

D. Manuel Amado Fernández Suárez, Director de Financiación Corporativa de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., con domicilio social en Oviedo, Plaza de La Gesta, 2, y CIF A33473752,

C E R T I F I C A:

Que la información contenida en el disco compacto adjunto se corresponde exactamente con la recogida en el Folleto Informativo de Emisión de Pagarés registrado por la CNMV con fecha 18 de enero de 2005.

Y para que así conste a los efectos oportunos, expido la presente certificación en Oviedo, a 18 de enero de 2005



FOLLETO

PROGRAMA DE PAGARÉS
DE 180 MILLONES DE €
HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO
2004

Este Folleto ha sido redactado según el modelo RF2 de la circular 2/99 de 22 de Abril, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

El presente Folleto ha sido inscrito en la C.N.M.V. con fecha 18 de enero de 2005.

INDICE

CAPÍTULO 0	Circunstancias relevantes a considerar sobre la emisión u oferta de valores
CAPÍTULO I	Personas que asumen la responsabilidad del contenido del folleto y organismos supervisores.
CAPÍTULO II	El programa de emisión u oferta de valores negociables de renta fija
CAPÍTULO III	El emisor y su capital.
CAPÍTULO IV	Actividades principales del emisor.
CAPÍTULO V	El patrimonio, la situación financiera y los resultados del emisor.
CAPÍTULO VI	La administración, la dirección y el control del emisor
CAPÍTULO VII	Evolución reciente y perspectivas del emisor.
ANEXO I	<i>Cuentas anuales auditadas e informe de gestión de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.</i>
ANEXO II	<i>Cuentas anuales consolidadas auditadas e informe de gestión de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. y sociedades dependientes</i>

CAPÍTULO 0

Circunstancias relevantes a considerar sobre la emisión u oferta de valores

0.1. Calificación crediticia.

Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. no ha encargado a ninguna Agencia de Rating la Calificación crediticia (opinión que predice la solvencia de una entidad, de una obligación, un valor de deuda o similar de un emisor de dichos valores, en base a un sistema de calificación previamente definido) específica de los pagarés objeto de este Programa. Sin embargo, Hidroeléctrica del Cantábrico tiene calificada con carácter general su deuda a largo y corto plazo, entre la que se encontraría el papel comercial emitido al amparo del presente Programa de Pagarés, por las Agencias de Rating Moody's Investors Service Ltd. Y Fitch Ratings, según se detalla a continuación:

Con fecha 29 de Julio de 2004, Moody's Investors Service Ltd confirmó la asignación de la calificación de Prime-2 (P-2) para la deuda de Hidroeléctrica del Cantábrico a corto plazo, entre la que se encontraría el papel comercial emitido al amparo del presente Programa de Pagarés. La calificación refleja una fuerte capacidad por parte de HC de devolver puntualmente sus compromisos de deuda emitida a corto plazo. A largo Plazo, Moody's Investor Service Ltd, mejoró la calificación desde Baa2 a Baa1 con perspectiva estable a la deuda de Hidroeléctrica del Cantábrico. La calificación Baa refleja un riesgo crediticio moderado, siendo 1 el menor riesgo dentro de esta calificación y 3 el mayor riesgo dentro de la calificación.

Por su parte, Fitch Ratings confirmó el 1 de diciembre de 2004 la calificación de F2 para la deuda de Hidroeléctrica del Cantábrico a corto plazo, entre la que se encontraría el papel comercial emitido al amparo de este Programa de Pagarés. Esta calificación de buena calidad crediticia refleja una capacidad satisfactoria para atender puntualmente los compromisos financieros. A largo plazo, Fitch Ratings también elevó la calificación de BBB con perspectiva positiva a BBB+ con perspectiva estable para la deuda de HidroCantábrico. Esta calificación indica una buena calidad crediticia con una baja expectativa de riesgo crediticio.

La sociedad manifiesta que entre hoy y la fecha a la que se refieren los estados financieros intermedios que se adjuntan en el capítulo VII (30 de septiembre de 2004), no ha acontecido ningún hecho que pudiera influir de forma significativa sobre la situación financiera que reflejan los estados financieros.

0.2. Tipo de interés

Los pagarés serán emitidos por subasta ente las Entidades Financieras Colaboradoras. El tipo de interés resultante de dicha subasta podría no coincidir con el tipo de interés que dichas Entidades Colaboradoras negocien a su vez con los inversores finales de dichos pagarés.

CAPÍTULO I

Personas que asumen la responsabilidad del contenido, y organismos supervisores del folleto

I.1. Personas que asumen la responsabilidad por el contenido del folleto.

I.1.1. Don Manuel Amado Fernández Suárez, Director de Financiación Corporativa de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., con D.N.I. nº 71.841.977M, asume la responsabilidad por el contenido de este folleto.

I.1.2. D. Manuel Amado Fernández Suárez, confirma la veracidad del contenido del folleto y de que no se omite ningún dato relevante ni induce a error.

I.2. Organismos supervisores del folleto

El presente folleto completo (modelo RF2) se ha inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) con fecha 18 de enero de 2005.

El presente folleto ha sido redactado de conformidad con lo establecido 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 de emisiones u ofertas públicas de valores.

El registro del folleto por la Comisión Nacional del Mercado de Valores no implica recomendación de la suscripción o compra de los valores, ni pronunciamiento en sentido alguno sobre la solvencia de la entidad emisora o la rentabilidad de los valores emitidos u ofertados.

Dada la naturaleza del presente folleto completo, no es precisa autorización ni pronunciamiento administrativo previo alguno, distinto de la verificación y registro por parte de la CNMV.

I.3. Nombre, domicilio y cualificación de Los auditores que han verificado las cuentas anuales de los tres últimos ejercicios.

Los cuentas anuales de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. y las cuentas anuales consolidadas de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. y sociedades dependientes correspondientes al ejercicio 2003 han sido verificados y auditados por la firma PriceWaterhouseCoopers Auditores, S.L., inscrita en el Registro de Auditores de Cuentas (ROAC) del Ministerio de Economía con el número 50242, y con dirección en Oviedo, calle del Doctor Casal, 12 -3º, C.P. 33001. El informe de auditoria consolidado ha sido favorable, por lo que su contenido carece de salvedades. Los

estados Económico-Financieros consolidados y de la sociedad matriz del ejercicio 2003, están registrados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores y han sido aprobados por la Junta General de Accionistas.

Las cuentas anuales consolidadas de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. y sociedades dependientes correspondientes al ejercicio 2002 fueron verificadas y auditadas por la firma Deloitte & Touche., inscrita en el Registro de Auditores de Cuentas (ROAC) del Ministerio de Economía con el número S0692, y con dirección en Oviedo, Plaza de la Escandalera, 3, 3º y 4º A, C.P. 33003. El informe de auditoria consolidado fue favorable, por lo que su contenido carece de salvedades. Los estados Económico-Financieros consolidados del ejercicio 2002, están registrados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores y fueron aprobados por la correspondientes Junta Generales de Accionistas.

Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. (Antes denominada “Adygesinval, S.A.”), como sociedad individual no estaba obligada a auditar sus estados financieros a 31 de diciembre de 2002. Así mismo, no existían estados Económico-Financieros consolidados a 31/12/2001 ni obligación de auditar los estados Económico-Financieros de la sociedad individual a 31/12/2001. Estos estados financieros también fueron registrados en la CNMV y aprobados por la Junta General de Accionistas.

El presente folleto incluye en su capítulo V los estados financieros auditados de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., y los estados financieros consolidados auditados de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. y sociedades dependientes a 31 de Diciembre de 2003.

Como Anexo I al presente folleto, se incluye el informe de auditoria, acompañado de las Cuentas Anuales y del Informe de Gestión del Grupo consolidado correspondiente al año 2003.

Como Anexo II al presente folleto, se incorpora el Informe de Auditoria, acompañado de las Cuentas Anuales y del Informe de Gestión, correspondientes al año 2003 de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

CAPÍTULO II

El programa de emisión u oferta de valores negociables de renta fija

II.1. Condiciones y características económico-financieras de los valores objeto de emisión u oferta que componen el programa de empréstitos.

II.1.1. El importe nominal a emitir estará limitado por el saldo vivo máximo de pagarés que, en cada momento, no podrá exceder de 180 millones de euros.

II.1.2. Este programa de pagarés será conocido como “Programa de pagarés de 180 millones de euros” de Hidroeléctrica del Cantábrico. Los valores emitidos bajo este programa serán pagarés al portador emitidos al descuento, a los que será de aplicación el régimen legal general español. Los valores estarán representados por anotaciones en cuenta y la certeza y efectividad de su primer titular y los siguientes vendrá determinada por el apunte correspondiente en la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S. A.. Este programa tendrá una duración de un año desde la fecha de su registro en la CNMV. La emisora ha formalizado un contrato de liquidez con la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA) para establecer un sistema de liquidez para el inversor en general y cuyas condiciones básicas se detallan en el punto II.4.2.2.

II.1.3. Valor nominal de los pagarés a emitir: Mil euros cada uno de los pagarés emitidos por el sistema de subastas, siendo la petición mínima de 500.000 euros. Los pagarés emitidos a través del sistema de negociación telefónica directa tendrán un nominal de doscientos mil euros, siendo la petición mínima de cuatrocientos mil euros. Tendrán un vencimiento comprendido entre tres días hábiles y dieciocho meses, ambos inclusive.

Importe efectivo: será el que resulte en función del tipo de interés que se aplique y del plazo de vencimiento, en cada caso, de acuerdo con las siguientes fórmulas. La compra de estos pagarés estará libre de gastos para el suscriptor.

Para pagarés con un plazo de vencimiento inferior o igual al 365 días:

$$E = \frac{365xN}{i.n + 365}$$

Para pagarés con un plazo de vencimiento superior a 365 días:

$$E = \frac{N}{(1 + i)^{n / 365}}$$

Donde,

i = Tipo de interés nominal anual en tanto por uno (que será interés simple para plazos iguales o inferiores a un año, e interés compuesto para plazos superiores a un año).

N = Nominal

E = Efectivo del pagaré

n = Número de días entre la fecha de emisión (inclusive) y la fecha de vencimiento o amortización (exclusive).

En el cuadro que se adjunta, se detallan los valores efectivos de un pagaré de 1.000 euros nominales para diferentes tipos de interés nominales y plazos de vencimiento de los pagarés. La intención de este cuadro es la de facilitar al suscriptor la comprensión de los conceptos de tipo nominal, valor efectivo y TIR utilizados en este Programa.

VALOR EFECTIVO DE UN PAGARÉ DE 1.000 EUROS NOMINALES

TIPO NOMINAL	DIAS 7	TIR	DIAS +10	DIAS 30	TIR	DIAS +10	DIAS 90	TIR	DIAS +10	DIAS 180	TIR	DIAS +10	DIAS 365	TIR	DIAS +10	DIAS 548	TIR	DIAS +10
0,50%	999,90	0,50%	-0,13	999,59	0,50%	-0,14	998,77	0,50%	-0,14	997,54	0,50%	-0,14	995,02	0,50%	-0,13	992,54	0,50%	-0,14
0,75%	999,86	0,75%	-0,21	999,38	0,75%	-0,20	998,15	0,75%	-0,20	996,31	0,75%	-0,20	992,56	0,75%	-0,21	988,84	0,75%	-0,20
1,00%	999,81	1,00%	-0,28	999,18	1,00%	-0,27	997,54	1,00%	-0,27	995,09	1,00%	-0,27	990,10	1,00%	-0,27	985,17	1,00%	-0,27
1,25%	999,76	1,26%	-0,34	998,97	1,26%	-0,34	996,93	1,26%	-0,34	993,87	1,25%	-0,33	987,65	1,25%	-0,33	981,52	1,25%	-0,33
1,50%	999,71	1,51%	-0,41	998,77	1,51%	-0,41	996,31	1,51%	-0,40	992,66	1,51%	-0,41	985,22	1,50%	-0,40	977,89	1,50%	-0,39
1,75%	999,66	1,77%	-0,47	998,56	1,76%	-0,47	995,70	1,76%	-0,47	991,44	1,76%	-0,47	982,80	1,75%	-0,47	974,29	1,75%	-0,46
2,00%	999,62	2,02%	-0,55	998,36	2,02%	-0,55	995,09	2,02%	-0,54	990,23	2,01%	-0,53	980,39	2,00%	-0,53	970,71	2,00%	-0,53
2,25%	999,57	2,28%	-0,62	998,15	2,27%	-0,61	994,48	2,27%	-0,61	989,03	2,26%	-0,61	978,00	2,25%	-0,60	967,15	2,25%	-0,59
2,50%	999,52	2,53%	-0,68	997,95	2,53%	-0,68	993,87	2,52%	-0,67	987,82	2,52%	-0,67	975,61	2,50%	-0,66	963,61	2,50%	-0,66
2,75%	999,47	2,79%	-0,75	997,74	2,78%	-0,74	993,26	2,78%	-0,74	986,62	2,77%	-0,73	973,24	2,75%	-0,73	960,09	2,75%	-0,72
3,00%	999,42	3,04%	-0,82	997,54	3,04%	-0,82	992,66	3,03%	-0,81	985,42	3,02%	-0,80	970,87	3,00%	-0,78	956,59	3,00%	-0,77
3,25%	999,38	3,30%	-0,89	997,34	3,30%	-0,89	992,05	3,29%	-0,88	984,23	3,28%	-0,87	968,52	3,25%	-0,85	953,12	3,25%	-0,84
3,50%	999,33	3,56%	-0,96	997,13	3,56%	-0,95	991,44	3,55%	-0,94	983,03	3,53%	-0,92	966,18	3,50%	-0,91	949,66	3,50%	-0,89
3,75%	999,28	3,82%	-1,02	996,93	3,82%	-1,02	990,84	3,80%	-1,01	981,84	3,79%	-0,99	963,86	3,75%	-0,98	946,23	3,75%	-0,96
4,00%	999,23	4,08%	-1,09	996,72	4,07%	-1,08	990,23	4,06%	-1,07	980,66	4,04%	-1,06	961,54	4,00%	-1,03	942,82	4,00%	-1,02
4,25%	999,19	4,34%	-1,17	996,52	4,33%	-1,16	989,63	4,32%	-1,14	979,47	4,30%	-1,11	959,23	4,25%	-1,09	939,42	4,25%	-1,07
4,50%	999,14	4,60%	-1,23	996,31	4,59%	-1,22	989,03	4,58%	-1,21	978,29	4,55%	-1,18	956,94	4,50%	-1,16	936,05	4,50%	-1,13
4,75%	999,09	4,86%	-1,30	996,11	4,85%	-1,29	988,42	4,84%	-1,27	977,11	4,81%	-1,24	954,65	4,75%	-1,21	932,70	4,75%	-1,19
5,00%	999,04	5,12%	-1,36	995,91	5,12%	-1,36	987,82	5,09%	-1,33	975,94	5,06%	-1,31	952,38	5,00%	-1,27	929,37	5,00%	-1,24
5,25%	998,99	5,39%	-1,43	995,70	5,38%	-1,42	987,22	5,35%	-1,40	974,76	5,32%	-1,36	950,12	5,25%	-1,33	926,05	5,25%	-1,29
5,50%	998,95	5,65%	-1,51	995,50	5,64%	-1,49	986,62	5,62%	-1,46	973,59	5,58%	-1,42	947,87	5,50%	-1,39	922,76	5,50%	-1,35
5,75%	998,90	5,92%	-1,57	995,30	5,90%	-1,56	986,02	5,88%	-1,53	972,43	5,83%	-1,49	945,63	5,75%	-1,45	919,49	5,75%	-1,41
6,00%	998,85	6,18%	-1,64	995,09	6,17%	-1,62	985,42	6,14%	-1,59	971,26	6,09%	-1,55	943,40	6,00%	-1,51	916,23	6,00%	-1,46

Las columnas en las que aparece un +10 representan la disminución en euros del valor efectivo del pagaré al aumentar el plazo en 10 días.

Así, por ejemplo, si se emite un pagaré de 1.000 euros nominales con un tipo de interés nominal del 2,00 por ciento, equivalente a un TIR (Tasa de Rendimiento Interno) del 2,01 por ciento y con un plazo de vencimiento de 180 días, el valor efectivo de este pagaré será de 990,23 euros, valor extraído del cuadro y coherente con la fórmula antes mencionada:

$$E = \frac{365 \times 1.000}{0,0200 \times 180 + 365} = 990,23$$

Para este mismo caso si el plazo de vencimiento fuera de 190 días, al importe efectivo de 990,23 euros habría que deducir 0,53 euros (según nos indica la columna "+10"), con lo que el efectivo a desembolsar sería de 989,7 euros.

En el caso de vencimiento superior al año, el tipo nominal coincide con el TIR (tasa de rendimiento interno). Así, para un pagaré de 1.000 euros nominales, con un tipo de interés nominal del 2,25 por ciento, plazo de vencimiento de 548 días, el TIR es también el 2,25 por ciento. El valor efectivo de dicho pagaré según el cuadro es 967,15 euros, el mismo al obtenido con la fórmula:

$$E = \frac{1.000}{(1 + 0,0225)^{548/365}} = 967,15$$

II.1.4. La suscripción de los valores estará libre de gastos para los suscriptores por parte del emisor, sin perjuicio de los gastos que puedan cobrar las entidades colaboradoras, definidas en el apartado II.2.1.1. Asimismo, Hidroeléctrica del Cantábrico no cargará gasto alguno en la amortización de los mismos.

II.1.5. Los valores emitidos por el presente programa están representados por anotaciones en cuenta. Las entidades participantes en la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S. A. podrán establecer, de acuerdo con la legislación vigente, las comisiones y gastos repercutibles a los tenedores de los pagarés en concepto de administración de valores que libremente determinen y que en su momento hayan sido comunicados al Banco de España y a la CNMV. La primera inscripción de los pagarés en la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S. A. estará libre de gastos para el suscriptor.

II.1.6. Cláusula de interés.

II.1.6.1 Interés nominal anual: Los pagarés se emiten al descuento y a los tipos ofertados. El interés nominal se fijará en las subastas como consecuencia de la adjudicación de los pagarés a las ofertas más competitivas según orden creciente de tipo ofertado (de menor a mayor) dentro de cada plazo y por adjudicación directa para los pagarés colocados mediante negociación telefónica.

El interés nominal se calcula de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Para pagarés con plazos de vencimiento inferiores o iguales a 365 días:

$$i = \frac{365x(N - E)}{Exn}$$

Para pagarés con un plazo de vencimiento superior a 365 días:

$$i = \left(\frac{N}{E} \right)^{365/n} - 1$$

Donde i, N, E y n han sido ya definidas anteriormente.

II.1.7. Régimen fiscal

En general, estos pagarés en los regímenes del Impuesto de Sociedades y del IRPF serán considerados como rendimientos de capital mobiliario de carácter implícito.

Suscriptores residentes en España

De conformidad con lo dispuesto en el RDL 3/2004, en la actualidad están sujetos a retención los pagarés cuyos tenedores sean sujetos pasivos del Impuesto sobre la renta de las personas físicas al tipo de retención del 15% y se aplicará sobre la diferencia positiva entre el importe obtenido en la transmisión, amortización o reembolso y el de adquisición o suscripción. El importe de la retención será deducible de la cuota correspondiente al Impuestos sobre la Renta de las Personas Físicas.

Los pagarés cuyos tenedores sean sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades estarán exentos de retención según el artículo 59.q del R.D. 1.777/2004, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto de Sociedades.

Suscriptores no residentes en España

En el supuesto de que los tenedores sean personas físicas o jurídicas no residentes en España, la tributación por los intereses producidos vendrá determinada por el RDL 5/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre la Renta de No Residentes, sin

perjuicio de lo dispuesto en los Convenios para evitar la doble imposición en el caso de que éstos resulten aplicables.

Conforme al artículo 14 del RDL 5/2004, los rendimientos derivados de los pagarés estarán exentos de tributación en España cuando sean obtenidos, sin mediación de establecimiento permanente, por personas físicas o jurídicas residentes en otros estados miembros de la Unión Europea y siempre que no se obtengan a través de países o territorios calificados como paraísos fiscales en el Real Decreto 1080/1991, de 5 de julio.

En el caso de que los intereses sean obtenidos por residentes en un país con el que España tenga suscrito un Convenio para evitar la Doble Imposición, serán aplicables las normas y tipos de gravamen reducidos establecidos en los mismos.

En los supuestos en los que exista tributación en España, se practicará una retención al tipo vigente, actualmente el 15%, salvo que por aplicación de un Convenio para evitar la Doble Imposición dicho tipo resulte inferior.

II.1.8. Amortización de los valores.

II.1.8.1 Precio de reembolso: el reembolso de los pagarés se efectuará, a su vencimiento, por su valor nominal menos la retención fiscal correspondiente. Se realizará libre de gastos para el tenedor por parte del emisor sin perjuicio de las comisiones que puedan cobrar las entidades financieras por este servicio.

Para dar mayor profundidad al mercado secundario, la sociedad emitirá los pagarés procurando que no haya en general más de dos vencimientos mensuales y, en cualquier caso, como máximo cuatro vencimientos al mes.

II.1.8.2 Los valores serán emitidos a plazos de entre 3 días hábiles y 18 meses, ambos inclusive, a elección del Emisor. En la modalidad de emisión mediante subastas, podrá solicitar ofertas para un máximo de cinco diferentes plazos de vencimiento en cada subasta.

Este programa no contempla la posibilidad de cancelación anticipada de los pagarés que se emitan.

II.1.9. El Emisor se compromete a pagar al propietario legítimo, a través del Agente de pagos, Caja de Asturias, que actuará a través de la CECA como entidad participante en la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S. A., el importe nominal de cada Pagaré en la Fecha de Vencimiento del mismo, previa acreditación de su propiedad por medio del correspondiente certificado de adquisición.

Para el pago, el Emisor deberá poner a disposición del Agente, antes de las 10:30 horas de la mañana del día de la Fecha de Vencimiento, o el día hábil inmediatamente posterior si aquél fuera inhábil, valor esa misma fecha, un importe suficiente para atender la totalidad del pago.

El Agente efectuará las retenciones sobre los rendimientos del capital mobiliario que correspondan en cada momento en relación con los Pagarés amortizados.

II.1.10 Los pagarés emitidos bajo este programa estarán denominados en EUROS.

II.1.11 Dada la posible diversidad de fechas y plazos de disposición que previsiblemente se producirá, no es posible confeccionar un cuadro del servicio financiero del programa. El servicio financiero será atendido por la Caja de Asturias.

Los pagarés son valores emitidos al descuento y no dan derecho al cobro de cupones periódicos. El cuadro financiero consta sólo de 2 flujos: el importe efectivo en el momento de la emisión y el nominal pagado a su amortización.

II.1.12 Tasa Anual Equivalente y Tasa Interna de Rentabilidad brutas previstas: Debido a la multitud de tipos de emisión que pueden producirse, no es posible predeterminar el rendimiento resultante para el tomador, que estará en relación con el tipo nominal aplicado en cada caso, de acuerdo con el cuadro visto en el punto II.1.3., es decir, nominal menos efectivo correspondiente a cada caso.

En dicho cuadro, a diferentes tipos de interés nominales, corresponden, en cada plazo de vencimiento, diferentes valores efectivos de un pagaré de 1.000 euros nominales.

