado y equilibrado.

Obligaciones contractuales

El cuadro que figura a continuación recoge los pagos previstos en los próximos años derivados de compromisos ya adquiridos al 31 de diciembre de 2003 en el desarrollo de la actividad del Grupo. Las obligaciones recogidas en dicho cuadro están sujetas a estimaciones y, consecuentemente, a incertidumbres o variaciones por lo que no se puede asegurar que su evolución futura coincida con lo esperado (cifras en millones de euros):

	2004	2005	2006	2007	RESTO	TOTAL
Vencimiento de deuda (1)	5.118	1.901	4.434	1.175	8.627	21.255
Negocio Eléctrico Nacional (2)(3)	1.920	715	672	810	2.420	6.537
Negocio Eléctrico Europa (4)	1.183	21	206	64	71	1.545
Negocio Eléctrico Latinoamérica (5)	792	869	769	797	2.320	5.547
Otros Negocios (6)	481	350	180	73	25	1.109
TOTAL	9.494	3.856	6.261	2.919	13.463	35.993

(1) Incluye intereses estimados para el nominal bruto de deuda antes de derivados al 31 de diciembre de 2003, estando por ello sujetos a incertidumbres y variaciones.

(2) Incluye los pagos de compromisos derivados de planes de reestructuración de plantilla, cuyo importe total (2.379 millones de euros) está contabilizado en el epígrafe de provisiones del balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2003.

(3) Incluye pagos en concepto de aprovisionamiento de combustibles por importe de 3.479 millones de euros derivados de los contratos de suministro a largo plazo formalizados, Dado que dichos contratos están formalizados en unidades físicas, a efectos de valoración en euros se han tomado en consideración los precios de mercado a 31 de diciembre de 2003.

- (4) Incluye en el año 2004 la adquisición a Santander Central Hispano del 34% de ENDESA Italia formalizada en el mes de junio, cuyo importe (817 millones de euros) está contabilizado en acreedores a largo plazo en el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2003.
- (5) Incluye principalmente obligaciones de compra de energía conforme a la regulación de los distintos países, así como contratos de operación y mantenimiento, y otros servicios.
- (6) Incluye en el año 2004 la adquisición, formalizada en febrero, de un 3% adicional del capital social de Auna por importe de 261 millones de euros.

Los compromisos de los negocios incluidos en el cuadro anterior corresponden a los contratos que, en el desarrollo de la actividad, son habituales o necesarios para cubrir riesgos (por ejemplo, compromisos a largo plazo de inversiones, compras de combustibles, compras de electricidad en Latinoamérica, etc.). Se estima que los ingresos de los negocios serán suficientes para cubrir sobradamente estos compromisos, junto con el resto de costes operativos y la remuneración prevista del capital.

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 2004, ENDESA ha repartido un dividendo a cuenta del ejercicio 2003 de 0,264 euros brutos por acción. Igualmente, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado día 2 de abril de 2004, aprobó el reparto de un dividendo complementario del ejercicio 2003 de 0,439 euros brutos por acción, que fue pagado el pasado día 1 de julio de 2004. Teniendo en consideración ambos, el dividendo total del ejercicio 2003 ha sido de 0,703 euros brutos por acción y la tasa de reparto de beneficios de ENDESA en el año 2003 se ha situado en el 56,7%.

Política de dotación a la amortización, de ampliaciones de capital, y de emisión de obligaciones y endeudamiento general a medio y largo plazo

Con respecto a la política de dotación a la amortización, y sin perjuicio de la aplicación de la normativa en vigor en cada momento, ENDESA prevé continuar en el futuro con los mismos criterios de amortización.

En este momento, ENDESA no tiene previsto realizar ninguna ampliación de capital.

ENDESA, previsiblemente, continuará manteniendo los mismos criterios de emisión de deuda que ha seguido en los últimos ejercicios, dependiendo en cada caso, de las circunstancias y situación de los mercados financieros.

En julio, ENDESA ha acordado de forma preliminar los términos y condiciones de su primera colocación privada de deuda a largo plazo en Estados Unidos por un importe de 575 millones de dólares en plazos entre 7 y 15 años. La vida media resultante es de 10 años. ENDESA, S.A es el garante de International ENDESA B.V. que será el emisor de la deuda. La operación está condicionada a la firma de la documentación definitiva y la satisfacción de otras condiciones habituales de mercado. Se prevé el cierre de la operación y el desembolso de los fondos en septiembre de 2004.

Madrid, 29 de julio de 2004

Por ENDESA, S.A.

Fdo: D. José Luis Palomo Álvarez