Continuando con los ejemplos ya utilizados, si un suscriptor adquiere un pagaré de 1.000 euros nominales a 180 días, y el valor efectivo del pagaré es de 990,23 euros, sabrá que el tipo de interés nominal es el 2,00% y una TIR de 2,01%, coherente asimismo con la fórmula:

$$i = \frac{365 \times (1.000 - 990,23)}{990,03 \times 180} = 0,02$$

Asimismo, para un pagaré de 1.000 euros nominales a 548 días, con un valor efectivo del pagaré de 967,15 euros, se deduce el tipo de interés nominal del 2,25 por ciento y la TIR que es coincidente, que se puede comprobar mediante la fórmula:

$$i = \left(\frac{1.000}{967,15} \right)^{365 / 548} - 1 = 0,0225$$

La columna que se denomina TIR, tasa interna de rentabilidad (o retorno) del cuadro adjunto, en este caso coincide con el TAE, tasa anual equivalente. Los valores que aparecen en esta columna representan el tipo de interés anual al que se descuentan las generaciones de fondos producidas, asumiendo que los fondos retirados se reinvierten a ese mismo tipo de interés, para resultar un valor actualizado neto (VAN) nulo.

Dada la sencillez de las operaciones de un Programa de pagarés, las fórmulas de la TIR pueden ser simplificadas concluyendo:

$$\left[1 + \left(\frac{nxi}{365} \right) \right]^{365/n} = \left[1 + \left(\frac{N - E}{E} \right) \right]^{365/n} = 1 + TIR$$

dado el TIR en tanto por uno.

II.1.13 Interés efectivo previsto para el emisor.

No es posible anticipar una estimación del coste a que resultarán para el emisor dada la previsible variabilidad de los tipos aplicables en cada caso.

La estimación de los costes asociados al programa derivados de las comisiones por agencia y liquidez, los gastos de publicidad y otros de gestión (CNMV, AIAF, SOCIEDAD DE GESTIÓN DE LOS SISTEMAS DE REGISTRO, COMPENSACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE VALORES, S. A., etc.) de los valores se detallan a continuación:

	€
CNMV: Registro del Programa	7.200
CNMV: Supervisión admisión en AIAF*	3.000
AIAF: Estudio documentación y registro	10.500
AIAF: Tramitación y admisión a negociación*	3.000
IBERCLEAR: Inclusión y Mantenimiento del Programa*	850
Agencia de pagos, liquidez, publicidad y otros	13.000
TOTAL	37.550

* Estimación calculada en base a la previsión de emisiones bajo el programa.

La suma de los gastos anuales del programa supone entre el 0,03% y el 0,04% sobre el nominal máximo registrado.

II.1.14 Con fecha 29 de julio de 2004, Moody's Investors Service Limited confirmó la asignación de la calificación de Prime-2 (P-2) a la deuda de Hidroeléctrica del Cantábrico a corto plazo, entre la que se encontraría el papel comercial emitido al amparo de este Programa de Pagarés. La calificación refleja una fuerte capacidad por parte de HC de devolver puntualmente sus compromisos de deuda emitida a corto plazo. A largo plazo, Moody's Investors Service Limited, mejoró la calificación desde Baa2 a Baa1 con perspectiva estable a la deuda de Hidroeléctrica del Cantábrico. La calificación Baa refleja un riesgo crediticio moderado, siendo 1 el menor riesgo dentro de esta calificación y 3 el mayor riesgo dentro de la calificación.

Las calificaciones posibles de Moody's de la deuda a corto plazo, de orden de mayor a menor grado de capacidad por parte del emisor a devolver puntualmente a los compromisos de deuda a corto plazo son las siguientes:

<u>Calificación</u>	<u>Significado</u>
Prime-1 (P-1)	Capacidad superior
Prime-2 (P-2)	Fuerte capacidad
Prime-3 (P-3)	Capacidad aceptable
Not Prime (NP)	No tienen las características de ninguna de las categorías anteriores.

Por su parte, Fitch Ratings confirmó el 1 de diciembre de 2004 la calificación de F2 a la deuda de Hidroeléctrica del Cantábrico a corto plazo, entre la que se encontraría el papel comercial emitido al amparo del presente Programa de Pagarés. Esta calificación de Buena Calidad Crediticia refleja una capacidad satisfactoria para atender puntualmente los compromisos financieros. A largo plazo, Fitch Ratings también elevó la calificación de BBB con perspectiva positiva a BBB+ con perspectiva estable para la deuda de HidroCantábrico. Esta calificación indica una buena calidad crediticia con una baja expectativa de riesgo crediticio.

Las calificaciones posibles de Fitch Ratings para la deuda a corto plazo de orden de mayor a menor capacidad por parte del emisor de devolver puntualmente los compromisos de deuda a corto plazo son las siguientes:

<u>Calificación</u>	<u>Significado</u>
---------------------	--------------------

F1

La más elevada calidad crediticia



F2	Buena calidad crediticia
F3	Adecuada calidad crediticia
B	Especulativa, mínima para atender los Compromisos financieros
C	Alto riesgo de impago
D	Impago

II.2. Información relativa al procedimiento de colocación y adjudicación de los valores objeto de la emisión u oferta que componen el programa de pagarés.

II.2.1. Solicitudes de suscripción o adquisición.

II.2.1.1 Los valores emitidos por el procedimiento de subasta se ofrecen a su suscripción a un número limitado de entidades, que denominaremos en adelante entidades colaboradoras y que serán los tomadores primarios.

Los valores emitidos por el procedimiento de negociación telefónica se ofrecen a inversores institucionales.

Las entidades Colaboradoras del Programa de pagarés son las que podrán suscribir valores por el procedimiento de subastas y que son, actualmente, las siguientes:

Caja de Asturias

Confederación Española de Cajas de Ahorros

Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.

Banco Santander Central Hispano, S.A.

Banco de Sabadell, S.A.

CALYON, Sucursal en España

Bankinter, S.A.

Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona “La Caixa”

Este grupo de entidades puede ser modificado, a criterio de la entidad emisora, a lo largo del desarrollo del programa, con el fin de mejorar en lo posible las condiciones económicas de las ofertas, en cuyo caso dicha modificación será

previamente comunicada a la C.N.M.V. y podrá ser siempre consultada en el domicilio social de esta sociedad emisora.

El resto de entidades o los inversores particulares podrán adquirir pagarés emitidos por subasta a través de las entidades anteriores, tal como se describe en el punto II.2.2.1.

Los inversores finales podrán informarse de las características del programa de pagarés en la sociedad emisora y en las entidades colaboradoras, donde tendrán a su disposición un ejemplar del folleto informativo y del tríptico informativo.

II.2.1.2 Aptitud para inversiones: Los pagarés a que hace referencia el presente folleto, son aptos para inversión de las provisiones técnicas de las Sociedades de Seguros, una vez admitidos en el mercado AIAF, de acuerdo con el Reglamento de Ordenación del Seguro Privado, artículos 64,2,b) y 65, aprobado por R.D. 1348/1985, de 1 de Agosto y la Orden de la Dirección General de Seguros de fecha 31 de Diciembre de 1988 sobre activos aptos para la inversión de las provisiones técnicas de las Entidades Aseguradoras.

Asimismo, son aptos para cubrir las exigencias legales de inversión a las que están sometidas las instituciones de inversión Colectiva y Fondos de Pensiones, de acuerdo con la legislación vigente, y cualesquiera otras instituciones y empresas mercantiles que deban cumplir con obligaciones administrativas, de inversión en valores de renta fija con cotización en el Mercado Secundario Organizado.

II.2.1.3 La duración del programa de emisión de pagarés será de un año a partir de la fecha de su registro en la CNMV. Las subastas se organizarán de manera que en la medida de lo posible haya, al menos, dos subastas al mes, y, en ningún caso, haya más de dos subastas en una misma semana.

Cuando Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. desee convocar una subasta de pagarés, lo comunicará directamente a cada una de las entidades colaboradoras, antes de las 13 h del segundo día hábil anterior a la fecha que haya elegido para su Celebración, indicando, entre otros, los siguientes datos:

La fecha de celebración de la subasta.

La fecha de emisión de los pagarés.

La duración del plazo de vencimiento, o en su caso, de los plazos de vencimiento, expresados en días, que desee sacar a subasta, con un máximo de cinco diferentes.

La fecha o fechas de vencimiento solicitadas.

En el caso de emisión de pagarés mediante negociación telefónica, podrán recibirse peticiones por parte de los inversores cualquier día entre las 9:00 y 17:00 horas.

II.2.1.4 Las entidades Colaboradoras podrán suscribir pagarés acudiendo a las subastas convocadas por Hidroeléctrica del Cantábrico y los inversores institucionales en general ofreciendo directamente peticiones al emisor en negociación telefónica, según se describe en el punto II.2.2.4.

II.2.1.5 Todas las Entidades Adjudicatarias de las subastas y los inversores que suscriban pagarés en negociación telefónica pondrán a disposición del Agente (Caja de Asturias), en la fecha de emisión de los pagarés, los fondos que les corresponda entregar.

El importe recibido por el Agente será entregado por aquél a la Emisora en la fecha de la emisión.

II.2.1.6 No se emitirán resguardos provisionales negociables. Se emitirán los correspondientes justificantes de suscripción. Las entidades colaboradoras deberán emitir y entregar a los suscriptores finales los correspondientes justificantes de titularidad.

II.2.2. Colocación y adjudicación de los valores.

II.2.2.1 Las entidades Colaboradoras de este programa se relacionan en el punto II.2.1.1.

Los tomadores primarios de los pagarés podrán mantenerlos en su activo. Asimismo, podrán optar por ceder los pagarés a un tercero, que se convertiría en tomador secundario. Esta operación se realizará en las propias oficinas de los bancos mediante los medios comúnmente empleados.

Los pagarés, una vez emitidos, podrán ser adquiridos directamente, en las Oficinas Centrales y Sucursales de las Entidades Colaboradoras, a los tipos que libremente se negocien entre ambas partes, para el periodo que medie entre la fecha valor de la cesión y la fecha del vencimiento de los pagarés, calculados según las mismas fórmulas expuestas en el punto II.1.12 anterior. Contra la entrega del importe efectivo, el comprador recibirá un certificado de adquisición de los mismos emitido por la entidad vendedora.

II.2.2.2 Este programa no cuenta con entidad Directora.

II.2.2.3 Las emisiones de pagarés de este programa no están aseguradas.

II.2.2.4 Los mecanismos de emisión serán los dos siguientes:

Sistema de subastas.

Las subastas se convocarán según se describe en el punto II.2.1.3. Las entidades colaboradoras que deseen participar en la subasta deberán presentar sus ofertas antes de las 12:00 horas del día de Celebración señalado en la convocatoria, pudiendo presentar un máximo de cuatro ofertas por cada plazo de vencimiento subastado.

Dichas ofertas indicarán:

El importe nominal de los pagarés que esté dispuesta a descontar la Entidad licitadora al plazo de vencimiento solicitado, dentro de los fijados por la Emisora; dicho importe deberá ser como mínimo de 500.000 euros para cada plazo y precio ofertado.

El tipo de interés para el descuento de los pagarés, que vendrá expresado en tanto por ciento, con un máximo de dos decimales y en base al año de 365 días.

El número de pagarés y el importe nominal individual de los mismos.

El emisor procederá a la clasificación de todas las ofertas válidas presentadas, confeccionando, para cada plazo, un listado con todas ellas, ordenadas de menor a mayor tipo de interés ofertado. Seguidamente se iniciará el proceso de adjudicación, que será independiente para cada plazo.

A la vista de las ofertas recibidas, la Emisora podrá libremente rechazar las ofertas presentadas o bien aceptar una o varias de ellas. En todo caso, el emisor no podrá emitir más pagarés que la demanda ofrecida por las Entidades colaboradoras. De decidirse por la aceptación de una o varias ofertas, deberá aceptarlas en su totalidad para cada plazo por orden creciente de tipos de interés, de menor a mayor. Se exceptúa de esta regla la oferta menos ventajosa aceptada en cada plazo, que la Emisora podrá admitir parcialmente, fijándose el volumen admitido en base a las necesidades de fondos de la compañía, quedando obligada la Entidad licitadora a aceptar la adjudicación así reducida.

Si en esta última situación hubiera varias ofertas con idéntico tipo de interés, la distribución entre ellas se realizará a prorrata, en función de las sumas ofertadas a este tipo de interés. Si como consecuencia de este prorrateo surgieran fracciones inferiores a 1.000 euros, éstas serán acumuladas en unidades de 1.000, adjudicándose por sorteo entre las Entidades Adjudicatarias a dicho tipo de interés.

El resultado del proceso de adjudicación será comunicado por el Emisor a las entidades adjudicatarias antes de las 17:00 horas del mismo día de celebración de la subasta. El resultado de cada subasta estará disponible para el público en el domicilio del emisor.

Sistema de negociación telefónica directa.

El emisor podrá recibir peticiones por parte de los inversores cualquier día entre las 9:00 y las 17:00 horas. La fecha de emisión de los pagarés suscritos mediante este sistema será como mínimo el día hábil siguiente a su contratación si ésta se realiza antes de las 14:00 horas y como mínimo el segundo día hábil siguiente si se suscriben con posterioridad a dicha hora.

El emisor acudirá al método de colocación directa en función de la demanda de los valores, de las condiciones del mercado y de sus necesidades de financiación, sin quedar establecida, en principio, una periodicidad fija.

El inversor que desee suscribir pagarés de Hidroeléctrica del Cantábrico deberá ponerse en contacto con su Dirección Financiera, directamente o a través de cualquier intermediario financiero para que éste medie en la operación, indicando el importe que está dispuesto a suscribir, el plazo y el tipo de interés. Hidroeléctrica del Cantábrico, en función de las condiciones del mercado, de sus necesidades financieras, del tipo ofertado y de las debidas condiciones de seguridad y solvencia que a juicio del emisor reúna el inversor, podrá atender o no esta petición de suscripción.

El importe mínimo por plazo y precio será de 400.000 euros nominales. Las cotizaciones se realizarán directamente al emisor. Una vez aceptadas por éste, se concretarán todos los aspectos de la misma, primero telefónicamente y posteriormente mediante cruce de fax o correo electrónico, señalando los siguientes extremos: importe nominal, fecha de emisión, fecha de vencimiento, tipo de interés nominal, importe efectivo y número de pagarés a emitir.

El emisor no podrá emitir por este procedimiento durante el periodo comprendido entre el día de Celebración y la fecha de Emisión de cada subasta, en aquellos plazos adjudicados en la misma, con objeto de no incurrir en competencia con los pagarés que se emitan en ésta, salvo que sean emitidos a un tipo de interés inferior al tipo marginal resultante en cada plazo de vencimiento adjudicado. En cualquier caso, si la subasta fuera declarada desierta, no existirá ningún tipo de restricción.

II.2.2.5 No existe posibilidad de prorrateo, salvo en el caso indicado en el apartado anterior.

II.2.3. El emisor se compromete a cumplir los requisitos exigidos por la entidad encargada del registro contable para que se registren adecuadamente como anotaciones en cuenta. Además, el emisor pondrá a disposición de cada adjudicatario o suscriptor los certificados de adquisición de los valores que les han sido adjudicados en un plazo no superior a 1 mes desde la fecha de emisión.

II.2.4. Por tratarse de un programa de emisiones de pagarés, no se constituirá ningún Sindicato de Obligacionistas.

II.3. Información legal y de acuerdos sociales.

II.3.1. Con fundamento en lo establecido en el artículo 282 de la Ley de Sociedades Anónimas, 319 del Reglamento del Registro Mercantil y demás disposiciones aplicables, y dentro del plazo máximo de cinco años, la Junta General celebrada el 11 de junio de 2004 acordó conceder al Consejo de Administración las facultades necesarias para la emisión de pagarés de empresa, en cuanto sea preciso, y con sujeción a la legislación vigente, por un importe que, junto con los otros valores que creen deuda anteriormente en circulación, no sea superior, en el momento de cada emisión, al capital social desembolsado más las reservas que figuren en el último Balance aprobado y las cuentas de Regularización y Actualización de Balances cuando hayan sido aceptadas por el Ministerio de Economía y Hacienda.

La emisión de los pagarés a que se refiere este folleto se ejecuta conforme al acuerdo adoptado el 18 de noviembre de 2004 por la Comisión Ejecutiva, órgano delegado permanente del Consejo de Administración, para poner en circulación un Programa de Pagarés de hasta un saldo vivo máximo de 180 millones de euros.

II.3.2. No aplicable, por tratarse de un programa de emisión y no una oferta pública de venta.

II.3.4. Este programa de emisión de pagarés no requiere autorización administrativa previa, de acuerdo con el artículo 25 de la Ley 24/88 de 28 de Julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 37/98 de 16 de noviembre de Reforma de la Ley del Mercado de Valores.

II.3.6. Los pagarés de este programa cuentan con la garantía general patrimonial de la sociedad emisora.

II.3.7. Forma de representación. Los valores estarán representados mediante anotaciones en cuenta. La entidad encargada del registro contable y de la compensación y liquidación de los valores es la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.(IBERCLEAR), junto con sus entidades participantes, cuyo domicilio es c/ Pedro Teixeira, 8 – 28020 Madrid.

II.3.8. Legislación y tribunales competentes. La presente emisión se realiza según lo dispuesto en la Ley 24/88 de 28 de Julio del Mercado de Valores, actualizada por la Ley 37/98 de 16 de noviembre de reforma de la Ley del Mercado de Valores, el RD 291/92 del 27 de Marzo sobre emisiones y ofertas públicas de venta de valores, el RD 2590/98 del 7 de diciembre sobre modificaciones del régimen jurídico del mercado de valores y según lo dispuesto en la OM del 12 de julio de 1993 sobre folletos informativos y demás normativa aplicable.

En caso de litigios se someten a los Juzgados y Tribunales españoles competentes en cada caso para todas las cuestiones que pudieran derivarse de la validez, interpretación o cumplimiento del presente programa.

II.3.9. No existen restricciones particulares a la libre transmisibilidad de los valores a los que se refiere el presente folleto.

II.3.10 Entre los acuerdos adoptados por la Comisión Ejecutiva, órgano delegado permanente del Consejo de Administración, de esta Sociedad el día 18 de noviembre de 2004, figura el de solicitar la admisión a cotización en el Mercado AIAF de Renta Fija de los pagarés emitidos al amparo del presente programa de 180 millones de euros, acogiéndonos al reglamento de dicho Mercado.

II.4. Información relativa a la admisión a Bolsa o a algún mercado secundario organizado oficial o no de los valores que componen el programa de pagarés.

II.4.1. Se solicitará la admisión a cotización en el Mercado AIAF de Renta Fija de los pagarés emitidos al amparo del presente programa. La sociedad se compromete a cumplir todos los requisitos para la admisión a negociación en el Mercado AIAF de las emisiones de pagarés que se realicen, dentro del plazo de siete días contado a partir de la fecha de emisión de los pagarés y, en cualquier caso, antes del vencimiento de los pagarés. En caso de incumplimiento del plazo se harán públicos los motivos del retraso mediante anuncio en un periódico de difusión nacional, sin perjuicio de la responsabilidad contractual del emisor.

La sociedad conoce y acepta cumplir los requisitos y condiciones que se exigen para la admisión, permanencia y exclusión de los valores en este mercado AIAF.

II.4.2. Existen pagarés de la sociedad en circulación emitidos bajo el programa registrado en el año 2003, admitidos a negociación en el Mercado AIAF de Renta Fija.

II.4.2.1 Datos relativos a la negociación de los pagarés y otros empréstitos en el mercado AIAF de Renta Fija.

Entre las fechas 31/10/2003 a 16/11/2004 para pagarés en vigor a 16/11/2004

Cód.Isin	Cód.Aiaf	Fecha emisión	Fecha vto.	Activo	Mes	Año	Vol.nominal	Frec.cotiz.	Ultima Fecha	Prec.Máximo	Prec.Mínimo	TIR Máxima	TIR Mínima
ES0506025032	00106912	30/04/2003	30/04/2004	PE	1	2004	9.000,00	15,00	30/01/2004	0	0,00	2,110	2,080
ES0506025081	00129966	15/01/2004	15/04/2004	PE	1	2004	7.500,00	5,00	14/01/2004	0	0,00	2,140	2,140
ES0506025099	00131418	29/01/2004	30/07/2004	PE	1	2004	12.000,00	10,00	30/01/2004	0	0,00	2,120	2,100
ES0506025107	00133332	16/02/2004	16/08/2004	PE	2	2004	20.000,00	15,00	18/02/2004	0	0,00	2,140	2,109
ES0506025115	00134807	27/02/2004	31/05/2004	PE	3	2004	10.800,00	4,35	01/03/2004	0	0,00	2,110	2,110
ES0506025131	00136343	15/03/2004	15/06/2004	PE	3	2004	7.500,00	8,70	16/03/2004	0	0,00	2,090	2,070
ES0506025123	00136344	15/03/2004	15/09/2004	PE	3	2004	19.300,00	8,70	16/03/2004	0	0,00	2,100	2,050
ES0506025149	00137820	30/03/2004	30/06/2004	PE	4	2004	4.800,00	10,00	27/04/2004	0	0,00	2,105	2,088
ES0506025156	00139375	15/04/2004	15/07/2004	PE	4	2004	12.000,00	5,00	16/04/2004	0	0,00	2,080	2,080
ES0506025164	00139376	15/04/2004	15/10/2004	PE	4	2004	16.000,00	10,00	16/04/2004	0	0,00	2,085	2,065
ES0506025172	00141018	30/04/2004	29/10/2004	PE	4	2004	4.000,00	5,00	29/04/2004	0	0,00	2,130	2,130
ES0506025099	00131418	29/01/2004	30/07/2004	PE	5	2004	2.988,00	4,76	03/05/2004	0	0,00	2,100	2,050
ES0506025172	00141018	30/04/2004	29/10/2004	PE	5	2004	4.000,00	4,76	03/05/2004	0	0,00	2,110	2,110
ES0506025180	00141019	30/04/2004	29/04/2005	PE	5	2004	65,00	4,76	13/05/2004	0	0,00	2,400	2,400
ES0506025198	00142431	14/05/2004	16/05/2005	PE	5	2004	6.000,00	4,76	17/05/2004	0	0,00	2,340	2,340
ES0506025180	00141019	30/04/2004	29/04/2005	PE	6	2004	204,00	4,55	23/06/2004	0	0,00	2,420	2,260
ES0506025206	00143866	31/05/2004	30/05/2005	PE	6	2004	10.500,00	4,55	01/06/2004	0	0,00	2,370	2,350
ES0506025123	00145531	15/03/2004	15/09/2004	PE	6	2004	8.400,00	4,55	16/06/2004	0	0,00	2,140	2,140
ES0506025214	00145532	15/06/2004	15/12/2004	PE	6	2004	500,00	4,55	16/06/2004	0	0,00	2,220	2,220
ES0506025222	00145533	15/06/2004	15/06/2005	PE	6	2004	12.000,00	9,09	16/06/2004	0	0,00	2,430	2,410
ES0506025230	00147301	30/06/2004	30/09/2004	PE	7	2004	800,00	4,55	01/07/2004	0	0,00	2,160	2,160
ES0506025248	00147303	30/06/2004	30/06/2005	PE	7	2004	1.500,00	4,55	01/07/2004	0	0,00	2,450	2,450
ES0506025164	00148783	15/04/2004	15/10/2004	PE	7	2004	7.000,00	4,55	16/07/2004	0	0,00	2,160	2,160
ES0506025172	00150455	30/04/2004	29/10/2004	PE	8	2004	4.000,00	4,76	02/08/2004	0	0,00	2,170	2,170
ES0506025263	00152949	30/08/2004	30/11/2004	PE	8	2004	2.800,00	4,76	31/08/2004	0	0,00	2,160	2,160
ES0506025214	00154145	15/06/2004	15/12/2004	PE	9	2004	3.000,00	4,55	16/09/2004	0	0,00	2,160	2,160
ES0506025271	00154146	15/09/2004	15/03/2005	PE	9	2004	18.000,00	9,09	16/09/2004	0	0,00	2,260	2,230
ES0506025297	00156398	30/09/2004	30/03/2005	PE	9	2004	3.000,00	4,55	30/09/2004	0	0,00	2,240	2,240
ES0506025289	00156399	30/09/2004	30/09/2005	PE	9	2004	9.000,00	4,55	30/09/2004	0	0,00	2,410	2,410
ES0506025214	00154145	15/06/2004	15/12/2004	PE	10	2004	5.180,00	10,00	22/10/2004	0	0,00	2,160	2,120
ES0506025305	00156397	30/09/2004	30/12/2004	PE	10	2004	2.000,00	5,00	01/10/2004	0	0,00	2,150	2,150
ES0506025297	00156398	30/09/2004	30/03/2005	PE	10	2004	3.000,00	5,00	01/10/2004	0	0,00	2,220	2,220
ES0506025289	00156399	30/09/2004	30/09/2005	PE	10	2004	9.000,00	5,00	01/10/2004	0	0,00	2,390	2,390
ES0506025313	00157999	15/10/2004	17/01/2005	PE	10	2004	5.200,00	5,00	18/10/2004	0	0,00	2,170	2,170
ES0506025255	00159069	30/07/2004	31/01/2005	PE	10	2004	2.500,00	5,00	29/10/2004	0	0,00	2,190	2,190
ES0506025180	00159070	30/04/2004	29/04/2005	PE	10	2004	6.000,00	5,00	28/10/2004	0	0,00	2,210	2,210
ES0506025214	00154145	15/06/2004	15/12/2004	PE	11	2004	5.000,00	9,52	04/11/2004	0	0,00	2,150	2,150
ES0506025255	00159069	30/07/2004	31/01/2005	PE	11	2004	4.500,00	9,52	15/11/2004	0	0,00	2,190	2,160
ES0506025180	00159070	30/04/2004	29/04/2005	PE	11	2004	6.000,00	4,76	02/11/2004	0	0,00	2,189	2,189
ES0506025321	00160706	15/11/2004	15/02/2005	PE	11	2004	2.300,00	4,76	16/11/2004	0	0,00	2,170	2,170
ES0506025198	00160707	14/05/2004	16/05/2005	PE	11	2004	6.000,00	9,52	16/11/2004	0	0,00	2,270	2,249
ES0506025339	00160709	15/11/2004	15/11/2005	PE	11	2004	12.000,00	4,76	16/11/2004	0	0,00	2,392	2,392

Nominal expresado en miles de € ; PE= Pagarés

II.4.2.2 Se ha establecido un mecanismo de liquidez para el inversor en general para los pagarés amparados por el presente folleto, en base al cual el emisor ha formalizado con la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA) un contrato de compromiso de liquidez, cuyas condiciones básicas son las siguientes:

La liquidez que la entidad ofrecerá a los titulares de los referidos pagarés, sólo se hará extensiva a los emitidos al amparo de este programa, hasta un importe máximo en cartera de la entidad equivalente al 10% del saldo vivo nominal total del programa de pagarés.

La entidad como creador de mercado cotizará precios de compra y venta de los pagarés de la emisión aquí referenciados, una vez admitidos a negociación en el Mercado AIAF. Los precios ofrecidos por la entidad serán vinculantes para importes nominales de hasta 800.000 euros por operación.

La cotización de precios de venta estará sujeta a la disponibilidad del papel en el mercado, comprometiéndose la entidad a actuar con la máxima diligencia e interés para localizar pagarés con los que corresponder a la demanda de clientes y/o del Mercado, bien en su propia cartera o en la de otras Entidades, bien acudiendo al Emisor para que facilite el papel, si bien, el Emisor no se compromete a emitir pagarés siempre que la entidad así lo solicite.

Los precios de compra y de venta están en función de las condiciones de mercado si bien, la entidad podrá decidir los precios de compra o venta que cotee y cambiar ambos cuando lo considere oportuno. Estos precios representarán las rentabilidades que la entidad considere prudente establecer en función de su percepción de la situación y perspectivas de los mercados de Renta Fija en general, si bien la diferencia entre los precios de compra y venta no podrá superar el 10% en términos de TIR con un máximo de CINCUENTA (50) PUNTOS BASICOS, también en términos de TIR, y nunca será superior al 1% en términos de precio. La entidad no tendrá que comunicar ni justificar al emisor los precios que tenga fijados en cada momento.

La Entidad de Contrapartida se obliga asimismo a cotizar y hacer difusión diaria de precios, al menos, por alguno de los métodos siguientes:

Servicio REUTERS (las páginas que sean creadas por la Entidad para la cotización de los distintos pagarés de empresa).

Sistema SECA (Sistema Estandarizado de cotizaciones AIAF) por medio de su pantalla REUTERS, siempre y cuando la emisora obtenga para los valores la admisión a negociación en el Mercado de Renta Fija AIAF.”

Asimismo, y sin perjuicio de los métodos anteriores, la Entidad podrá utilizar cualquier otro medio publicitario para dar difusión a la cotización de los pagarés.

La entidad no garantiza, ni avala, ni establece pacto de recompra, ni asume responsabilidad alguna en este documento respecto del buen fin de los pagarés. Asimismo, no asume, ni realiza ningún juicio sobre la solvencia del emisor.

La entidad queda exonerada de su responsabilidad de liquidez ante cambios en el actual entorno legal que puedan afectar de forma sustancial a la compra o venta de los pagarés por parte de la entidad, o que afecten sustancialmente a la operativa habitual de las Entidades de Crédito.

En el caso de que se produjera alguna de las circunstancias recogidas en el párrafo anterior, la entidad emisora se compromete a no realizar nuevas emisiones con cargo al Programa, en tanto la CECA, o cualquier otra entidad que la sustituya, como entidad de liquidez, no se comprometa a proporcionar liquidez al Programa en las nuevas circunstancias en que se hubiera incurrido.

En cualquier caso la resolución o vencimiento del contrato deberá comunicarse por la entidad a HidroCantábrico con un mes de antelación a la fecha que se pretenda sea efectiva, con la finalidad de que pueda formalizar un nuevo contrato de liquidez.

En todo caso, la CECA nunca cesará en sus funciones hasta que haya sido designada una nueva entidad como sustituta, y esta nueva entidad hubiera aceptado el compromiso y su nombramiento hubiera sido comunicado a la CNMV.

Una vez resuelto definitivamente el contrato, se mantendrá por la entidad la liquidez para los pagarés emitidos con anterioridad y hasta el vencimiento de los mismos. Cualquier resolución o modificación del contrato se comunicará a la CNMV.

II.4.3. Otros empréstitos en circulación. El 15 de octubre de 2003 vencieron las obligaciones simples que HidroCantábrico tenía en circulación por importe de 24,04 millones de euros. En la actualidad no hay emisiones de Obligaciones y bonos en circulación. Los pagarés emitidos con cargo a otros programas, cotizan en el mercado AIAF de Renta Fija. El volumen total de pagarés existentes a la fecha del folleto es de 114,2 millones de euros.

II.5. Finalidad del programa de empréstitos y su efecto en las cargas y servicio de la financiación ajena de la entidad emisora.

II.5.1. Finalidad de la operación.

Los fondos obtenidos bajo este programa se destinarán a la cancelación de pagarés de anteriores programas y a la financiación de regularización de tesorería de la sociedad.

II.5.2. Cargas y servicio de la financiación ajena.

	<u>2002*</u>	<u>2003</u>	<u>2004(p)</u>	<u>2005(p)</u>	<u>2006(p)</u>
<i>(Importes en millones de €)</i>					
<u>CARGAS FINANCIERAS</u>					
Emisiones de renta fija (1)	15,2	3,8	1,5	0,9	0,0
Otras deudas	59,4	80,8	75,1	73,8	70,6
TOTAL	74,6	84,7	76,6	67,7	55,9
<u>SERVICIO DE LA DEUDA</u>					
Emisiones de renta fija (1)	506,2	243,6	117,8	71,9	0
Otras deudas	698,9	240,5	318,7	139,8	661,7
TOTAL	1.205,1	484,1	436,5	211,7	661,7
Avales, Fianzas y Otros Compromisos	114,1	104,4	54,1	55,0	55,0

() Corresponde al Grupo Consolidado de la antigua Hidroeléctrica del Cantábrico*

(1) Incluye los programas de pagarés

(P) Previsión considerando la deuda viva a 31/10/2004 y el calendario contractual teórico de vencimientos

CAPÍTULO III

El emisor y su capital

III.1. Identificación y objeto social

III.1.1 Identificación

El domicilio social, así como las Oficinas Centrales de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (HidroCantábrico) están situadas en Oviedo, plaza de la Gesta, 2, C.P. 33007; C.I.F. A-33473752. También tiene oficinas en Madrid, calle Serrano Galvache nº 56, 4ª planta, C.P. 28033.

III.1.2. Objeto Social

Tal como se expone en el artículo 2º de los Estatutos Sociales, el objeto de la sociedad es la producción, almacenamiento, transformación, transporte, distribución, suministro, intercambios internacionales y comercialización de fluido eléctrico (procedente de orígenes hidráulicos, térmicos, nucleares, de hidrocarburos de toda clase, eólicos, solares o de cualquier otra fuente alternativa) y de gases combustibles, así como cualquier otra actividad relacionada con las anteriores o derivada de las mismas en el campo energético.

Podrá prestar servicios de abastecimientos de aguas, aprovisionamientos, recogida, tratamiento y depósito de residuos, y también otros servicios como ingeniería, informática, comunicaciones, telecomunicaciones y otros servicios similares; y podrá realizar las obras necesarias para el cumplimiento de tales fines.

Las actividades relativas al sector eléctrico las desarrollará la sociedad de modo indirecto, mediante la titularidad de acciones o participaciones en sociedades o entidades con objeto social análogo o idéntico a lo enunciado en el párrafo primero de este artículo. No obstante, las actividades de producción, intercambios internacionales, y comercialización también podrán ser realizadas directamente por la sociedad.

Si por Ley se exigiere para el inicio de alguna de las actividades indicadas la obtención de licencia administrativa, la inscripción en algún Registro público o cualquier otro requisito, no podrá la sociedad iniciar la citada actividad específica hasta que el requisito quede cumplido conforme a la Ley.

Quedan excluidas todas aquellas actividades para cuyo ejercicio la Ley exija requisitos especiales que no queden cumplidos por esta sociedad.

Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. está encuadrada dentro del Sector Eléctrico y su C.N.A.E. es el 40.10, producción y distribución de energía eléctrica.

III.2. Informaciones legales

III.2.1. Constitución de la sociedad

Esta Sociedad fue constituida como sociedad de responsabilidad limitada bajo la denominación de Adygesinval, S.L., por un tiempo indefinido, el 20 de noviembre de 1995, adquiriendo su personalidad jurídica el 14 de diciembre de 1995 mediante su inscripción en el Registro Mercantil. Con fecha 7 de noviembre de 2002 se transformó en Sociedad Anónima y se modificaron sus estatutos, cambiando el domicilio y el objeto social.

Las Juntas Generales de Accionistas de 12 de diciembre de 2002, de la antigua Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., HidroCantábrico Generación, S.A.U. y de Adygesinval, S.A., aprobaron la fusión por absorción de las dos primeras por Adygesinval y el cambio de denominación de ésta por el de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. Asimismo, se estableció el 1 de enero de 2002 como la fecha a partir de la cual las operaciones de las sociedades que se extinguían habrían de considerarse realizadas a efectos contables por cuenta de la Sociedad absorbente.

Sin perjuicio de que en el Registro Mercantil de Oviedo, puedan ser examinados los Estatutos Sociales, éstos y los estados contables y económico-financieros y los informes de auditoría, así como cualquier otro tipo de información relativa al presente folleto puede consultarse en el domicilio social de la Empresa, Plaza de la Gesta, nº 2, Oviedo, teléfono 98 523 03 00 y en las oficinas administrativas de Madrid, Calle Serrano Galvache, 56, Teléfono, 91 781 90 50.

El presente folleto está a disposición del público, gratuitamente, en el domicilio social de Hidroeléctrica del Cantábrico, Plaza de la Gesta nº 2, Oviedo, C.P. 33007 y en las oficinas de Madrid, Calle Serrano Galvache, 56, C.P. 28033.

III.2.2. Forma jurídica y legislación aplicable

De acuerdo con el artículo 1º de sus Estatutos, Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. se define como Sociedad Anónima Mercantil y se rige por sus Estatutos y en su defecto por los preceptos de la Ley sobre Régimen Jurídico de las Sociedades Anónimas y demás disposiciones de general obligatoriedad y observancia. Además de los anteriores, por su actividad está sujeta a la regulación específica del sector eléctrico.

III.3 Informaciones sobre el capital

III.3.1. Importe nominal del capital suscrito y desembolsado

El Capital Social de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. a la fecha de este folleto es de 425.721.430 euros, encontrándose totalmente suscrito y desembolsado.

III.3.2. Clases y series de acciones

El Capital Social de la Empresa está representado por 42.572.143 acciones nominativas de 10 euros nominales cada una, con idénticos derechos políticos y económicos, mediante el sistema de anotaciones en cuenta. No existen diferentes series. La Entidad encargada de su registro contable es Ahorro Corporación Financiera con dirección: Pº de La Castellana nº 89 -28046 Madrid.

Las acciones de la antigua Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (sociedad absorbida) tuvieron cotización oficial en el mercado continuo hasta el 26 de junio de 2002, fecha en la que quedaron excluidas de cotización como consecuencia del resultado de la OPA de exclusión, realizada por la propia compañía, al precio de 27,30€ por acción.

III.3.3. Evolución del Capital Social en los últimos tres ejercicios

Las Juntas Generales de Accionistas de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., de HidroCantábrico Generación, S.A.U., y de Adygesinval, S.A. aprobaron el pasado 12 de diciembre de 2002 la fusión de las tres sociedades, mediante la absorción de las dos primeras por parte de la tercera con efectos desde el 1 de enero de 2002.

Asimismo, según el anuncio publicado en el Borme de 30 de diciembre de 2002, en el que, conforme a lo dispuesto en el artículo 59 de la Ley de Sociedades Anónimas, se estableció el plazo de un mes, es decir hasta el 30 de enero de 2003, para el canje de las acciones de Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. por las de Adygesinval, S.A.. Las condiciones de este canje fueron las siguientes: 28 acciones de Adygesinval S.A. más una compensación en metálico de 0,42 euros, por cada 45 acciones de Hidroeléctrica del Cantábrico S. A..

Una vez que se hizo efectiva la fusión, con la inscripción definitiva en el Registro Mercantil el 31 de enero de 2003, la sociedad Absorbente, ADYGESINVAL, S.A., cuyo CIF es A33473752, cambió su denominación, adoptando la de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

El capital de la Sociedad a 31 de diciembre de 2002 estaba representado por 42.060.891 acciones de 10 euros de valor nominal. Para atender al canje de las acciones de la antigua Hidroeléctrica del Cantábrico en manos de accionistas minoritarios, el 30 de enero de 2003 se procedió a emitir 511.252 nuevas acciones, también de 10 euros de valor nominal. Posteriormente no se ha producido ninguna nueva emisión de acciones, con lo que a la fecha del presente folleto el capital social de la sociedad está representado por 42.572.143 acciones de 10 euros de valor nominal.

III.3.4. Emisiones de valores canjeables o convertibles en acciones

En la actualidad no existe ningún empréstito de obligaciones convertibles, canjeables o con “warrants”.

III.3.5. Capital autorizado

En el punto séptimo del Orden del Día de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de junio de 2003 se propuso la adopción del acuerdo de autorizar al Consejo de Administración para que, en un plazo de cinco años a contar del día 26 de junio de 2003, pueda aumentar el capital social en una o varias veces, en la forma, requisitos y cuantía máxima que señala el artículo 153.1.b) de la Ley de Sociedades Anónimas, equivalente a la mitad del capital social en el momento de iniciarse esta Junta (213.608.315 euros).

Los aumentos de capital podrán realizarse bajo cualquiera de las formas que resulten legalmente posibles. El contravalor podrá consistir en reservas, siempre que sea admitido por las disposiciones legales que sean aplicables. La autorización se extiende a solicitar la admisión a negociación en Bolsa de las acciones que se emitan. A la fecha de redacción del presente Folleto, no se ha hecho uso de estas autorizaciones ni existen planes concretos para ejercitarlas.

El Consejo de Administración queda igualmente habilitado, si hiciese uso de esta autorización, para dar al artículo 4º de los Estatutos Sociales la redacción que sea consecuencia de las ampliaciones de capital que se llegasen a realizar; y también para incluir, a título adicional y transitorio, en los Estatutos Sociales, una Disposición que recoja este acuerdo, sustituyendo cualquier otro precepto estatutario por el que se hubiere otorgado al Consejo de Administración análoga facultad de aumentar el capital social.

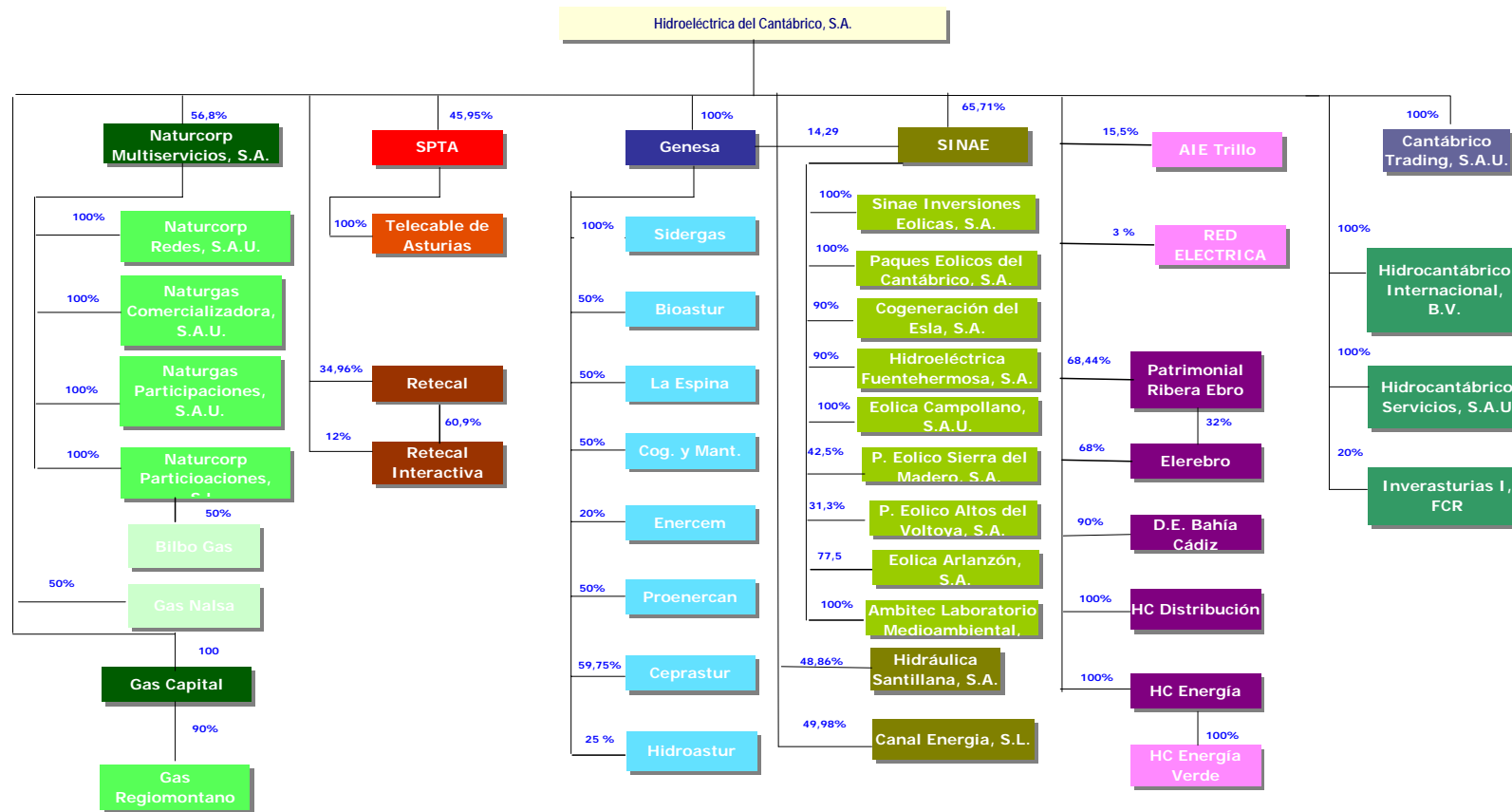
III.3.6. Acciones propias en cartera

La Junta General celebrada el 11 de junio de 2004 acordó autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de la Sociedad, directamente o a través de Sociedades del Grupo de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., mediante compra de las mismas, a un precio mínimo del nominal de la acción (10), y a un precio máximo de 52,63 € por acción, equivalente al precio de canje de la fusión por absorción acordada el 12 de diciembre de 2002, incrementado en un 20%, autorización que estará en vigor durante un plazo de dieciocho meses, contados a partir 11 de junio de 2004; con un límite de forma que el valor nominal de las acciones adquiridas, sumadas al de las que ya posea la Sociedad y sus filiales, no exceda del porcentaje del Capital Social legalmente establecido; y con observación, en todo caso, de la Disposición Adicional Primera de la Ley de Sociedades Anónimas, y de todas las normas que sean aplicables.

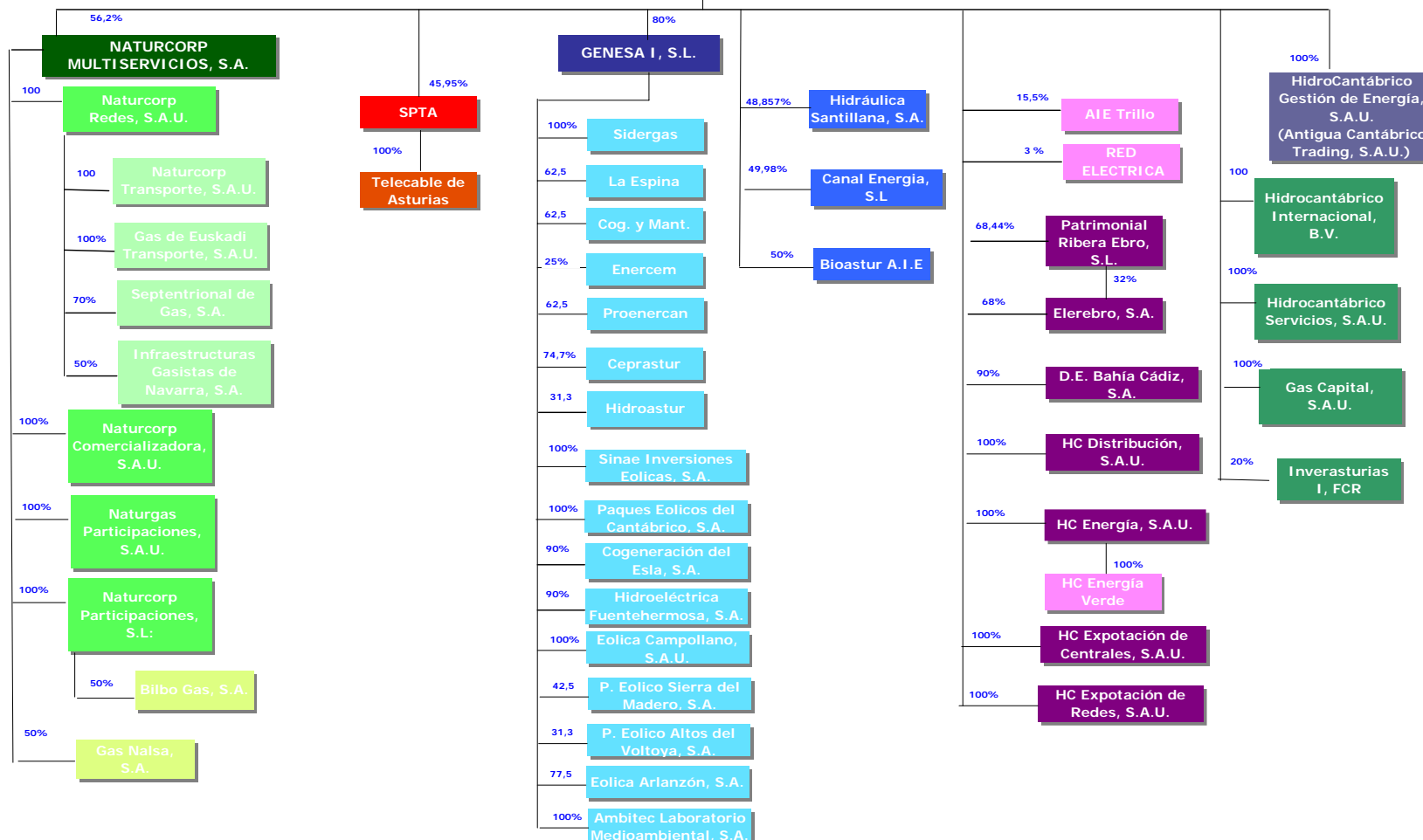
En el momento de verificación del presente folleto Hidroeléctrica del Cantábrico posee 80.538 acciones representativas del 0,189% del capital social, todas estas acciones han sido adquiridas a lo largo del ejercicio 2004 a un precio de 43,86€ por acción.

III.4 Sociedades Consolidables

Sin perjuicio de su consideración como Sociedad Dominante del Grupo Hidroeléctrica del Cantábrico, Hidroeléctrica del Cantábrico consolida por integración proporcional dentro del Grupo EDP y del Grupo EnBW. Hidroeléctrica del Cantábrico es la Sociedad dominante de un Grupo de Sociedades, cuyo detalle a 31 de diciembre de 2003 figura en las páginas 7 a 9 del presente capítulo, y cuyas principales empresas se resumen gráficamente, a 31 de diciembre de 2003, en el mapa de la página 5b del presente capítulo, y, a 31 de octubre de 2004, en la página 6 del presente capítulo.



HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S. A.



Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje participación total	Método de consolidación	Miles de euros			
					Capital Social	Reservas	Resultados del ejercicio	Dividendo a cuenta
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U.	Oviedo	Distribución electricidad	100%	I.G.	44.002	149.844	19.800	-
Hidrocantábrico Energía, S.A.U.	Oviedo	Comercialización electricidad y gas	100%	I.G.	60	(25.795)	2.956	-
Cantábrico Trading, S.A.U.	Oviedo	Trading electricidad y materias energéticas	100%	I.G.	301	1.902	(260)	-
Hidrocantábrico Internacional, B.V. (2)	Amsterdam	Trading electricidad y materias energéticas	100%	I.G.	18	(22)	(13)	-
Hidrocantábrico Servicios, S.A.U. (2)	Oviedo	Prestación de servicios al grupo	100%	I.G.	60		206	-
Generaciones Especiales, S.A.U.	Oviedo	Promoción régimen especial	100%	I.G.	4.988	482	(507)	-
Gas Capital, S.A.U. (2)	Oviedo	Holding distribución gas natural	100%	I.G.	60	(6.811)	(8.988)	-
Desarrollos Energéticos Bahía Cádiz, S.A. (2)	Cádiz	Generación	90%	I.G.	60	-	-	-
Patrimonial de la Ribera del Ebro, S.L.	Pamplona	Generación	68,44%	I.G.	3.264	(1)	(7)	-
Eléctrica de la Ribera del Ebro, S.A.	Pamplona	Generación	89,90%	I.G.	5.000	4.953	3.555	-
Sinae Energía y Medioambiente, S.A.	Madrid	Promoción régimen especial	80%	I.G.	38.925	(1.838)	822	-
Naturcorp Multiservicios, S.A.U.	Bilbao	Holding	56,79%	I.G.	286.810	636.718	(27)	-
Canal Energía, S.L. (2)	Madrid	Holding del joint venture con Canal Isabel II	49,98%	P.E.	4	16	-	-
Hidráulica Santillana, S.A.	Madrid	Régimen especial	48,86%	P.E.	4.753	5.629	2.694	-
Soc. Promotora Telecomunic.. Asturias, S.A.	Oviedo	Telecomunicaciones	45,95%	P.E.	50.380	(17)	(1.469)	-
Retecal, Soc. Oper. Telecom. Castilla-León, S.A.	Valladolid	Telecomunicaciones	34,96%	P.E.	161.712	(44.573)	(24.553)	-
Retecal Interactiva, S.A.	Valladolid	Telecomunicaciones	33,33%	P.E.	3.000	(1.473)	309	-
Inverasturias I, Fondo Capital Riesgo (2)	Avilés	Holding inversiones desarrollo regional	20%	P.E.	6.010	(494)	(52)	-
Central Nuclear de Trillo I, A.I.E. (1)	Madrid	Gestión Central Nuclear de Trillo	15,5%	I.P.	23.470	-	-	-
Red Eléctrica de España, S.A. (1)	Madrid	Transporte de electricidad	3%	P.E.	270.540	491.396	115.784	(28.621)
Hidrocantábrico Energía Verde, S.A.U. (2)	Oviedo	Comercialización electricidad y gas	100%	I.G.	60	(3)	-	-
Naturcorp Redes, S.A.	Bilbao	Distribución gas	56,79%	I.G.	100.000	869.075	-	-
Naturcorp Transporte de Gas, S.A.U.	Bilbao	Transporte de gas	56,79%	I.G.	5.000	-	(54)	-
Naturcorp Participaciones, S.L.	Bilbao	Distribución gas	56,79%	I.G.	13.467	-	(135)	-
Gas Natural de Álava, S.A.	Vitoria	Distribución gas	28,40%	I.P.	10.349	10.250	3.344	(2.600)
Bilbogas, S.A (1)	Bilbao	Distribución gas	28,40%	I.P.	5.577	9.670	2.635	-
Inkolan, A.I.E. (1)	Bilbao	Distribución gas	26,95%	P.E.	84	39	-	-
Korsokuntza, A.I.E. (1)	Bilbao	Régimen especial	14,2%	P.E.	1.502	197	762	-
Gas Pasaia, S.A. (2)	Pasaia	Distribución gas	31,23%	I.G.	60	12	5	-
Gas Hernani, S.A. (2)	Hernani	Distribución gas	31,23%	I.G.	60	151	11	-
Tolosa Gas, S.A.	Tolosa	Distribución gas	22,72%	P.E.	1.022	575	421	-
Naturgas Participaciones, S. A.U.	Bilbao	Holding régimen especial	56,79%	I.G.	301	(10)	34	-

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje participación total	Método de consolidación	Miles de euros			
					Capital Social	Reservas	Resultados del ejercicio	Dividendo a cuenta
Gas de Euskadi Transporte de Gas, S.A.	Bilbao	Transporte de gas	56,79%	I.G.	12.880	37.563	2.247	-
Naturgas Comercializadora, S.A.	Bilbao	Comercialización electricidad y gas	56,79%	I.G.	3.185	(166)	(543)	-
Milennium Energy, S.A. (1)	Bilbao	Comercialización electricidad y gas	28,4%	P.E.	6.500	(250)	(351)	-
Septentrional de Gas, S.A. (2)	León	Transporte de gas	39,75%	I.G.	3.800	(1)	(1)	-
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L.	Pamplona	Transporte de gas	28,40%	I.P.	1.003	3.048	(841)	-
Desarrollos Energéticos Canarios, S.A. (2)	Las Palmas	Distribución gas	28,39%	P.E.	60	(25)	-	-
Subgrupo Gas Regiomontano (2)	Monterrey	Holding y distribución gas	90%	P.E.	17.373	(4.305)	536	-
Sidergas Energía, S.A.U. (2)	Oviedo	Régimen especial	100%	I.G.	2.606	-	-	-
Ceprastur, A.I.E.	Oviedo	Régimen especial	59,75%	P.E.	361	39	3	-
Bioastur, A.I.E.	Gijón	Régimen especial	50%	P.E.	60	-	61	-
Cogeneración la Espina, S.L.	Salas	Régimen especial	50%	P.E.	228	(109)	(75)	-
Cogeneración y Mantenimiento, A.I.E.	Oviedo	Régimen especial	50%	P.E.	1.208	(787)	537	-
Proenercam, S.L.	Ruiloba	Régimen especial	50%	P.E.	240	112	30	-
Hidroastur, S.A.	Oviedo	Régimen especial	25%	P.E.	4.808	2.384	365	-
Enercem, S.L.	Oviedo	Régimen especial	20%	P.E.	210	268	28	-
Canal Energía Generación, S.L. (2)	Madrid	Generación	49,98%	P.E.	4	-	(4)	-
Canal Energía Distribución, S.L. (2)	Madrid	Distribución electricidad	49,98%	P.E.	4	-	(4)	-
Canal Energía Gas Distribución, S.L. (2)	Madrid	Distribución de gas	49,98%	P.E.	4	-	-	-
Canal Energía Comercialización, S.L. (2)	Madrid	Comercialización electricidad y gas	49,98%	P.E.	4	-	(4)	-
Telecable de Asturias, S.A.U.	Oviedo	Telecomunicaciones	45,95%	P.E.	48.787	(17)	(414)	-
Divisa IT, S.A.	Valladolid	Telecomunicaciones	24,47%	P.E.	1.152	477	69	-
Ambitec Laboratorio Medioambiental, S.A.	Madrid	Régimen especial	80%	I.G.	1.022	87	9	-
Sevares Cogeneración, S.A.	Madrid	Régimen especial	80%	I.G.	475	95	-	-
Biogas y Energía, S.A.	Madrid	Régimen especial	80%	I.G.	3.125	601	(203)	-
Iniciativas Tecnológicas de Valoración Energética de Residuos, S.A.	Madrid	Régimen especial	80%	I.G.	2.981	543	(697)	-
Parques Eólicos del Cantábrico, S.A.	Oviedo	Régimen especial	80%	I.G.	8.715	1.773	77	-
Sinae Inversiones Eólicas, S.A. (2)	Madrid	Régimen especial	80%	I.G.	6.010	1.202	434	-
Energía e Industria de Toledo, S.A.	Madrid	Régimen especial	72%	I.G.	2.140	653	99	-
Mazarrón Cogeneración, S.A.	Madrid	Régimen Especial	72%	I.G.	70	-	-	-
Cerámica Técnica de Illescas Cogeneración, S.A	Madrid	Régimen Especial	72%	I.G.	62	(31)	17	-

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje participación total	Método de consolidación	Miles de euros			
					Capital Social	Reservas	Resultados del ejercicio	Dividendo a cuenta
Hidroeléctrica Fuentehermosa, S.L.	Oviedo	Régimen Especial	71,96%	I.G.	77	(38)	53	-
Industrias Medioambientales Río Carrión, S.A.	Madrid	Régimen Especial	72%	I.G.	60	(102)	-	-
Tratamientos Medioambientales Río Sotón, S.A	Madrid	Régimen Especial	72%	I.G.	60	-	-	-
Cogeneración del Esla, S.A	Madrid	Régimen Especial	71,99%	I.G.	1.082	144	115	-
Sotromal, S.A.	Soria	Régimen Especial	71,20%	I.G.	451	(194)	(117)	-
Sinova Medioambiental, S.A.	Soria	Régimen Especial	67,20%	I.G.	2.687	363	259	-
Hidroeléctrica del Rumblar, S.L.	Madrid	Régimen Especial	64%	I.G.	276	33	262	-
Tratamientos Ambientales Sierra de la Tercia, S.A	Madrid	Régimen Especial	70%	I.G.	3.731	746	-	-
Tratamientos Medioambientales del Norte, S.A	Madrid	Régimen Especial	64%	I.G.	60	-	-	-
Renovamed, S.A	Madrid	Régimen Especial	60%	I.G.	60	(30)	(57)	-
Hidroeléctrica Gormaz, S.A.	Salamanca	Régimen Especial	60%	I.G.	61	(28)	(2)	-
Uniener, S.A.	Madrid	Régimen Especial	59,99%	I.G.	940	176	(14)	-
Eneroliva, S.A.	Sevilla	Régimen Especial	51,20%	I.G.	300	-	-	-
Asociación Central Producción Térmica, S.A.	Cuenca	Régimen Especial	48%	I.G.	391	(136)	(138)	-
Rasacal Cogeneración, S.A.	Madrid	Régimen Especial	48%	I.G.	60	-	-	-
Eólica Mare Nostrum, S.A	Valencia	Régimen Especial	48%	I.G.	60	(1)	-	-
Sodecoan, S.L.	Sevilla	Régimen Especial	40%	P.E.	6	(9)	(1)	-
Horta Medioambiental, S.A.	Madrid	Régimen Especial	40%	I.P.	60	-	-	-
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	Soria	Régimen Especial	33,60%	P.E.	7.194	2.191	1.378	-
Biomasas del Pirineo, S.A.	Huesca	Régimen Especial	24%	P.E.	455	(1)	(47)	-
Cultivos Energéticos de Castilla, S.A.	Burgos	Régimen Especial	24%	P.E.	300	(2)	(11)	-
Solar Siglo XXI, S.A.	C. Real	Régimen Especial	20%	P.E.	80	(1)	(9)	-
Eólica Campollano, S.A.U.	Madrid	Régimen Especial	80%	I.G.	60	-	-	-
Eólica Arlanzón, S.A.	Madrid	Régimen Especial	62%	I.G.	4.509	903	198	-
Eólica Sierra de la Peña, S.A.	Madrid	Régimen Especial	56%	I.G.	61	-	-	-
Parque Eólico Altos del Voltoya, S.A. (1)	Madrid	Régimen Especial	24,80%	P.E.	7.813	1.596	667	-

(1) Sociedades auditadas por otros auditores diferentes a PricewaterhouseCoopers

(2) Sociedades no auditadas al 31 de diciembre de 2003

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia



La única sociedad que cotiza en Bolsa, en la que HidroCantábrico tiene una participación igual o superior al 3%, es Red Eléctrica de España, S.A.

No existen participaciones, fuera de las sociedades del grupo, en las que Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. controle más de un 20%.

Hidroeléctrica del Cantábrico es cabeza del Grupo y tiene obligación legal de consolidar sus estados financieros.

Durante el ejercicio 2004, hasta la fecha del presente Folleto, Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. ha cobrado los siguientes dividendos de sociedades participadas:

Empresas del Grupo

Naturcorp Multiservicios, S.A.: 935 miles €

Hidráulica Santillana, S. A.: 405 miles €

Empresas fuera del Grupo

Red Eléctrica de España, S.A.: 1.364 miles €

Vocento, S.A.: 311 miles €

Grupo Duro Felguera, S.A.: 17 miles €

Compañía OMEL, S.A.: 19 miles €

Durante el ejercicio 2003 Hidroeléctrica del Cantábrico ha cobrado los siguientes dividendos de las sociedades participadas:

Empresas del Grupo

Sinae Energía y Medio Ambiente, S.A.: 2.350 miles €

Empresas fuera del Grupo

Red Eléctrica de España, S.A.: 2.037 miles €

Grupo Duro Felguera, S.A.: 81 miles €

Grupo Correo Prensa Española 12 miles €

Compañía OMEL, S.A. 31 miles €

Durante el ejercicio 2002, le correspondieron a la antigua Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. los siguientes dividendos en las sociedades participadas:

Empresas asociadas

Hidráulica Santillana, S. A.: 427 miles €

Empresas fuera del Grupo

Red Eléctrica de España, S.A.: 6.290 miles €

Bioastur A.I.E.: 311 miles €

Grupo Duro Felguera, S.A.: 81 miles €

Grupo Correo Prensa Española: 9 miles €

Compañía OMEL, S.A.: 21 miles €

Hasta 30 de septiembre de 2004, HidroCantábrico ha percibido de sus participadas dividendos por importe de 2.740 miles de euros con el siguiente detalle: Naturcorp Multiservicios, S. A 935 miles €, Hidráulica Santillana, S.A. 405 miles €, REE, S.A. 1.364 miles €, Grupo Vocento 17 miles € y OMEL, S.A. 19 miles €

Los desembolsos no exigidos a HidroCantábrico por sus filiales a 30.09.04 ascienden a 343 miles de euros.

Las variaciones producidas en el ejercicio 2003 en las sociedades participadas fueron:

- Adquisición del 56,8% de Naturcorp Multiservicios, S. A. La inversión de esta adquisición ha supuesto un desembolso efectivo de 250.587 miles de euros y la aportación del 100% de las acciones que Hidroeléctrica del Cantábrico poseía en Gas de Asturias, valoradas en 322.000 miles de euros, cuyo valor contable en los libros de HidroCantábrico era de 295.785 miles de euros. El fondo de comercio generado en la operación fue de 402.237 miles de euros.
- Con fecha 4 de marzo de 2003, la filial Generaciones Especiales, S. A., adquirió a Mapfre su participación del 20% en SINAE, Energía y Medio Ambiente, S.A. por un importe de 11.081 miles de euros, de los que 9.849 miles de euros corresponden a fondo de comercio. Con esta adquisición el Grupo HidroCantábrico cuenta con una participación del 80% en la citada sociedad.

- Por lo que respecta a desinversiones, en el mes de Junio de 2003 se redujo la participación en REE desde el 10% al 3%, mediante la venta en OPV llevada a cabo conjuntamente por Endesa, Unión FENOSA, Iberdrola e HidroCantábrico. HidroCantábrico ha obtenido unos ingresos netos por la venta de esta participación de 102.5 millones de euros con unas plusvalías de 892 mil euros.
- También se ha producido la desinversión en Regional de Telecomunicaciones de Castilla y León, S.A., en la que HidroCantábrico tenía una participación del 28,7%, por la liquidación de la misma, HidroCantábrico recibió en el proceso liquidador acciones de Retecal Sociedad Operadora de Telecomunicaciones de Castilla y León, S.A. valoradas a valor de mercado en 1.517 miles de euros, además de tres mil euros en efectivo.
- En cuanto a aumento de participaciones, la participación de Retecal, Sociedad Operadora de Telecomunicaciones de Castilla y León, S.A., aumentó del 31,19% hasta el 34,96%, además de por las acciones recibidas en el proceso de liquidación de Regional de Telecomunicaciones de Castilla y León, S.A., por la suscripción de 19.966 acciones por un valor total de 12.000 miles de euros.

Los movimientos habidos en el ejercicio 2003 en las participaciones puestas en equivalencia del inmovilizado financiero del Grupo HidroCantábrico han sido los siguientes:

	Miles de Euros
Saldos al 31 de diciembre de 2002	146.918
Ampliación inversiones	
Retecal, Sociedad Operadora de Telecomunicaciones de Castilla y León, S.A.	25.826
Gas Regiomontano, S.A. de C.V.	3.169
Participadas Subgrupo Naturcorp	1.415
Altas del perímetro	2.762
Desinversiones	
Red Eléctrica de España, S.A.	(60.017)
Participadas Subgrupo Naturcorp	(247)
Regional de Telecomunicaciones de Castilla y León, S.A. en liquidación	(14.392)
Participación en resultados	
Del ejercicio	1.897
De ejercicios anteriores	796
Dividendos recibidos de sociedades participadas	(3.474)
Diferencias de conversión	(6.332)
Fondos de comercio de consolidación	
Participaciones Subgrupo Naturcorp	404
Otros movimientos	(184)
Saldos al 31 de diciembre de 2003	98.541

Entre el 31 de diciembre de 2003 y la fecha de redacción del presente Folleto se han producido las siguientes operaciones significativas:

- Con fecha 8 de enero de 2004 el Grupo HidroCantábrico ha vendido la participación en Gas Regiomontano, que tenía a través de su filial Gas Capital, obteniendo un beneficio contable de 2,8 millones de euros en la transacción. Gas Capital queda, de momento, como una sociedad holding sin participaciones
- El 29 de Marzo de 2004 el Grupo HidroCantábrico vendió su participación en Retecal Interactiva, con una pérdida de 220 miles de euros.
- El 19 de Octubre de 2004 el Grupo HidroCantábrico vendió su participación del 34,96% en Retecal, Sociedad Operadora de Telecomunicaciones de Castilla y León, S.A. con un beneficio contable de 25 millones de euros.
- El 10 de Mayo de 2004 se constituyó la sociedad “Generaciones Especiales I, S.L.” a la que se aportaron las participaciones de HidroCantábrico en “Sinae Energía y Medio Ambiente, S.A.” (SINAE) y en su filial “Generaciones Especiales, S.A.U.” (GENESA), así como la participación de la Sociedad de Promoción y Participación Industrial Caja de

Madrid, S. A. en SINAIE. Posteriormente, mediante los acuerdos de las respectivas Juntas Generales de fecha 10 de junio de 2004 se acordó la fusión de estas tres sociedades, absorbiendo “Generaciones Especiales I, S.L.” a “Sinae Energía y Medio Ambiente, S.A.” y a “Generaciones Especiales, S.A.U”, la escritura de fusión se otorgó el 22 de julio de 2004, presentándose en el Registro Mercantil el 31 de Julio de 2004, estando pendiente, a la fecha del presente folleto, la inscripción definitiva en el Registro Mercantil. Como resultado del proceso de fusión se han disuelto las sociedades absorbidas y el capital social de la sociedad absorbente, “Generaciones Especiales I, S.L. está controlado en un 80% por HidroCantábrico y en un 20% por la Sociedad de Promoción y Participación Industrial de Caja de Madrid, S.A.

- Con fecha 16 de febrero de 2004 se constituyó la sociedad HidroCantábrico Explotación de Centrales, S.A.U., filial al 100% de HidroCantábrico.
- Con fecha 15 de marzo de 2004 se constituyó la sociedad HidroCantábrico Explotación de Redes, S.A.U., filial al 100% de HidroCantábrico
- La filial Cantábrico Trading, S.A.U. cambió su denominación por la de HidroCantábrico Gestión de Energía, S.A., con fecha 1 de Julio.

CAPÍTULO IV

ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

IV.1. Actividades principales del emisor

La actividad fundamental de la sociedad es la producción, almacenamiento, transporte, distribución, suministro, intercambios internacionales y comercialización de energía eléctrica y de gases combustibles, así como cualquier otra actividad relacionada con las anteriores o derivada de las mismas en el campo energético.

IV.1.1. Regulación del Sector Eléctrico

Con fecha 11 de diciembre de 1996, el Ministerio de Industria y Energía y las principales empresas eléctricas procedieron a la firma de un protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional. Este protocolo contempló la modificación del Marco Normativo del Sistema Eléctrico para propiciar una mayor liberalización del mismo y asegurar la competencia entre las empresas integrantes del Sistema. Con fecha 27 de noviembre de 1997 se aprobó la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, que supone la plasmación normativa de los principios del mencionado protocolo y la incorporación a nuestro ordenamiento de las disposiciones contenidas en la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad.

La mencionada Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que deroga cualquier otra norma que se oponga a la misma, y los desarrollos posteriores establecen, entre otros, los siguientes principios básicos:

- 1) Introducción de competencia en la actividad de generación a través de la puesta en práctica de las siguientes medidas.
 - A partir del 1 de enero de 1998 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 realizado por los consumidores que ostenten la consideración de cualificados, por los distribuidores y los comercializadores. La energía se retribuye al precio marginal del sistema más un componente de garantía de potencia y otro por los servicios complementarios necesarios para garantizar un suministro adecuado. La organización y regulación del mercado de producción de energía eléctrica ha sido definida y desarrollada mediante el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

- La instalación de nuevas unidades de producción se considera liberalizada, sin perjuicio de la obtención de las autorizaciones necesarias.
 - Los productores tienen derecho a utilizar en sus unidades de producción las fuentes de energía primaria que consideren más adecuadas, a salvo de aquellas restricciones que en materia de medio ambiente, etc. establezca la legislación vigente.
 - Se contempla la posibilidad de dar prioridad en el orden de funcionamiento a las instalaciones de producción que utilicen energías autóctonas (carbón nacional, etc.), siempre y cuando no supongan más de un 15% de la energía primaria total necesaria para la producción eléctrica y sean compatibles con el mercado de libre competencia.
- 2) Garantía del correcto funcionamiento del Sistema por medio de las siguientes medidas.
- Red Eléctrica de España, S.A. ejerce las actividades de Gestor del Transporte y Operador del Sistema, responsable de la gestión técnica del mismo que tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.
 - Asimismo, se define y ubica la responsabilidad de la gestión económica del Sistema en el Operador del Mercado, Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A., entidad jurídicamente separada de Red Eléctrica de España, S.A., que tiene a su cargo los mecanismos de recepción de ofertas, casación y comunicación necesarios para establecer el mercado de producción.
- 3) Liberalización progresiva del suministro eléctrico, e introducción de la actividad de comercialización.
- Se establece la liberalización progresiva del suministro eléctrico, permitiendo la capacidad de elección de suministrador para los clientes cualificados de acuerdo a un calendario inicial, posteriormente modificado en tres ocasiones por el Real Decreto 2820/1998, el Real Decreto 6/1999 y el Real Decreto-Ley 6/2000, quedando, en consecuencia, en los siguientes términos: en el ejercicio 1998, para clientes con consumos anuales por

punto de suministro superiores a 15 GWh/año; a partir del 1 de enero de 1999, para consumos superiores a 5 GWh/año; a partir de 1 de abril del mismo año para clientes con consumos superiores a 3 GWh/año; a partir de 1 de julio para consumos superiores a 2 GWh/año y a partir de 1 de octubre del año 1999 para clientes con consumos superiores a 1 GWh/año, liberalizándose la totalidad de los consumos a partir del 1 de enero de 2003.

- 4) Libre acceso a las redes de transporte y distribución para los consumidores y clientes cualificados mediante un sistema de peajes de tránsito. Retribución a las actividades de transporte y distribución fijada administrativamente.
 - Se establece el derecho a la utilización de las redes de transporte y distribución por parte de los clientes cualificados y las compañías comercializadoras, estableciéndose peajes únicos a nivel nacional por utilización de estas redes, sin perjuicio de sus especialidades por niveles de tensión y uso de la red, o características de los consumos según se trate de redes de transporte o distribución.
 - La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece que la retribución de la actividad de distribución para cada empresa deberá atender a criterios basados en los costes necesarios para desarrollar la actividad, teniendo en cuenta un modelo que caracterice las zonas de distribución, así como otros parámetros. La Orden del Ministerio de Industria y Energía de 14 de junio de 1999, establece los criterios y la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica a partir del ejercicio 1998. Dicha retribución global es determinada tomando fundamentalmente como base la retribución existente hasta el 31 de diciembre de 1997, evolucionando a futuro a partir del ejercicio 1998 en función de las variaciones de la demanda de energía eléctrica, del índice de precios al consumo y de ciertos parámetros de eficiencia. El reparto entre las diferentes compañías del Sistema se realizará, inicialmente, atendiendo a los porcentajes que sobre la retribución total del Sistema le correspondía a cada sociedad de acuerdo con el anterior marco retributivo, tendiendo progresivamente (en 16 años y a razón de un 6,22% anual) a adaptar dichos porcentajes a los que se desprenden del denominado “modelo de red de referencia” que caracteriza la red según las zonas

geográficas en las que cada sociedad ejerce su actividad de distribución de energía eléctrica.

- La retribución de la actividad de transporte, que incluye las instalaciones con tensión nominal de funcionamiento superior a 220 kV, continuará rigiéndose, básicamente, por el modelo vigente hasta el ejercicio 1998, basado en unidades físicas reales, así como en costes estándares de inversión, operación y mantenimiento y otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad.
 - Con fecha 1 de diciembre de 2000 se aprueba el Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, cuyos objetivos fundamentales son el establecimiento de las medidas necesarias para garantizar el suministro eléctrico, y del régimen de autorización correspondiente a todas las instalaciones eléctricas competencia de la Administración General del Estado.
- 5) Formación de precios y estructura de tarifas única en todo el territorio nacional aplicable a los clientes sin capacidad de elección de suministro o que teniéndola no se hayan acogido a la misma. Se contemplan, a efectos de elaboración de las tarifas, los siguientes conceptos como componentes del coste del suministro de energía eléctrica, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 28 de diciembre y el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre:
- El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará en base al precio medio previsto del kWh en el mercado de producción.
 - Los costes de transporte, distribución y comercialización regulada.
 - Costes permanentes del Sistema que incluyen, entre otros conceptos, los costes de transición a la competencia.
 - Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
 - Costes correspondientes a la potencia y energía adquiridas a instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.
 - Coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior al ejercicio 2003. La

asignación al Grupo de este desajuste asciende al 4,28% según el Real Decreto 1432/2002.

- Coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsulares.

6) Período transitorio. Evolución de la tarifa.

Al efecto de permitir un proceso gradual y garantizar la viabilidad financiera de las empresas durante la transición a un mercado en competencia, se estableció un período transitorio inicial con una duración de 10 años, que abarcaba del año 1998 al 2007, ambos inclusive, en el que se contemplaba la denominada Retribución Fija por Tránsito a la Competencia para las empresas del Sistema, y que fue modificado por la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social para 1999, en relación a la recuperación de la asignación general, y mediante Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero, ampliando el periodo transitorio hasta el 2010.

Con fecha 27 de diciembre de 2002, se aprobó el Real Decreto 1436/2002, por el que se establece la tarifa eléctrica para el ejercicio 2003. Este Real Decreto ha fijado un aumento medio de tarifas del 1,69%, con respecto al año anterior.

Con fecha 27 de diciembre de 2003, se aprobó el Real Decreto 1802/2003, por el que se establece la tarifa eléctrica para el ejercicio 2004. Este Real Decreto ha fijado un aumento medio de tarifas del 1,54%, con respecto al año anterior.

7) Separación jurídica de actividades.

Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna de las actividades reguladas de acuerdo con la Ley (gestión económica y técnica del Sistema, el transporte y la distribución), deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades no reguladas (producción, comercialización a clientes cualificados, otras no eléctricas o en el exterior) sin perjuicio de la posibilidad de venta a consumidores sometidos a tarifa, reconocida a los distribuidores.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establecía el 31 de diciembre del año 2000 como plazo máximo para proceder a la separación jurídica de las actividades reguladas y no reguladas. No obstante, en un grupo de sociedades se podrán desarrollar actividades

incompatibles, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes.

Por otra parte, aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas podrán tomar participaciones en sociedades que lleven a cabo actividades en otros sectores económicos distintos del eléctrico previa obtención de autorización por parte de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

8) Separación contable de actividades.

Las sociedades que tengan por objeto la realización de actividades eléctricas, llevarán en su contabilidad cuentas separadas por actividades e informarán en sus cuentas anuales consolidadas sobre las mismas.

Retribución Fija por tránsito a la competencia

La Ley del Sector Eléctrico, en la disposición transitoria sexta, reconoció a las sociedades titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el Marco Legal Estable la percepción de una retribución fija, expresada en centimos de € por KWh, que se calcularía en los términos que reglamentariamente se establecieran, no pudiendo su importe global, en valor a 31 de diciembre de 1977, superar, para el conjunto de sociedades, el importe de 11.951.492 miles de euros.

El artículo 107 de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, que entró en vigor el 1 de enero de 1999, modificó la redacción de la disposición transitoria sexta de la ley 54/1997, de forma que se establece un nuevo procedimiento de recuperación de los CTC's

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, estableció la recuperabilidad de las aportaciones realizadas por las empresas de generación para la cobertura del desajuste de ingresos de las actividades reguladas efectuadas con anterioridad a 2003.

Mercado Interior de la Energía en la Unión Europea

El 15 de Julio de 2003, se publicaron en el Diario Oficial de la Unión Europea las nuevas directivas sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y Gas que derogan las Directivas 96/92 y 98/30, respectivamente. Los estados miembros disponen, como máximo, hasta el 1 de julio de 2004 para transponerlas a sus ordenamientos jurídicos nacionales.

A la fecha del presente Folleto, todavía no se ha producido la transposición de estas directivas a nivel europeo, si bien la legislación española actual ya contempla lo establecido en estas directivas.

Los principales aspectos que contempla son: la apertura total del suministro de gas y electricidad a partir del 1 de julio de 2007, (y el 1 de julio de 2004 como fecha intermedia) desde que los consumidores domésticos de gas y electricidad podrán elegir suministrador; la obligación del sistema de autorización para la construcción de nueva capacidad; el Acceso regulado de Terceros a la Red; la separación jurídica del gestor de la red de transporte y la red de distribución; la obligación de contar con un organismo regulador independiente con ciertas competencias armonizadas; el refuerzo de las obligaciones de servicio público y de transparencia y protección del consumidor, y el establecimiento de nuevas medidas para garantizar la seguridad del suministro.

En la misma fecha se publicó el Reglamento relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, que contempla el paquete legislativo propuesto por la Comisión Europea para acelerar el Mercado Interior de la Energía. Este reglamento es de aplicación a partir del 1 de Julio de 2004.

Asimismo, el 13 de diciembre de 2003 la Comisión Europea aprobó y presentó al Consejo de Ministros de Energía de la Unión Europea un paquete de medidas legislativas destinadas a consolidar la estrategia del Mercado Interior de la Energía, garantizar la seguridad del suministro en la Unión Europea y fomentar la eficiencia energética.

Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)

El 20 de enero de 2004 los ministros de España y Portugal firmaron en Lisboa el Convenio Internacional por el que se acuerda la constitución de un Mercado Ibérico de Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa que sienta las bases y el marco jurídico del futuro MIBEL.

En este convenio se definen, entre otros, los sujetos del MIBEL, las modalidades de contratación de energía, la fusión de los operadores de mercado de ambos países, y la creación de nuevos organismos para velar por su funcionamiento, como el consejo de reguladores o el Comité de Agentes de Mercado.

IV.1.2. Regulación del Sector del Gas

Con fecha 7 de octubre de 1998, se aprobó la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos. En lo que al suministro de gases combustibles por canalización se refiere, dicha Ley identifica tres sujetos que desarrollan las siguientes actividades: los transportistas, titulares de instalaciones de gasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento

de gas natural, los distribuidores, titulares de instalaciones de distribución, cuya función era distribuir el gas natural por canalización, así como construir, mantener y operar las mencionadas instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo, y los comercializadores, sociedades mercantiles que accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas para su venta a los consumidores cualificados o a otros comercializadores.

Con fecha 23 de junio de 2000 se aprobó el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. En el sector del gas natural, dicho Decreto-Ley iba encaminado fundamentalmente a facilitar la entrada de nuevos comercializadores, a mejorar la gestión técnica del sistema gasista y a acelerar el calendario de liberalización. Para ello, el nuevo Real Decreto-Ley identificaba un nuevo sujeto que actuaba en el sistema: el Gestor Técnico del Sistema. Dicho Gestor Técnico es aquel transportista que es titular de la mayoría de las instalaciones de la Red Básica de gas natural y tiene la responsabilidad de la gestión técnica de la misma y de las redes de transporte secundario. Además, se asignaba el 75% del gas procedente de Argelia, a través del gasoducto del Magreb, al citado Gestor Técnico, quien debería utilizar dicho gas para cubrir el suministro a tarifa, y el 25% restante se destinaba al mercado liberalizado mediante un proceso objetivo y transparente. Por último, el Real Decreto-Ley 6/2000 adelantaba el calendario de liberalización, con lo que la apertura del mercado sería del 72% a partir de la entrada en vigor de dicho Decreto-Ley, y completaba la liberalización para todos los consumidores el 1 de enero de 2003, reduciendo el periodo de exclusividad de los distribuidores ubicados en una determinada zona geográfica hasta el año 2005.

En este contexto, la actividad de comercialización se considera desarrollada en régimen de libre competencia. La regasificación, el almacenamiento estratégico, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas. La Ley, con objeto de conseguir una mayor transparencia en la información, obliga a la separación de las actividades de comercialización y reguladas en sociedades diferenciadas, aunque puedan pertenecer al mismo grupo, estableciendo para ello un plazo de dos años desde su entrada en vigor.

Por otra parte, la Ley distingue dos tipos de consumidores: consumidores cualificados, que son aquéllos cuyo consumo en un mismo emplazamiento sea igual o superior a 3 millones de metros cúbicos en el momento de la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 6/2000 y 1 millón de metros cúbicos el 1 de enero de 2002, liberalizándose la totalidad de los consumos a partir del 1 de enero de 2003. En todo caso, tendrán la consideración de consumidores cualificados las centrales productoras de electricidad, así como los cogeneradores. La Ley establece que los titulares de instalaciones de transporte y distribución deberán permitir la

utilización de las mismas a los consumidores cualificados y a los comercializadores mediante la contratación de dichos servicios de transporte sobre la base de no discriminación, transparencia y objetividad. El peaje por dicho uso de la red se determinará reglamentariamente, estableciéndose que se podrá denegar el acceso a la red en caso de insuficiente capacidad.

Por otra parte, la Ley de Hidrocarburos establece que las empresas de gas natural que ejerzan más de una de las actividades reguladas contempladas por la misma, es decir, la regasificación, el almacenamiento estratégico, el transporte y la distribución, llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas, tal y como se les exigiría si dichas actividades fueran realizadas por empresas diferentes. Los transportistas deberán, asimismo, llevar cuentas separadas de sus operaciones de compra y venta de gas y los distribuidores de su actividad de comercialización a tarifa. Asimismo, se deberá explicar en la memoria de las cuentas anuales los criterios aplicados en el reparto de costes entre las diferentes actividades, procediendo a hacer efectiva la segregación contable en el plazo de un año desde la entrada en vigor de la Ley.

Destaca la publicación en 2001 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, en el cual:

- Se establecen las instalaciones incluidas en el Régimen de Acceso de Terceros a Red y los sujetos con derecho de acceso.
- Se determinan los procedimientos a seguir para solicitar y contratar el acceso a instalaciones de terceros.
- Se recogen las posibles causas de denegación de acceso.
- Se desarrollan los derechos y obligaciones relativas al acceso de terceros de los diferentes sujetos afectados por el mismo.
- Se desarrollan las líneas básicas que deben contener las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- Se perfilan los criterios de retribución de las actividades reguladas y el procedimiento de liquidaciones.
- Se crea un nuevo sistema de Tarifas Integrales de gas natural basado en costes y en función del nivel de presión del volumen de consumo.

- Se crea un nuevo régimen de peajes y cánones.

El 6 de julio de 2001 se publicó la Orden Ministerial, de 29 de junio, sobre aplicación del gas natural procedente del Contrato de Argelia, que cumplía con el precepto fijado en el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, de asignar la cuarta parte del gas incluido en este contrato al mercado de la comercialización.

En esta Orden se establecía un procedimiento de subasta del 25% de la cantidad de gas natural procedente de Argelia suministrada a través del gasoducto del Magreb para los años 2001, 2002 y 2003 entre empresas autorizadas como comercializadoras de gas natural, las cuales podían solicitar entre el 10 y el 25 por ciento del gas a adjudicar para el periodo citado. Hidrocantábrico Energía, S.A.U. obtuvo el 10% del volumen de gas natural subastado por la Administración.

El 18 de febrero de 2002, se publican las Órdenes Ministeriales, de 15 de febrero, ECO/301/2002, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, ECO/302/2002, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores y ECO/303/2002, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Estas órdenes avanzan en el proceso liberalizador del sector gasista al fijar los parámetros económicos que se habrán de utilizar en la retribución de actividades reguladas así como en los nuevos sistemas de tarifas de venta de gas natural y de cálculo de peajes y cánones de acceso a las infraestructuras de gas que fueron definidos en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con las modificaciones introducidas por el Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, establece en su artículo 96 sobre «Cobro y liquidación de las tarifas, peajes y cánones» que reglamentariamente se establecerá el procedimiento de reparto de los fondos ingresados por los transportistas y distribuidores entre quienes realicen las actividades incluidas en el sistema gasista, atendiendo a la retribución que le corresponda de conformidad con la Ley.

En consecuencia, teniendo en cuenta que se ha efectuado el desarrollo normativo del sistema integrado económico del sector del gas natural, definiendo para las actividades reguladas los ingresos y costes, es necesario proceder a establecer el sistema de liquidaciones de dichas actividades que permita hacer efectiva la integración del sistema. Ello se

produce a través de la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

El 27 de diciembre de 2002 se publica el Real Decreto 1434/2002 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Este Real Decreto tiene por objeto completar el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector del gas natural y comprende tres aspectos básicos. Por un lado se determinan los requisitos básicos para ejercer las distintas actividades (transporte, distribución y comercialización); por otro lado se regulan los aspectos relacionados con el suministro y, por último, se desarrolla todo lo relativo al procedimiento de autorización administrativa de las instalaciones gasistas.

El 17 de enero de 2003, se publican las Órdenes Ministeriales, ECO/30/2003, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista del año 2003. Esta Orden tiene por objeto actualizar los parámetros aplicables al año 2003 del régimen retributivo establecido por la orden ECO 301/2002 para las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y gestión técnica del sistema, así como los coeficientes necesarios para el cálculo de las retribuciones de gestión de compraventa de gas destinado al mercado a tarifas y suministro a tarifas de gas natural.

Junto con esta orden, se publicaron las Órdenes ECO/31/2003, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores en el año 2003 y ECO/32/2003, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas en el año 2003.

El 19 de enero de 2004 se publicaron las Órdenes ECO/31/2003, ECO/32/2003 y ECO/33/2003 por las que se establecen, respectivamente, la retribución de las actividades reguladas del sector gasista del año 2004, los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas en el año 2004 y las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores en el año 2004.

IV.1.3. Importe neto del volumen de negocios

A continuación se incluye el detalle del importe neto del volumen de negocios de Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. en el ejercicio 2003:

	HC,S.A.		HC,S.A. (1)	HCG,S.A.U. (2)	Agregado (3)
	2003	2002	2002	2002	2002
Ventas de energía					
Facturación de energía	499.257		2.312	780.252	782.564
Energía suministrada no facturada	27.332			26.283	26.283
Swap electricidad con HC Energía, S.A.U.	-4.025			-29.860	-29.860
Ventas de energía, otros	3.046			3.570	3.570
Contratos de Cobertura	7.043				0
Asignación por consumo de carbón nacional	6.088			6.011	6.011
Asignación de carácter general	8		5		5
Aportación al déficit del Sistema	9.153				0
Recuperación déficits de ejercicios anteriores	-2.795			-24.687	-24.687
	545.107		2.317	761.569	763.886

La columna Agregado 2002 (3) corresponde a la mera suma aritmética de la nueva HC,S.A (sociedad absorbente), que en el ejercicio 2002, al ser una sociedad holding, no tenía cifra de negocios, y las absorbidas antigua HC,S.A (1) y HCG,S.A.U. (2)

Para el ejercicio 2002, para la compañía matriz Hidroeléctrica del Cantábrico (antes Adygesinval), en virtud del acuerdo de fusión, las operaciones de las sociedades absorbidas efectuadas en 2002 se consideraron realizadas, a efectos contables, por cuenta de la sociedad absorbente y consecuentemente sus resultados son considerados a efectos contables por cuenta de la sociedad absorbente, no existiendo, por tanto, facturación por ventas ni prestación de servicios de la citada compañía, recogiendo su cuenta de resultados una partida de 113.151 miles de euros en concepto de Beneficios atribuidos a la sociedad en la operación de fusión. (Ver cuenta de resultados de la sociedad en el capítulo V).

El detalle del importe neto del volumen de negocios para el Grupo Consolidado Hidroeléctrica del Cantábrico en los años 2003 y 2002 es el siguiente:

<i>importe en miles de €</i>	2003	2002
Ventas		
Ventas de Energía eléctrica	1.276.480	1.203.362
Ventas de Gas	257.191	74.519
Compensaciones y liquidaciones por act. Reguladas	77.957	126.270
Ventas de residuos y otros	7.210	8.106
	1.618.838	1.412.257
Prestación de servicios		
Derechos de Contratación, alquileres y otros	18.326	10.547
Servicios de Transporte y Distribución de Energía	10.986	6.081
Otras Prestaciones de servicios	8.214	7.330
	37.526	23.958
	1.656.364	1.436.215

IV.1.4. Negocios

Beneficio por actividades

La aportación al beneficio neto consolidado de las distintas actividades del Grupo HidroCantábrico en los ejercicios 2003 y 2002 fueron las siguientes:

Beneficio Neto Consolidado	2003	2002
<i>Datos en miles de €</i>		
Generación de electricidad	52.207	61.992
Distribución de electricidad	-13.755	-12.928
Comercialización de electricidad	-6.439	-11.050
Comercialización, transporte y distribución de gas natural	-8.893	4.445
Diversificación y Cartera	7.853	-27.894
Beneficio Neto	30.973	14.565

A continuación se presenta el detalle de las cuenta de pérdidas y ganancias por actividades correspondientes los ejercicios 2003 y 2002:

2003	Miles de Euros											
	Diversificación y Cartera		Electricidad				Gas				Total	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
Ventas y prestación de servicios	159.620	10	543.045	32	413.818	25	392.597	24	147.284	9	1.656.364	100
(+) Ventas imputadas entre actividades	4.107	13	910	3	14.256	46	1.727	6	9.716	32	30.716	100
Otros Ingresos de explotación	9.192	50	1.642	9	7.152	39	815	4	(487)	(2)	18.314	100
(+) Otros ingresos imputados entre actividades	775	8	130	1	1.145	12	7.031	75	353	4	9.434	100
VALOR DE LA PRODUCCIÓN	173.694	10	545.727	33	436.371	25	402.170	23	156.866	9	1.714.828	100
Consumos	(124.926)	12	(245.766)	24	(314.249)	30	(279.080)	27	(73.244)	7	(1.037.265)	100
(-) Compras imputadas entre actividades	(1.432)	15	(938)	9	(1.195)	11	(6.065)	57	(942)	9	(10.572)	100
Gastos externos y de explotación	(14.059)	8	(37.615)	21	(25.661)	14	(88.489)	49	(12.986)	7	(178.810)	100
(-) Otros gastos imputados entre actividades	(819)	3	(12)	0	(4.716)	16	(21.612)	73	(2.420)	8	(29.579)	100
VALOR AÑADIDO DE LA EMPRESA	32.458	7	261.396	56	90.551	20	6.924	2	67.273	15	458.602	100
(-) Otros gastos	(1.118)	15	(1.031)	14	(3.560)	49	(1.347)	18	(282)	4	(7.338)	100
(+) Otros ingresos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Gastos de personal	(6.062)	7	(36.349)	40	(30.680)	34	(6.576)	7	(10.568)	12	(90.235)	100
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	25.278	7	224.016	61	56.312	16	(999)	0	56.422	16	361.029	100
(-) Dotación a la amortización del inmovilizado	(14.116)	7	(100.968)	48	(56.536)	27	(6.354)	3	(31.538)	15	(209.512)	100
(-) Insolvencias de créditos y variación de provisiones	(737)	27	0	0	(1.124)	42	(791)	29	(48)	2	(2.700)	100
RESULTADO NETO DE EXPLOTACIÓN	10.425	7	123.048	82	(1.348)	(1)	(8.144)	(5)	24.836	17	148.817	100
(+) Ingresos financieros	12.005	73	346	2	76	0	1.457	9	2.501	16	16.385	100
(-) Gastos financieros	(24.467)	23	(37.546)	36	(23.089)	22	(3.354)	3	(16.465)	16	(104.921)	100
(-) Dotaciones para amortizaciones y provisiones financieras	(4.380)	41	0	0	0	0	(29)	0	(6.284)	59	(10.693)	100
RESULTADO DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	(6.417)	(13)	85.848	173	(24.361)	(49)	(10.070)	(20)	4.588	9	49.588	100
(+) Beneficios procedentes del inmovilizado e ingresos extraordinarios	1.016	6	9.648	55	5.189	29	228	1	1.592	9	17.673	100
(-) Pérdidas procedentes del inmovilizado y gastos extraordinarios	(165)	1	(14.628)	85	(1.990)	11	(64)	0	(548)	3	(17.395)	100
(-) Variación de las provisiones del inmovilizado	1.337	97	0	0	0	0	0	0	48	3	1.385	100
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	(4.229)	(8)	80.868	157	(21.162)	(41)	(9.906)	(19)	5.680	11	51.251	100
(-) Impuesto sobre Sociedades	12.178	(168)	(28.304)	391	7.407	(102)	3.467	(48)	(1.988)	27	(7.240)	100
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS	7.949	18	52.564	120	(13.755)	(31)	(6.439)	(15)	3.692	8	44.011	100
Resultado atribuido a socios externos	(96)	1	(357)	3	0	0	0	0	(12.585)	96	(13.038)	100
RESULTADO ATRIBUIDO A SOCIEDAD DOMINANTE	7.853	25	52.207	169	(13.755)	(44)	(6.439)	(21)	(8.893)	(29)	30.973	100

2002	Miles de Euros											
	Electricidad						Gas		Total			
	Diversificación y Cartera		Producción		Distribución		Comercialización		Distribución, Transporte y Comercialización		Total	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
Ventas y prestación de servicios	66.066	5%	597.996	42%	478.112	33%	241.338	17%	52.703	3%	1.436.215	100%
(+) Ventas imputadas entre actividades	-	-	134	1%	9.946	73%	513	4%	2.908	22%	13.501	100%
Otros Ingresos de explotación	10.295	40%	4.238	16%	9.351	37%	564	2%	1.420	5%	25.868	100%
(+) Otros ingresos imputados entre actividades	150	2%	69	1%	109	2%	5.606	91%	277	4%	6.211	100%
VALOR DE LA PRODUCCIÓN	76.511	5%	602.437	41%	497.518	33%	248.021	17%	57.308	4%	1.481.795	100%
Consumos	(41.422)	5%	(264.236)	30%	(385.948)	43%	(174.015)	20%	(22.107)	2%	(887.728)	100%
(-) Compras imputadas entre actividades	-	-	(2)	-	(123)	5%	(2.614)	95%	-	-	(2.739)	100%
Gastos externos y de explotación	(21.890)	15%	(21.289)	14%	(33.230)	22%	(66.671)	46%	(4.728)	3%	(147.808)	100%
(-) Otros gastos imputados entre actividades	(308)	2%	(57)	-	(4.526)	27%	(10.479)	61%	(1.603)	10%	(16.973)	100%
VALOR AÑADIDO DE LA EMPRESA	12.891	3%	316.853	74%	73.691	17%	(5.758)	(1%)	28.870	7%	426.547	100%
(-) Otros gastos	(692)	5%	(10.674)	83%	(563)	4%	(882)	7%	(125)	1%	(12.936)	100%
(+) Otros ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Gastos de personal	(5.974)	8%	(33.358)	44%	(28.061)	36%	(5.531)	7%	(4.027)	5%	(76.951)	100%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	6.225	2%	272.821	81%	45.067	13%	(12.171)	(4%)	24.718	8%	336.660	100%
(-) Dotación a la amortización del inmovilizado	(9.810)	6%	(113.039)	64%	(38.133)	22%	(2.454)	2%	(11.549)	6%	(174.985)	100%
(-) Insolvencias de créditos y variación de provisiones	(4.745)	77%	-	-	(347)	6%	(380)	6%	(698)	11%	(6.170)	100%
RESULTADO NETO DE EXPLOTACIÓN	(8.330)	(1%)	159.782	93%	6.587	8%	(15.005)	(7%)	12.471	7%	155.505	100%
(+) Ingresos financieros	13.018	88%	488	3%	737	5%	306	2%	328	2%	14.877	100%
(-) Gastos financieros	(27.016)	28%	(48.799)	50%	(16.136)	17%	(1.033)	19%	(4.095)	4%	(97.079)	100%
(-) Dotaciones para amortizaciones y provisiones financieras	(7.509)	46%	(6.238)	38%	(1.962)	13%	(110)	-	(457)	3%	(16.276)	100%
RESULTADO DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	(29.837)	(52%)	105.233	185%	(10.774)	(19%)	(15.842)	(28%)	8.247	14%	57.027	100%
(+) Beneficios procedentes del inmovilizado e ingresos extraordinarios	1.092	17%	2.115	32%	2.409	36%	113	2%	834	13%	6.563	100%
(-) Pérdidas procedentes del inmovilizado y gastos extraordinarios	(13.725)	35%	(11.976)	29%	(11.524)	28%	(1.271)	3%	(2.242)	5%	(40.738)	100%
(-) Variación de las provisiones del inmovilizado	(166)	100%	-	-	-	-	-	-	-	-	(166)	100%
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	(42.636)	(188%)	95.372	420%	(19.889)	(88%)	(17.000)	(75%)	6.839	31%	22.686	100%
(-) Impuesto sobre Sociedades	12.608	(123%)	(33.380)	326%	6.961	(68%)	5.950	(58%)	(2.394)	23%	(10.255)	100%
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS	(30.028)	(242%)	61.992	499%	(12.928)	(104%)	(11.050)	(89%)	4.445	36%	12.431	100%
Resultado atribuido a socios externos	2.134	100%	-	-	-	-	-	-	-	-	2.134	100%
RESULTADO ATRIBUIDO A SDAD. DOMINANTE	(27.894)	(192%)	61.992	427%	(12.928)	(89%)	(11.050)	(76%)	4.445	30%	14.565	100%

Actividades

Generación Eléctrica

Desde la entrada en vigor de la ley de sector eléctrico en el año 1997, el negocio de generación ha pasado a ser una actividad de libre mercado, de modo que la entrada en funcionamiento de los grupos viene determinada por la competitividad entre las ofertas presentadas en un mercado mayorista o pool de generadores.

El 1 de Enero del año 2000 Hidroeléctrica del Cantábrico aportó sus activos de generación a la sociedad HidroCantábrico Generación S.A.U., cumpliendo con lo establecido por la ley para la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas.

El 12 de diciembre de diciembre de 2002, las Juntas Generales de Accionistas de HidroCantábrico Generación, S.A.U., la antigua Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. y Adygesinval, S.A., aprobaron la fusión de las tres sociedades, mediante la absorción de HidroCantábrico Generación, S.A.U. por Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. y de esta Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. por Adygesinval, S.A., con el cambio de denominación de esta última por el de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., con la consiguiente disolución sin liquidación de las dos primeras. Este acuerdo de Fusión fue elevado a escritura pública el 31 de diciembre de 2002 y presentado en el Registro Mercantil de Asturias el 2 de Enero de 2003 e inscrito definitivamente en dicho Registro el 31 de Enero de 2003.

Según lo que se establecía en el proyecto de fusión, la fecha a partir de la cual las operaciones de las sociedades se extinguen habrán de considerarse realizadas a efectos contables por cuenta de la sociedad absorbente, será la del 1 de enero de 2002.

La producción eléctrica del año 2003 se ha caracterizado por la elevada disponibilidad, eficiencia y producción del parque generador, a pesar de haber estado condicionada por un entorno de alta hidraulicidad que impuso un menor funcionamiento del parque térmico y unos precios del pool muy bajos.

La capacidad generadora instalada en funcionamiento durante el año 2003 ha sido de 2.594 MW, lo que supone el 5,5% de la capacidad instalada peninsular. En la página 20 del presente capítulo se detalla la capacidad instalada por centrales de producción.

Potencia Instalada (MW)	Sistema	HidroCantábrico	%
Hidroeléctrica	16.657	432	2,6%
Nuclear	7.816	165	2,1%
Carbón	11.565	1.604	13,9%
Fuel oil	3.498		
Gas Natural	7.826	393	5,0%
TOTAL	47.362	2.594	5,5%

Generación (GWh)	Sistema	HidroCantábrico	%
Hidroeléctrica	38.824	875	2,25%
Nuclear	61.835	1.343	2,17%
Carbón	72.357	11.072	15,30%
Fuel oil	4.335		
Gas Natural	18.708	1.602	8,57%
PRODUCCIÓN BRUTA	196.059	14.892	7,60%
Autoconsumo en generación	8.051	738	9,17%
PRODUCCIÓN NETA	188.008	14.154	7,53%
Consumos en bombeo	4.681	126	2,69%
ENERGÍA NETA ENTREGADA	183.327	14.028	7,65%

La actividad de generación en el ejercicio ha estado condicionada por el entorno de elevada hidráulica que ha provocado una reducción cercana al 20% en los precios medios del "pool". Pese a ello la elevada eficiencia del equipo generador y la contribución de la central de ciclo combinado de Castejón (Navarra), que ha cumplido satisfactoriamente su primer año completo de explotación, permitieron que HidroCantábrico volviera a fijar un nuevo máximo histórico de producción en el ejercicio 2003.

- La producción eléctrica bruta ascendió a 14.892 GWh, la máxima histórica de la Sociedad, a lo que contribuyó la central de ciclo combinado de Castejón (Navarra) que ha cumplido, como se ha dicho, su primer año completo de explotación.
- La producción hidráulica experimentó un aumento del 11,8% respecto al año anterior, llegando a 875 GWh. Descontando el efecto del bombeo, la generación hidráulica con aportaciones naturales ascendió a 749 GWh, un 5,4% superior a la media histórica.

- Debido a la elevada hidraulicidad y a los bajos precios del pool, la producción térmica de carbón y gas siderúrgico se redujo un 5%, ascendiendo a 11.072 GWh, pese a ello esta producción es la tercera mayor en la serie histórica de la sociedad.
- La producción nuclear alcanzó los 1.343 GWh, lo que supuso un aumento del 3,8% siendo la segunda mayor producción histórica de la sociedad.
- La central de ciclo combinado de Castejón (Navarra) con una producción de 1.602 GWh ha cubierto satisfactoriamente en 2003 su primer año completo de explotación.

Un año más se debe destacar el excelente funcionamiento de los grupos de carbón, con una disponibilidad media del 97,7%, muy superior a la del parque generador con carbón del Sistema Nacional (89%). El factor medio de utilización de los grupos térmicos de carbón alcanzó el 80,3%, superior al 71,4% alcanzado de media por los grupos cuyo combustible principal es el carbón, nacional o de importación.

Generación (GWh)	2.003	2.002	2001	2000	2003/2002%
Hidroeléctrica	875	782	883	839	11,9%
Nuclear	1.343	1.295	1306	1354	3,7%
Térmica Clásica	11.072	11.656	10429	11819	-5,0%
Gas Natural	1.602	544	--	--	194,6%
PRODUCCIÓN BRUTA	14.892	14.277	12.618	14.012	4,3%
Autoconsumos en Generación	-738	-775	-693	-730	-4,8%
PRODUCCIÓN NETA	14.154	13.502	11.925	13.282	4,8%
Consumos Bombeo	-126	-131	-140	-142	-3,8%
ENERGÍA NETA ENTREGADA	14.028	13.371	11.785	13.140	4,9%

El 78% del total de carbón consumido por los grupos térmicos ha sido carbón de importación. Esto ha permitido una mayor eficiencia energética y la reducción de emisiones contaminantes, debido al menor contenido en azufre de este combustible. El cuadro siguiente muestra la estructura de la generación térmica por tipo de combustible consumido por HidroCantábrico.

Combustible	%
Carbón Nacional	17,6%
Carbón Importado	62,0%
Gas Siderurgico	10,3%
Gas Natural	9,3%
Fuel - Gasoil	0,7%
	100,0%

En el mercado eléctrico, al igual que el año anterior, ha existido una correlación entre el precio del mercado y la evolución de las variables que deben afectar al mismo. La hidraulicidad registrada fue superior a la media histórica, siendo alta durante el primer y el último cuatrimestre del año, especialmente enero, abril (precio mínimo anual) y diciembre. El ejercicio se inició con los bajos precios de diciembre de 2002 en el mercado mayorista de generación debidos a la alta hidraulicidad. Posteriormente los precios se fueron recuperando hasta alcanzar el máximo anual en agosto, para retomar de nuevo una evolución a la baja que llegó hasta diciembre.

En este entorno, el comportamiento de los medios de generación de HidroCantábrico ha ido paralelo al precio y a la demanda del sistema peninsular, con un uso intensivo de los mismos. Los porcentajes sobre la generación neta nacional han variado desde el 8,91% en otoño, con un precio medio superior a 39 €/MWh, hasta el 6,06% de enero, en que se alcanzó un precio medio de 28,34 €/MWh.

Durante 2003 se llevaron a cabo las paradas programadas de revisión general de las centrales de Aboño 1, Soto 2 y de recarga y revisión general de Trillo y se realizaron diversas actuaciones en el parque generador destinadas a mejoras medioambientales, a modernización de equipos y sistemas y a racionalización de la gestión mediante la integración y unificación de funciones y procesos técnicos, administrativos y de compras.

El detalle de capacidad de generación y producción de las distintas centrales en el ejercicio 2003 se detalla en la siguiente tabla:

CENTRALES	POTENCIA INSTALADA (MW)	PRODUCCIÓN BRUTA (GWh)		
		2003	2002	2003/02 %
HIDRÁULICA				
MALVA	9,1	41	41	-1,2%
RIERA	7,8	32	32	1,0%
PRIAÑES	18,5	47	52	-8,7%
SALIME (50%)	79,0	170	109	56,4%
MIRANDA	73,2	205	193	6,4%
PROAZA	50,3	73	67	8,4%
TANES	125,5	158	162	-2,4%
LA FLORIDA	7,6	29	30	-2,6%
LA BARCA	55,7	105	84	25,5%
Otras	5,2	15	14	5,7%
TOTAL HIDRÁULICA	432,0	875	783	11,8%
TÉRMICA CONVENCIONAL				
ABOÑO 1	365,5	2.429	2.875	-15,5%
ABOÑO 2	556,2	4.498	3.946	14,0%
SOTO 1	67,6	207	372	-44,3%
SOTO 2	254,0	1.529	1.803	-15,2%
SOTO 3	361,1	2.409	2.660	-9,5%
TOTAL TÉRMICA CONVENCIONAL	1.604,4	11.072	11.656	-5,0%
CICLO COMBINADO				
Castejón	392,6	1.602	544	194,4%
TOTAL GAS NATURAL	392,6	1.602	544	194,4%
NUCLEAR				
TRILLO (15.5%)	165,5	1.343	1.295	3,8%
TOTAL NUCLEAR	165,5	1.343	1.295	3,8%
TOTAL TÉRMICA	2.162,4	14.018	13.495	3,9%
PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL	2.594,4	14.892	14.278	4,3%

Todas las centrales están ubicadas en la Comunidad Autónoma de Asturias a excepción de la Central de Ciclo Combinado De Castejón (Navarra) y la participada Central Nuclear de Trillo (Castilla la Mancha).

Redes

La unidad de negocio de Redes agrupa las actividades reguladas de distribución de energía, tanto de energía eléctrica como de gas natural, que según la configuración de estos sectores, se mantienen como actividades reguladas destinadas al mantenimiento y operación de la red en las condiciones óptimas para el suministro de energía a consumidores finales.

Distribución Eléctrica

HidroCantábrico Distribución Eléctrica S.A.U., es, desde su constitución el 1 de Enero de 2000, la sociedad del Grupo que desarrolla esta actividad regulada.

La energía circulada en el ejercicio a través de la red tradicional de HidroCantábrico fue de 8.659 GWh, un 3,39% más que en el año anterior, de los cuáles 7.414 GWh han sido suministrados a consumidores a tarifa, mientras que los 1.245 GWh restantes corresponden a clientes cualificados.

ENERGÍA SUMINISTRADA (GWh)	2003	2002	+%
Baja Tensión	2.148	2.032	5,7%
Media Tensión	991	831	19,3%
Alta Tensión	5.520	5.512	0,2%
TOTAL	8.659	8.375	3,4%

El número total de suministros conectados a la red tradicional de HidroCantábrico aumentó un 2,2%, situándose en 561.208 al final del año 2003, de los cuales 1.468 habían ejercido la condición de cualificados.

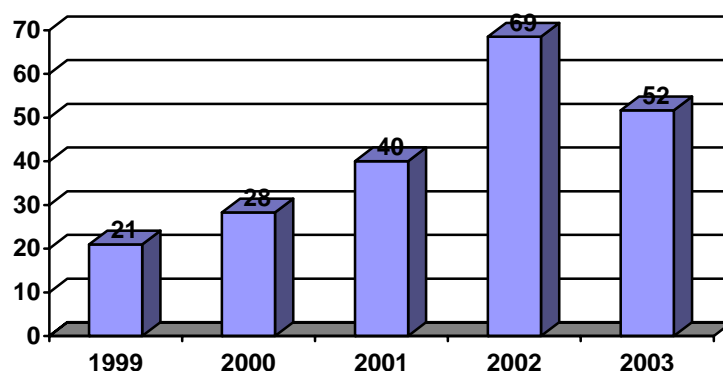
Distribución de Electricidad	2003	2002	%
Cientes			
Tarifa Integral	559.740	548.566	2,0%
Tarifa de Acceso	1.468	525	179,6%
Cientes Electricidad	561.208	549.091	2,2%
GWh			
Tarifa Integral	7.414	7.302	1,5%
Tarifa de Acceso	1.245	1.073	16,0%
Electricidad Distribuida GWh	8.659	8.375	3,4%

Durante los últimos años, destaca el esfuerzo inversor, reflejado en el cuadro adjunto, realizado por la Compañía no sólo para ampliar y mejorar la infraestructura de su red y la garantía de continuidad del suministro, sino también para extender la actividad del Grupo HidroCantábrico fuera de sus fronteras tradicionales, lo que le ha permitido acceder a mercados

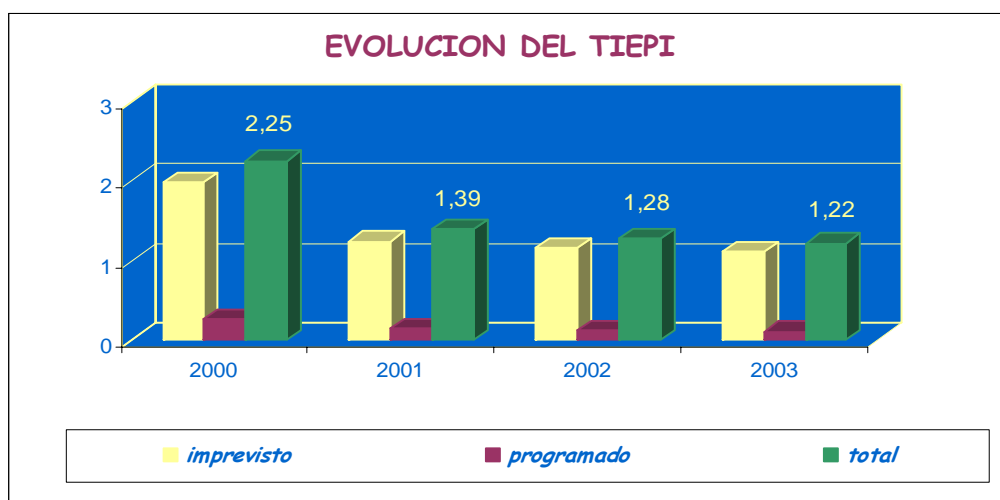
en fuerte crecimiento, compuestos tanto por polígonos industriales y clientes cualificados como por polígonos residenciales, donde no existía infraestructura redundante de los distribuidores de la zona. En este ámbito, destacan las inversiones en las Comunidades de Madrid, Valencia y Alicante, que desde el año 2000 han supuesto un total de 43 millones de euros.

Evolución de las Inversiones

(millones €)



Además, la preocupación de la Sociedad por mejorar cada día la calidad de sus servicios, le ha llevado a incorporar las más modernas tecnologías informáticas en el control y telemando de la red (a finales de 2003 ya se habían telemandado 429 puntos de nuestra red), en la detección y reparación de incidencias, y en general en cuantos aspectos contribuyen a dar una mayor garantía y calidad al suministro y una atención más directa y personalizada hacia los clientes. Como resultado de esta política, HidroCantábrico Distribución ocupa el primer puesto entre las empresas del sector eléctrico en cuanto a calidad de suministro medida a través del TIEPI (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada), habiendo renovado además en 2003 el certificado de calidad de AENOR según la norma UNE/EN/ISO 9001. El alcance de la certificación comprende proyecto, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica, y afecta a todos los centros de trabajo de HidroCantábrico Distribución.



Detalle de Instalaciones de Distribución Eléctrica

Líneas

	2003	2002
Red de Transporte	Aéreo	Aéreo
Líneas de 380 kV (km.)	1	37
Líneas de 220 kV (km.)	143	143
Total Red de Transporte (km.)	144	180

La red de transporte de HidroCantábrico representa el 0,3% de la red peninsular, porcentaje que se elevaría al 1,2% si se considerara solo el resto de grupos eléctricos integrados (Endesa, U. FENOSA e Iberdrola), excluyendo los Km. de red propiedad de REE, operador exclusivo de la red central de transporte de electricidad.

Red de Distribución	2003		2002	
	Aéreo	Subterráneo	Aéreo	Subterráneo
Líneas AT (Km.)	1.211	7	1.162	7
Líneas MT (km.)	4.492	785	4.570	689
Líneas BT (km.)	11.089	1.428	10.769	1.256
Total Red de Distribución (km.)	16.792	2.220	16.501	1.952

Los km. de red aérea de distribución de HidroCantábrico representan un 3,7% de la red del Sistema Peninsular, mientras que los Km. de red subterránea suponen el 4,6% de la red del Sistema Peninsular.

Subestaciones

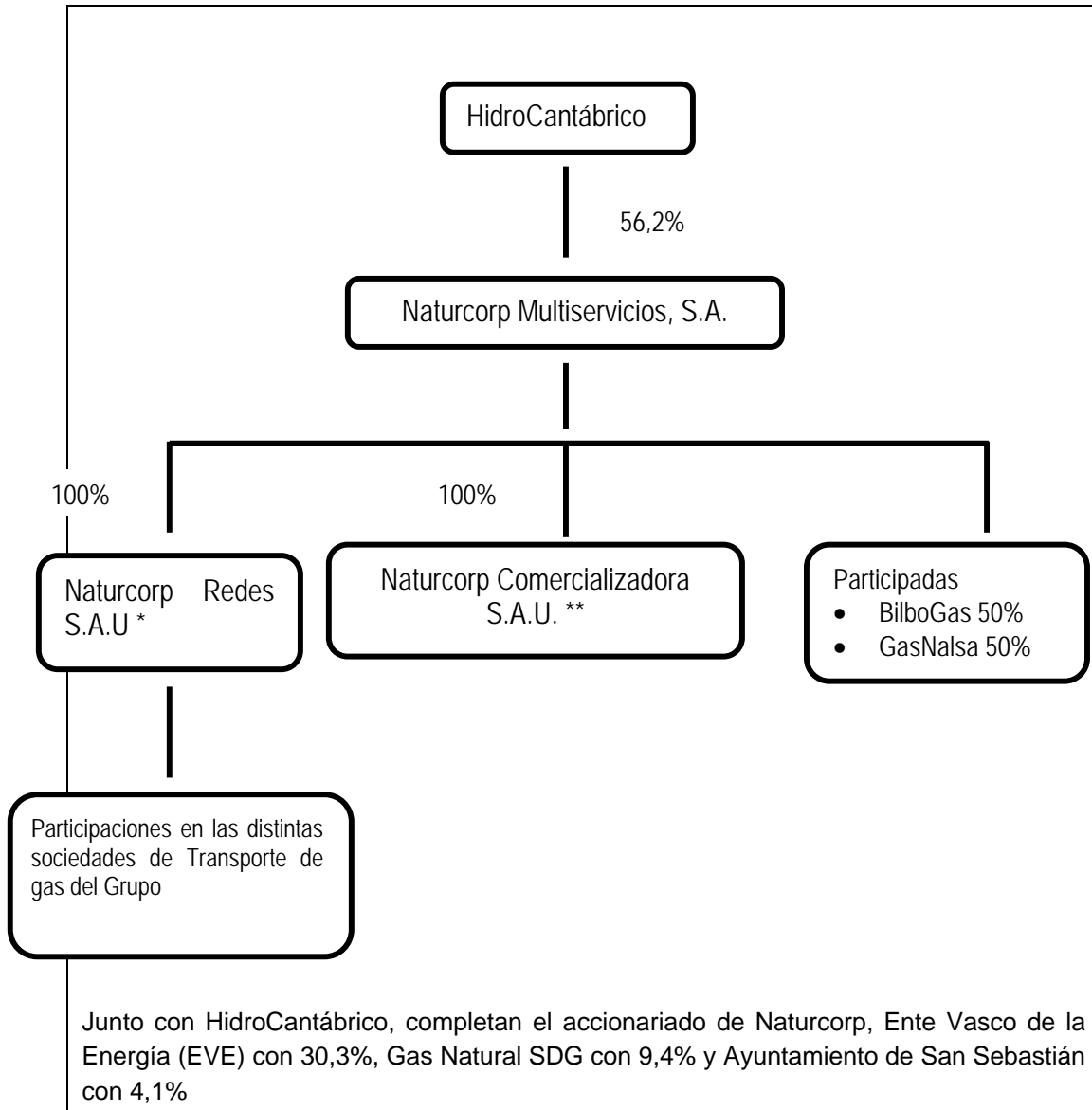
Instalaciones de Distribución	2003	2002
Subestaciones	27	26
Centros de Transformación	5.467	5.380

Todas las subestaciones y centros de transformación están localizadas en la Comunidad Autónoma de Asturias a excepción de las de Quart de Poblet y Elche (Comunidad Valenciana) y Pinto (Comunidad Autónoma de Madrid).

Distribución de Gas Natural

La toma de control de Naturcorp y la posterior integración en la misma de todos los activos gasistas, incluidos los de Gas de Asturias y Gas Figueres, han supuesto un paso decisivo en la consecución de los objetivos estratégicos que se había marcado el Grupo HidroCantábrico de potenciar la actividad gasista, reordenar su estructura, centralizar su gestión y de configurar un grupo energético con más peso y mayor equilibrio dentro del panorama nacional. Como se ha dicho, la adquisición de Naturcorp fue seguida de un proceso de integración inicial de todos los activos gasistas. La separación posterior de los negocios entre regulados y no regulados (liberalizados) y la reordenación societaria del Grupo ha quedado básicamente configurada como sigue:

Estructura Societaria Grupo Naturcorp



* Posee, opera y gestiona todos los activos de transporte y distribución (negocio regulado)

** Posee los activos y gestiona la actividad liberalizada de comercialización

Con la citada incorporación de Naturcorp, el Grupo HidroCantábrico ha experimentado un crecimiento significativo en el negocio regulado de gas natural. Las ventas en el mercado a tarifa, considerando la totalidad de las ventas de Naturcorp, ascendieron a 21.723 GWh durante 2003 en comparación con los 1.755 facturados en el ejercicio anterior, y el número de clientes se ha elevado hasta los 530.509 desde los 146.038 que tenía Gas de Asturias al cierre del ejercicio 2002.

Distribución de Gas Natural	2003	2002
Clientes		
Tarifa Integral	527.895	146.026
Tarifa de Acceso	2.614	12
Clientes Gas	530.509	146.038
GWh		
Tarifa Integral	12.970	1.389
Tarifa de Acceso	8.753	366
Gas Distribuido GWh	21.723	1.755

El Grupo Naturcorp tenía al cierre del ejercicio 2003 un total de 3.950 Km. de redes de distribución y distribuía gas natural en 148 municipios, pertenecientes a las comunidades autónomas de Asturias y País Vasco.

Naturcorp ha renovado en el ejercicio 2003 el certificado del Sistema de Calidad, basado en la norma ISO 9001:2000 y, dentro de su compromiso de protección del medio ambiente, ha desarrollado e implantado un Sistema de Gestión Medioambiental (SGMA) basado en la norma ISO 14001.

Régimen Especial

Bajo esta denominación se agrupan las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, las cuales tienen un entorno regulatorio diferente, a fin de favorecer la mejora de eficiencia energética y protección del medio ambiente.

La actividad de cogeneración consiste en la producción de energía eléctrica, ligada a otro proceso productivo para abastecerse de energía y que vende al Sistema el excedente de energía producida. En cuanto a la actividad de residuos y biomasa incluye la producción de energía eléctrica utilizando como combustible residuos, principalmente agrícolas forestales y ganaderos, o la producción de energía asociada a un proceso de tratamiento de residuos. Finalmente, la actividad de energías renovables, produce energía eléctrica a través de energías renovables, principalmente eólica, solar y procedente de minicentrales hidráulicas.

Para la realización de las actividades enmarcadas dentro de este área, HidroCantábrico contaba a 31 de diciembre de 2003 con participaciones directas en tres sociedades: Generaciones Especiales, S.A., Sinae Energía y Medio Ambiente, S.A. e Hidráulica Santillana. Con fecha 30 de Junio de 2004 se ha producido la fusión de Genesa y Sinae que han sido

absorbidas por una nueva sociedad que adopta la denominación de Genesa. El accionariado de esta nueva sociedad se compone de HidroCantábrico que controla el 80% y Caja Madrid que controla el 20%, que eran los porcentajes que cada sociedad ostentaba en Sinae.

	Participación	Potencia Instalada MW					
		Cogeneración	Renovables	Residuos y Biomasa	Total 2003	Total 2002	+%
Genesa	100%	14	9	6	29	29	0,0%
Sinae	80%	23	123	36	182	164	11,0%
Santillana	49%	-	39	-	39	39	0,0%
Total		37	171	42	250	232	7,8%

Datos a 31 de diciembre de 2003, anteriores a la fusión Genesa-Sinae

Sinae, S.A.

En el ejercicio 2003, con una producción de 233 GWh, los resultados de Sinae han mejorado sustancialmente respecto al ejercicio anterior, fundamentalmente como consecuencia de las mejoras de gestión implantadas y de la entrada en explotación de varios parques eólicos. Como en ejercicios anteriores, la actividad en el campo de la promoción de energías renovables ha sido intensa, especialmente en el campo de la energía eólica, donde la sociedad está ultimando la promoción de más de 310 MW, que se ejecutarán en los próximos dos años.

A lo largo del ejercicio 2003 han comenzado a funcionar los parques Eólicos de Lagos y Cuesta (en Asturias), y Arlanzón (en Burgos) con unas potencias instaladas de 39 MW, 8 MW y 34 MW respectivamente, y se han iniciado las obras del Parque Eólico de Albacete, con una potencia instalada prevista de 124 MW, cuya entrada en explotación está programada para finales del 2004. En el primer trimestre de 2004 entró en explotación el Parque Eólico de Acebo de 18 MW, en Asturias.

Por otra parte, con la fusión con Genesa, ya en el ejercicio 2004, se ha concluido la reestructuración accionarial, organizativa, financiera e industrial de la actividad de energías renovables que garantiza su desarrollo sostenido y estable, orientado a la promoción, operación y explotación de energías renovables, preferentemente eólica.

Generaciones Especiales, S.A.

Al cierre del ejercicio 2003, GENESA continuaba participando en 6 proyectos con una potencia instalada conjunta en cogeneración y renovables de 29,2 MW y una producción en el año 2003 de 138 GWh.

(Se excluyen de estos datos los referentes a SINAIE, participada en un 14,29% desde marzo de 2003)

En lo que a nuevos proyectos se refiere GENESA, continúa desarrollando y consolidando sus actividades, centradas en el campo de las energías renovables y gases residuales. Actualmente la sociedad trabaja en dos proyectos:

- SIDERGAS. La construcción de esta planta de generación eléctrica y térmica, que utilizará como combustible principal gas siderúrgico, comenzó en Mayo de 2003, en terrenos de ACERALIA. Su puesta en marcha está prevista para el año 2005, lo que aumentará la potencia instalada de GENESA en 19,4 MW (un 66% sobre la actual).
- Y el proyecto de la minicentral de pie de presa de Rioseco, con una potencia instalada de 2,8 MW.

Hidráulica Santillana, S.A.

Los activos de Hidráulica Santillana se componen de una central y seis minicentrales hidráulicas, con una potencia instalada total de 39 MW. En 2003 la producción eléctrica de la sociedad fue de 142 GWh, un 133% más que en 2002.

Telecomunicaciones

Grupo HidroCantábrico continuó en 2003 su política de desarrollo de actividades vinculadas a las nuevas tecnologías y a la sociedad de la información, a través de sus participaciones en la Sociedad Promotora de las Telecomunicaciones en Asturias (TeleCable), del 46% y en Retecal, operadora de castilla y León, del 35%.

Estas operadoras se han convertido, cada una en su demarcación en referente como operador global de telecomunicaciones, habiendo alcanzado el liderazgo en el mercado de la Televisión de pago, ofreciendo la opción de mayor calidad en acceso a internet y disputando el mercado de telefonía fija al operador dominante, con importantes avances de cuota de participación.

Durante el ejercicio 2003 ambas compañías continuaron con un satisfactorio ritmo de crecimiento en captación de clientes y cifra de negocios, lo que les permitió consolidar la generación de resultados operativos (EBITDA) positivos en que habían entrado en 2002 y, en el caso de la Sociedad Promotora de las Telecomunicaciones en Asturias

(TeleCable), la consecución de beneficio después de impuestos positivo a partir de septiembre y en el acumulado del cuarto trimestre del año, circunstancia sin precedentes en el sector de las telecomunicaciones por cable en España.

La siguiente tabla presenta las principales cifras de 2003 comparadas con las del año anterior:

	TELECABLE	RETECAL	TOTAL 2003	TOTAL 2002	+%
Inversión acumulada (miles €)	145.376	286.177	431.553	388.803	11,0%
Cifra de Negocio (miles €)	49.249	49.841	99.090	82.833	19,6%
EBITDA (miles €)	14.077	4.794	18.871	9.609	96,4%
Hogares pasados	241.800	490.900	732.700	718.000	2,0%
Clientes activos totales	88.696	101.286	189.982	162.611	16,8%

IV.1.5. Principales Centros Comerciales, Industriales y de Servicios

Las oficinas centrales y domicilio social está situado en Oviedo, Plaza de la Gesta, 2, CP 33007. También tiene oficinas administrativas en Madrid, Calle Serrano Galvache, 56, CP. 28033.

Las líneas de actividad del Grupo HidroCantábrico son la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas natural.

El ámbito de su actuación territorial, en materia de producción y distribución eléctrica se circunscribe al Principado de Asturias, donde suministra aproximadamente el 90% de la energía eléctrica consumida. Asimismo, sus centros de Producción, con excepción de la Central de Ciclo Combinado de Castejón (Navarra), la participación en la Comunidad de Bienes de la Central Nuclear de Trillo, Hidráulica Santillana, S.A. y Elcogás, S.A., están situados en Asturias.

Por su parte la actividad de distribución de Gas Natural se circunscribe esencialmente al Principado de Asturias y al País Vasco.

En cuanto a la actividades de Comercialización de electricidad y gas a clientes elegibles, se presta servicio en todo el territorio nacional, contando con delegaciones en Galicia, Asturias, Aragón, Cataluña, Levante, Andalucía y Madrid.

Las instalaciones productivas en servicio a 31 de Diciembre de 2003 están detalladas en el cuadro de la actividad de generación, en el apartado IV.1.4. del presente folleto. Todas ellas localizadas en el

Principado de Asturias con la excepción de la Central de Ciclo Combinado de Castejón (Navarra) y de la Central Nuclear de Trillo, en la que HidroCantábrico posee una participación del 15%, que está situada en la provincia de Guadalajara en la Comunidad autónoma de Castilla la Mancha.

IV.I.6. Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. no desarrolla ninguna actividad dentro del campo de la minería.

IV.I.7. La actividad económica de HidroCantábrico, S.A. en el ejercicio 2003 ha tendido lugar dentro de un entorno sectorial caracterizado por:

- Actividad Eléctrica

La regulación de la actividad eléctrica ha quedado descrita en el apartado IV.I.1. del presente folleto.

En cuanto al entorno en el que se ha desarrollado la actividad eléctrica, los datos más significativos del Sistema Eléctrico Nacional, en el que desarrolla su actividad HidroCantábrico, durante el ejercicio 2003 han sido los siguientes:

- La demanda de energía eléctrica creció un 6% hasta alcanzar los 223.891 GWh. Asimismo la producción bruta del conjunto de los generadores del régimen ordinario del Sistema Nacional Peninsular se situó en 196.058 GWh con un aumento del 5,3% respecto al año anterior.
Durante 2003, la cuota de producción de HidroCantábrico alcanzó 7,6%.
- El año tuvo un carácter húmedo, la producción hidráulica ascendió a 38.824 GWh con un aumento del 72,4% sobre la del año 2002. Esta cifra de producción hidráulica incluye 4.681 GWh procedentes de la turbinación del bombeo. Al finalizar el año 2003, las reservas de agua embalsada estaban al 56% de su capacidad.
- La producción térmica del sistema se repartió entre los 61.835 GWh de producción nuclear, con un descenso del 1,9%, los 72.356 GWh de la producción térmica convencional, con un descenso del 8,2% víctima del contexto de elevada hidraulicidad, al igual que la producción con Fuel que se redujo un 57% hasta 4.335 GWh, por el contrario, la puesta en marcha de nuevas centrales de ciclo combinado han permitido un crecimiento de la producción basada en gas natural del 58,8% hasta 18.708 GWh.

- El saldo de intercambios internacionales fue importador por un importe de 1.270 GWh, también con un importante descenso respecto a 2002.
- Por último hay que destacar la creciente importancia de las aportaciones de generados acogidos al Régimen Especial, que en el año 2003 aumentaron un 12,1% hasta situarse en 39.295 GWh.

Balance de Energía Eléctrica Peninsular GWh

<i>Concepto</i>	2003	2002	% Variac.
Hidráulica	38.824	22.520	72,40%
Nuclear	61.835	63.033	-1,90%
Carbón	72.356	78.790	-8,20%
Gas Natural	18.708	11.781	58,80%
Fuel Oil	4.335	10.012	-56,70%
Producción Bruta	196.058	186.134	5,30%
Consumos producción	-8.051	-8.343	-3,50%
Producción Neta	188.007	177.791	5,70%
Energía adquirida a autoprodutores	39.295	35.054	12,10%
Producción Total Neta	227.302	212.845	6,80%
Consumos en bombeo	-4.681	-6.955	-32,70%
Saldo internacional	1.270	5.336	-76,20%
Demanda	223.891	211.226	6,00%

En cuanto a la potencia instalada en el Sistema Eléctrico Nacional Peninsular, la distribución por tipo de combustible ha sido la siguiente:

Potencia Instalada en el Sistema Peninsular

<i>Datos en MW</i>	2003	%
Hidráulica	16.657	27%
Nuclear	7.876	13%
Carbón	11.565	19%
Fuel	6.930	11%
Gas	4.394	7%
		0%
Total Régimen Ordinario	47.422	77%
Total Régimen Especial	13.801	23%
Total Potencia Instalada	61.223	100%

En la variación de la capacidad instalada destaca la incorporación de 1.600 MW en ciclos combinados a gas natural en contraste con la baja de 564 MW en centrales de Fuel. También ha aumentado la capacidad de productores del Régimen Especial en 1.138 MW, en un 75% correspondientes a energía eólica.

- Actividad Gasista

La regulación de la actividad de gas ha quedado descrita en el apartado IV.1.2. del presente folleto.

En el ejercicio 2003 las ventas de Gas Natural en España ascendieron a 275.416 GWh, con un aumento del 13,3% respecto al ejercicio anterior. En cuanto a la composición de las ventas en función del mercado, 47.300 GWh se destinaron al mercado doméstico-comercial, 181.984 GWh al mercado industrial, 40.045 GWh a centrales eléctricas y 6.086 GWh a usos no energéticos.

Durante el año 2003 se ha ampliado el suministro en 45 municipios hasta un total de 1.106 municipios. La red en servicio aumentó en un 8,7% alcanzando 48.148 Km.

IV.2. Circunstancias condicionantes del emisor

IV.2.1. Dependencia respecto a patentes y marcas

Hidroeléctrica del Cantábrico no tiene dependencias respecto a patentes y marcas que revistan una importancia fundamental para su actividad o rentabilidad.

IV.2.2 Litígios

No se tiene conocimiento, ni en el momento actual ni en pasado reciente, de la existencia de ningún litigio que tenga una incidencia importante sobre la situación financiera del emisor y su grupo.

IV.2.3 Interrupción de las actividades

No ha habido ninguna interrupción en las actividades normales del emisor que haya tenido o pueda tener una incidencia importante sobre su situación financiera.

IV.2.4 Dependencia de concesiones administrativas

En cuanto a la dependencia de las actividades del Grupo HidroCantábrico de concesiones administrativas, Las principales concesiones administrativas de HC se concentran en las áreas de Generación (para el negocio eléctrico), y en el negocio de televisión por cable, telefonía y

servicios de Internet (Telecable). A continuación se explican las mismas para cada una de estas áreas:

- Generación

Las centrales hidroeléctricas de HC, como el resto de los activos hidroeléctricos del país, se encuentran sujetas al régimen de concesión administrativa. Las concesiones vencen entre los años 2030 y 2070.

Todas las centrales hidroeléctricas se encuentran en buen estado de uso y conservación, por lo que no se prevén inversiones significativas para el momento de su reversión.

Igualmente se cumplen los requisitos de caudales ecológicos y exigencias medioambientales sin afectar significativamente a la explotación normal de las unidades.

En la generación térmica se tienen las concesiones de agua de refrigeración con validez para el resto de la vida útil estimada de las instalaciones (más allá del 2025).

- Telecable y Retecal

Las Sociedades obtuvieron las concesiones para el desarrollo de sus actividades en 1998. Con posterioridad y en cumplimiento de lo establecido de la nueva Ley de Telecomunicaciones, las Sociedades iniciaron los trámites con el Ministerio de Ciencia y Tecnología para la transformación de las concesiones afectadas por la Ley (inicialmente telefonía y transmisión de datos) al régimen de licencias (autorizaciones administrativas) con lo cual, en el pasado ejercicio, dejaron de ser operadores en exclusiva en las zonas donde tenía la concesión siguiendo prestando el servicio en régimen de competencia.

- Gas

En cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos se procedió a la modificación del régimen concesional anteriormente vigente en la distribución de gas y su paso a la modalidad de autorización administrativa.

IV.3. Informaciones laborales

La actividad laboral ha sido normal, sin ningún tipo de incidencia significativa que haya podido afectar al desarrollo normal de la actividad, ni a su situación económica.

Al final del ejercicio la plantilla del Grupo era de 1.572 personas. El aumento registrado en la actividad de Gas corresponde a la adquisición de Naturcorp

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Electricidad	1.262	1.231
Gas	310	72
Total	1.572	1.303

El incremento de la plantilla en el ejercicio 2003 está básicamente relacionado con la incorporación de Naturcorp al Grupo HidroCantábrico.

La plantilla media del Grupo consolidado y de la compañía matriz y su estructura por categorías en los ejercicios 2003 y 2002 se detalla a continuación:

	Grupo Consolidado		HC S.A.	
	2003	2002	2003	2002*
Categoría Profesional				
Directivos	47	21	21	21
Técnicos Superiores	231	164	48	45
Técnicos Medios	429	325	151	153
Administrativos	350	280	98	98
Profesionales de oficio	536	461	224	226
Plantilla Media	1.593	1.251	542	543
Sueldos y Salarios	69.667	59.039	30.484	27.517
Cargas Sociales	20.568	17.912	10.671	11.188
Gastos de Personal	90.235	76.951	41.155	38.705

**Datos agregados de la sociedad absorbente y las absorbidas*

El 26 de febrero de 2004 se firmó el Convenio Colectivo con vigencia hasta 31 de diciembre de 2006.

IV.4. Política de Inversiones

Las inversiones en inmovilizado en el ejercicio 2003 alcanzaron 254.429 miles de euros, con el siguiente detalle por naturaleza: 166.121 miles de euros fueron inversiones materiales; 73.995 miles de euros inversiones financieras, y 14.313 miles de euros correspondieron al inmovilizado inmaterial. Adicionalmente se produjeron adiciones al fondo de comercio de 439.524 miles de euros y variaciones del perímetro de consolidación de 222.642 miles de euros como consecuencia de la adquisición de Naturcorp.

El desglose de las inversiones en inmovilizado por actividades/líneas de negocio, ha sido el siguiente: en el negocio eléctrico se invirtieron 75.177 miles de euros de los que 20.911 miles se destinaron a la actividad de generación 79.020 miles de euros a distribución y 5.246 miles de euros a comercialización. En el negocio de gas, sin incluir la adquisición de Naturcorp, se contabilizaron inversiones por 30.013 miles de euros, y en energías renovables la cifra alcanzó 66.959 miles de euros. Por último, 82.280 miles de euros fueron invertidos por el holding, de los cuales 71.507 miles de euros correspondieron a inmovilizado financiero con el siguiente detalle: aumento de participaciones en sociedades puestas en equivalencia 33.507 miles de euros, Administraciones Públicas 34.870 miles de euros y otros créditos 3.130 miles de euros.

La cifra de inversiones en inmovilizado del ejercicio 2003 supuso un aumento sobre las inversiones en inmovilizado del año 2002 del 13%, motivada por el aumento de las inversiones en inmovilizado financiero que pasaron de 8.929 miles de euros a 73.995 miles de euros y las inversiones en inmovilizado inmaterial que aumentaron un 50%, mientras que las inversiones en inmovilizado material retrocedieron un 21% como consecuencia de la finalización y puesta en marcha en 2002 de la central de ciclo combinado de Castejón.

La obra en curso a 31 de diciembre de 2003 ascendía a 198.696 miles de euros, de los cuales 106.925 miles de euros corresponden instalaciones de generación del régimen especial, 46.169 miles de euros a distribución y transporte de gas natural, 32.218 miles de euros a distribución y transporte de electricidad y 13.384 a anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso.

A 31 de diciembre de 2002, la obra en curso ascendía a 186.045 miles de euros, con el siguiente desglose: producción 118.719 miles de euros, de los cuales 109.430 correspondían a otras centrales alternativas, 42.721 miles de euros a distribución y transporte, y anticipos y otras inmovilizaciones en curso 24.605 miles de euros.

De cara al futuro, el Grupo HidroCantábrico contempla inversiones del orden de 1.800 millones de euros para el período 2004-2008, estando también contempladas desinversiones por importe de unos 125 millones de euros, esencialmente en el área de telecomunicaciones. De las inversiones previstas, del orden del 35% se podrían abordar bajo la modalidad de Project-finance y entre un 15-20% corresponderán a inversiones recurrentes.

CAPÍTULO V

EL PATRIMONIO, LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DEL EMISOR

A la fecha del presente folleto el último ejercicio cerrado es el correspondiente al año 2003, por lo que se adjunta como anexo al folleto las cuentas anuales individuales y consolidadas AUDITADAS correspondientes al citado ejercicio.

V.1. Informaciones contables individuales

V.1.1. Comparación de la Información

Se adjunta como información los Estados financieros individuales auditados de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. correspondientes al ejercicio 2003 y los estados financieros no auditados de la nueva Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (sociedad absorbente, antes denominada Adygesinval) correspondientes al ejercicio 2002. Adicionalmente, se incluyen, a efectos meramente de facilitar una comparación, los Estados Financieros auditados de la antigua Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.⁽¹⁾ y de HidroCantábrico Generación, S.A.U.⁽²⁾ (sociedades absorbidas) auditados correspondientes al ejercicio 2002, así como una agregación de las cuentas de la sociedad absorbente y de las absorbidas del ejercicio 2002.

Las Cuentas Anuales individuales de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. correspondientes al ejercicio 2003 no son homogéneas ni, por tanto, susceptibles de comparación con las del año anterior, porque las de 2002 eran las Cuentas Anuales correspondientes a Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (antigua Adygesinval, S.A.) sociedad de cartera que no tenía obligación legal de auditar sus cuentas, en tanto que las de 2003 incorporan a la actividad de cartera la de generación eléctrica, la de mayor peso del Grupo, como consecuencia de la fusión por absorción de HidroCantábrico Generación por parte de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

V.1.2. Balance de Situación

	HC, S.A.		HC, S.A (1)	HCG, S.A.U. (2)	Agregado (3)
	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2002	31.12.2002	31.12.2002
ACTIVO					
INMOVILIZADO	3.652.323	880.071	1.585.985	710.385	3.176.441
Gastos de establecimiento	160	198			198
Inmovilizaciones inmateriales	840.158	879.873	1.334	84	881.291
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	367	0	115		115
Fondo de comercio	930.297	926.182			926.182
Aplicaciones informáticas	13.713	0	10.954		10.954
Anticipos	183	0			0
Amortizaciones	(104.402)	(46.309)	(9.735)		(56.044)
Inmovilizaciones materiales	1.418.139	0	22.549	618.500	641.049
Terrenos y construcciones	25.012	0	11.116	37	11.153
Instalaciones técnicas de energía eléctrica y maquinaria	2.499.723	0	44.906	1.533.509	1.578.415
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	7.168	0	6.868	4.804	11.672
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	12.558	0	205	6.754	6.959
Otro inmovilizado	4.924	0			0
Amortizaciones	(1.131.246)	0	(40.546)	(926.604)	(967.150)
Inmovilizaciones financieras	1.393.866	0	1.562.102	91.801	1.653.903
Participaciones en empresas del grupo	819.612	0	608.358		608.358
Créditos a empresas del grupo	482.163	0	894.495		894.495
Participaciones en empresas asociadas	140.272	0	82.699	89.611	172.310
Cartera de valores a largo plazo	6.429	0	6.160		6.160
Otros créditos	13.091	0	20.185	1.116	21.301
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	259	0	139	27	166
Administraciones Públicas a largo plazo	24.516	0	19.266	1.047	20.313
Provisiones	(92.476)	0	(69.200)		(69.200)
ACTIVO CIRCULANTE	152.609	39.338	78.914	123.065	241.317
Existencias	44.391	0	30	45.873	45.903
Combustible nuclear	9.870	0		10.651	10.651
Otras materias energéticas	28.452	0		30.005	30.005
Otros aprovisionamientos	6.069	0	30	5.217	5.247
Deudores	18.541	34.785	7.646	73.935	116.366
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.500	0	1.289	54.820	56.109
Empresas del grupo, deudores	5.188	0	1.244	11.540	12.784
Empresas asociadas, deudores	3.891	0			0
Deudores por compensaciones	1.631	0			0
Deudores varios	2.537	0	1.690	7.317	9.007
Personal	35	0	446	166	612
Administraciones Públicas	759	34.785	2.977	92	37.854
Inversiones financieras temporales	37.290	7	13.353	2.570	15.930
Créditos a empresas del grupo	34.086	0			0
Créditos a empresas asociadas	3.204	0			0
Otros créditos	0	7			7
Patrimonio a integrar en la fusión	0	1.841.125			1.841.125
Acciones propias a corto plazo	51	0	56.334		56.334
Tesorería	51.513	4.543	711	21	5.275
Ajustes por periodificación	823	3	840	666	1.509
TOTAL	3.804.932	2.760.534	1.811.416	833.450	5.405.400

(3) La columna agregado 2002 corresponde a la mera suma aritmética de los epígrafes de las columnas correspondientes al año 2002 de la nueva HC, S.A. (sociedad absorbente), la antigua HC, S.A.(1) y HCG, S.A.U (2) (sociedades absorbidas)

(*) En 2002 la Sociedad Matriz no tenía obligación de presentar Estados Financieros Auditados

PASIVO	HC, S.A.		HC, S.A. (1)	HCG, S.A.U. (2)	Agregado (3)
	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2002	31.12.2002	31.12.2002
FONDOS PROPIOS	1.650.025	1.656.059	880.185	273.465	no significativo
Capital suscrito	425.721	420.609	226.394	83.002	
Prima de emisión	1.243.422	1.243.422	55.414	274.117	
Reservas	1.645	66	516.697	16.600	
Reserva legal	1.147	12	45.658	16.600	
Reserva para acciones propias	51	0	56.334		
Otras reservas	447	54	414.705		
Resultados de ejercicios anteriores	(9.173)	(19.392)	81.680	7.126	
Remanente	10.219	0	81.680	7.126	
Resultados negativos de ejercicios anteriores	(19.392)	(19.392)			
Pérdidas y ganancias del periodo	(11.590)	11.354	0	0	
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio				(107.380)	
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	59.797	0	0	3.715	3.715
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	76.297	0	80.780	8.398	89.178
ACREEDORES A LARGO PLAZO	1.838.056	1.095.000	421.749	206.020	1.722.769
Deudas con entidades de crédito	1.747.020	1.095.000	372.843		1.467.843
Deudas con empresas del grupo y asociadas	6.522	0	6.645	205.078	211.723
Administraciones públicas a largo plazo y otras deudas	84.171	0	39.937	942	40.879
Desembolsos pendientes sobre acciones no exigidos	343	0	2.324		2.324
ACREEDORES A CORTO PLAZO	180.757	9.475	428.702	341.852	780.029
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	8.504	0	135.293		135.293
Otras deudas representadas en valores negociables	8.500	0	134.740		134.740
Intereses de obligaciones y otros valores negociables	4	0	553		553
Deudas con entidades de crédito	7.739	2.968	258.004		260.972
Préstamos y otras deudas	49	2.968	254.796		257.764
Deudas por intereses	7.690	0	3.208		3.208
Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo	72.433	0	15.761	251.011	266.772
Deudas con empresas del grupo	70.833	0			0
Deudas con empresas asociadas	1.600	0			0
Acreedores comerciales	62.431	0	10.514	70.721	81.235
Deudas por compras o prestaciones de servicios	62.431	0	10.514		10.514
Otras deudas no comerciales	18.425	6.507	9.130		15.637
Administraciones Públicas	3.532	21	4.092	868	4.981
Otras deudas	10.044	6.486	4.627	9.565	20.678
Remuneraciones pendientes de pago	4.837	0	399	582	981
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	12	0	12		12
Provisiones para operaciones de tráfico	11.225	0		9.105	9.105
TOTAL	3.804.932	2.760.534	1.811.416	833.450	5.405.400

(3) La columna agregado 2002 corresponde a la mera suma aritmética de los epígrafes de las columnas correspondientes al año 2002 de la nueva HC, S.A. (sociedad absorbente), la antigua HC, S.A.(1) y HCG, S.A.U (2) (sociedades absorbidas)

(*) En 2002 la Sociedad Matriz no tenía obligación de presentar Estados Financieros Auditados

V.1.3. Cuenta de Resultados

GASTOS	HC, S.A.		HC, S.A (1)	HCG, S.A.U. (2)	Agregado (3)	INGRESOS	HC, S.A.		HC, S.A (1)	HCG, S.A.U. (2)	Agregado (3)
	2003	2002*	2002	2002	2002		2003	2002*	2002	2002	2002
Aprovisionamientos	276.095	0	51	425.085	425.136	Importe neto de la cifra de negocios	545.107	0	2.317	761.569	763.896
Gastos de personal	41.155	0	15.749	22.956	38.705	Ventas	545.107	0	2.317	761.569	763.896
Sueldos, salarios y asimilados	30.484	0	10.475	17.042	27.517	Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	493	0	0	298	298
Cargas sociales	10.671	0	5.274	5.914	11.188	Otros ingresos de explotación	3.870	0	3.288	465	3.753
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	131.511	46.348	16.263	79.034	141.645	Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	3.710	0	3.183	392	3.575
Otros gastos de explotación	46.645	943	15.442	30.567	46.952	Subvenciones	160	0	105	73	178
Servicios exteriores	39.537	943	13.087	26.239	40.269						
Tributos	4.870	0	191	4.304	4.495						
Otros gastos de gestión corriente	2.238	0	2.164	24	2.188						
BENEFICIOS DE EXPLOTACIÓN**	54.064	0		204.690	115.499	PÉRDIDAS DE EXPLOTACIÓN**	-	47.291	41.900	0	
Gastos financieros y gastos asimilados	78.593	37.602	37.879	23.848	99.329	Ingresos de participaciones en capital	4.576	0	126.134	6.290	132.424
Por deudas con empresas del Grupo	183	0		12.466	12.466	En empresas del Grupo	2.350	0	125.942		125.942
Por deudas con terceros y gastos asimilados	78.410	37.602		11.382	48.984	En empresas asociadas	2.037	0			
Variación de las provisiones de inversiones financieras	-136	0	1.118		1.118	En empresas fuera del Grupo	189	0	192		192
Diferencias negativas de cambio	4.010	0		399	399	Ingresos de otros valores negociables y de créditos del activo inmovilizado	18.735	0	33.354		33.354
Actualización financiera de los compromisos por pensiones	2.358	0	1.810	8	1.818	De empresas del Grupo	18.572	0	33.158		33.158
						De empresas asociadas	23	0			
RESULTADOS FINANCIEROS POSITIVOS**			119.088		66.950	De empresas fuera del Grupo	140	0	196		196
BENEFICIO DE LAS ACTIVIDADES ORDINARIAS**			77.188			Otros intereses e ingresos asimilados	744	62	140	2.168	2.370
Variación de las provisiones de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	8.644	9.783	34.068		43.851	Otros intereses	744	62	140	2.168	2.370
Pérdidas procedentes del inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	422	0	3.907	573	4.480	Beneficios en inversiones financieras	-	0			
Gastos extraordinarios	3.943	0	18.279	1.275	19.554	Diferencias positivas de cambio	793	0	267	1.199	1.466
Gastos y pérdidas de otros ejercicios	4.287	0	34.409	4.006	38.415	RESULTADOS FINANCIEROS NEGATIVOS**	59.977	37.540	0	14.598	
Beneficio en operaciones realizadas por cuenta de la Sociedad Absorbente**				187.875	174.793						
BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS	-	19.045	0		19.045	PÉRDIDAS DE LAS ACTIVIDADES ORDINARIAS**	5.913	84.831	0	0	7.643
Impuesto sobre Sociedades	-1.588	7.691	0		7.691	Beneficios en enajenación de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	5.005	0	2	69	71
RESULTADO DEL EJERCICIO-BENEFICIOS	-	11.354	0		11.354	Subvenciones de capital transferidas al resultado del ejercicio	146	0		259	259
						Ingresos extraordinarios	2.243	508	257	48	813
						Ingresos y beneficios de otros ejercicios	2.637	0	134	3.261	3.395
						RESULTADOS EXTRAORDINARIOS NEGATIVOS	7.265	9.275	90.270	2.217	101.762
						BENEFICIOS ATRIBUIDOS A LA SOCIEDAD EN LA OPERACIÓN DE FUSIÓN	-	113.151			113.151
						Pérdida en operaciones realizadas por cuenta de la Sociedad Absorbente**			13.082		
						PÉRDIDAS ANTES DE IMPUESTOS	13.178	0			0
						RESULTADO DEL EJERCICIO - PÉRDIDAS	11.590	0		0	0

(3) La columna agregado 2002 corresponde a la mera suma aritmética de los epígrafes de las columnas correspondientes al año 2002 de la nueva HC, S.A. (sociedad absorbente), la antigua HC, S.A.(1) y HCG, S.A.U (2) (sociedades absorbidas)

* En el ejercicio 2002 la sociedad matriz no tenía obligación de presentar Estados Financieros Auditados

**Resultado Agregado Neteado

V.1.4. Cuadro de Financiación

APLICACIONES	Miles de Euros			ORIGENES	Miles de Euros		
	2003	2002	2002Agregado (1)		2003	2002	2002Agregado (1)
Gastos Establecimiento	2	207	207	Recursos procedentes de las operaciones:	129.549	57.702	441.049
Adquisiciones de inmovilizado:				Ampliación de Capital	5.112	1.664.031	1.664.031
Inmovilizaciones inmateriales:	7.068		1.256				
Inmovilizaciones materiales:	21.936		13.290				
Inmovilizaciones financieras:	354.082	2.155.486	2.336.379				
Administraciones Públicas			468				
Dividendos			107.380				
Ajuste valoración acciones propias			54.596				
Cancelación o traspaso a corto plazo de deuda a largo plazo:							
De empréstitos y otros pasivos análogos			35.040	Deudas a largo plazo:	284.905	1.095.000	1.444.409
De deudas con empresas del Grupo			191.497				
De deudas con entidades de crédito			108.390				
Provisiones para riesgos y gastos	16.779		9.009	Subvenciones de capital			869
Reasignación de cartera		(2.686.275)	(2.686.275)	Enajenaciones y/o bajas de inmovilizado:			
Efecto Fusión Inmov. Inmateriales	2.267.531	926.182	926.182	Inmovilizaciones materiales	10.828		106
				Inmovilizaciones financieras	278.399		0
				Cancelación o traspaso a corto plazo de inmovilizaciones financieras			140.661
				Ingresos a distribuir en varios ejercicios	59.469		
TOTAL APLICACIONES	2.667.398	395.599	1.097.418	TOTAL ORIGENES	768.262	2.816.733	3.691.125
EXCESO DE ORIGENES SOBRE APLICACIONES (AUMENTO DEL CAPITAL CIRCULANTE)		2.421.133	2.593.706	EXCESO DE APLICACIONES SOBRE ORIGENES (DISMINUCIÓN DEL CAPITAL CIRCULANTE)	1.899.136	-	-

(1) la columna agregado 2002 corresponde a la mera suma aritmética para el año 2002 de los datos de la nueva Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (sociedad absorbente), la antigua HC, S.A y HCG, S.A.U (sociedades absorbidas)

a) Variación del capital circulante

VARIACIÓN DEL CAPITAL CIRCULANTE	Miles de Euros					
	2003		2002		2002 Agregada (1)	
	AUMENTOS	DISMINUCIONES	AUMENTOS	DISMINUCIONES	AUMENTOS	DISMINUCIONES
Existencias	-	1.512			2.099	
Deudores	-	89.887	22.143			4.483
Acredores	391.372	-	553.359		719.941	
Patrimonio a integrar en la fusión	-	-	1.841.125		1.841.125	
Inversiones financieras temporales	21.360	-	7		1.896	
Acciones propias	51	-			30.166	
Tesorería	47.697	-	4.496		2.816	
Ajustes por periodificación	-	686	3		146	
Efecto de fusión	-	2.267.531			0	
TOTAL	460.480	2.359.616	2.421.133	0	2.598.189	4.483
VARIACIÓN DEL CAPITAL CIRCULANTE	1.899.136			2.421.133		2.593.706

(1) la columna agregado 2002 corresponde a la mera suma para el año 2002 de los datos de la nueva Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (sociedad absorbente), la antigua HC,S.A y HCG, S.A.U (sociedades absorbidas)

b) Recursos procedentes/(aplicados) de operaciones:

	2003	2002	2002 Agregada (1)
Recursos procedentes de las operaciones:	129.549	57.702	441.049
Resultado del ejercicio	-11.590	11354	11.354
Resultado de las operaciones realizadas por cuenta de la sociedad absorbente			200.957
Aumentos			
Dotaciones a la amortización	131.511	46348	141.645
Pérdidas en la enajenación de inmovilizado	422		4.409
Dotación a la provisión para riesgos y gastos	3.898		53.474
Dotación a la provisión para inm. Financiero	13.700		29.577
Total Aumentos	149.531	46.348	229.105
Disminuciones			
çSubvenciones de capital	146		259
Diferencias positivas de cambio	289		
Otros ingresos a distribuir	2.952		108
Beneficios en la enajenación de inmovilizado	5.005		
Total Disminuciones	8.392	0	367

(1) la columna agregado 2002 corresponde a la mera suma aritmética para el año 2002 de los datos de la nueva Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (sociedad absorbente), la antigua HC,S.A y HCG, S.A.U (sociedades absorbidas)

V.1.5. Evolución del endeudamiento

Miles €	2003	2002	2002 Agregada (1)
Emisión de Obligaciones y Bonos a Largo Plazo	0	0	0
Deudas con Entidades de Crédito a Largo Plazo	1.747.020	1.095.000	1.467.843
1.1 Endeudamiento Financiero a Largo Plazo	1.747.020	1.095.000	1.467.843
Emisión de Obligaciones y Bonos a Corto Plazo	8.500	0	134.740
Deudas con Entidades de Crédito a Corto Plazo	49	2.968	257.764
1.2 Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	8.549	2.968	392.504
1. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO BRUTO	1.755.569	1.097.968	1.860.347
Inversiones Financieras Temporales	0	7	7
Tesorería	51.513	4.543	5.275
2. Tesorería disponible	51.513	4.550	5.282
3. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO NETO (3= 1 - 2)	1.704.056	1.093.418	1.855.065
+ Financiación Recibida de Empresas del Grupo a Largo	6.522	0	211.723
- Financiación Concedida a Empresas del Grupo a Largo	-482.163	0	-894.495
4.1 Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo a Largo Plazo	-475641	0	-682772
+ Financiación Recibida de Empresas del Grupo a Corto	72.433	0	266.772
- Financiación Concedida a Empresas del Grupo a Corto	-37.290	0	0
4.2 Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo a Corto Plazo	35.143	0	266.772
4. FINANCIACION RECIBIDA (CONCEDIDA) NETA GRUPO	-440.498	0	-416.000
5. Otras Deudas no Financieras	84.514	0	43.203
6. TOTAL ENDEUDAMIENTO NETO (6 = 3 + 4 + 5)	1.348.072	1.093.418	1.482.268
FONDOS PROPIOS	1.650.025	1.656.059	1.656.059
% Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Bruto	93,99%	150,83%	89,02% (*)
% Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Neto	96,83%	151,46%	111,72%
% Endeudamiento Financiero Bruto / Total Endeudamiento Neto	130,23%	100,42%	125,51%
% Endeudamiento Financiero C.P / Endeudamiento Financiero Bruto	0,49%	0,27%	21,10%
% Tesorería Disponible / Endeudamiento Financiero Corto Plazo	602,56%	153,30%	1,35%

(*) Corresponden a los de la sociedad absorbente

(1) la columna agregado 2002 corresponde a la mera suma aritmética para el año 2002 de los datos de la nueva Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (sociedad absorbente), la antigua HC,S.A y HCG, S.A.U (sociedades absorbidas)

(2) No incluye intereses devengados

El aumento del endeudamiento se debe a que en el ejercicio 2002 incluía solo la deuda de Adygesinval (Sociedad absorbente que después de la fusión adoptó el nombre de la absorbida Hidroeléctrica del Cantábrico), mientras que en 2003 incluye también la deuda de las sociedades absorbidas, cuya endeudamiento financiero bruto en el año 2002 ascendía a 762,4 millones de euros, lo que supone que en términos homogéneos, el endeudamiento se ha reducido en 104,8 millones de euros.

A continuación se presenta la deuda financiera al cierre del ejercicio 2003 clasificada por vencimientos:

Concepto	Saldos a 31/12/2003	Vencimientos			
		2004	2005	2006	Resto
EMPRESTITOS					
PRESTAMOS SINDICADOS	1.685,0		440,0	595,0	650,0
PRESTAMOS BILATERALES	62,0			50,0	12,0
LINEA DE PAGARES ⁽¹⁾	8,5	8,5			
LINEAS DE CREDITO	0,0	0,0			
TOTALES	1.755,5	8,5	440,0	645,0	662,0

(1): Importe nominal.

Las principales fuentes de financiación con que contaba la sociedad al cierre de 2003 eran las siguientes:

- Préstamo sindicado de 1.685 miles de euros correspondientes a la financiación sindicada suscrita en julio de 2002 con los siguientes vencimientos: 440 millones en julio de 2005, 595 millones en julio de 2006 y 650 millones en julio de 2007.
- Préstamo bilateral de 50 millones de euros suscrito en septiembre de 2003 con vencimiento en septiembre de 2006.
- Préstamo bilateral de 12 millones de euros suscrito en mayo de 1998 con vencimiento en mayo de 2008.
- Emisión de pagarés bajo programas registrados en la CNMV por un límite máximo de 180 millones de euros, los plazos más comunes de emisión son 3, 6 y 12 meses. A 31 de diciembre de 2003 estaban emitidos pagarés por un volumen nominal de 8.5 millones de euros.
- Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2003, la sociedad contaba con líneas de crédito no dispuestas por importe de 381,5 millones de euros.

V.1.6. Evolución del fondo de maniobra

<i>miles de €</i>	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2002 Agregada (1)</u>
+ Existencias	44.391	0	45.903
+ Clientes	17.747	0	77.900
- Acreedores Comerciales	-62.431	0	-81.235
= Fondo de Maniobra de Explotación Ajustado	-293	0	42.568
+ Otros Deudores a Corto Plazo	3.331	34.785	37.854
- Otros Acreedores No Financieros a Corto Plazo	-18.425	-6.507	-15.637
= Fondo de Maniobra de Explotación	-15.387	28.278	64.785
+ Tesorería Disponible	51.513	4.550	5.282
+/- Financiación (Recibida) Concedida Neta Grupo a Corto Plazo	-35.143	0	-266.772
- Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	-8.549	-2.968	-392.504
= Fondo de Maniobra Neto	-7.566	29.860	-589.209
% Fondo de Maniobra Neto / Capitales Permanentes	-0,21%	1,09%	-16,97%
% Fondo de Maniobra Neto / Existencias	-17,04%	-	-

Capitales permanentes = Fondos propios+Ingresos a distribuir en varios ejercicios +Provisiones para riesgos y gastos + Acreedores a largo plazo
 (1) la columna agregado 2002 corresponde a la mera suma aritmética para el año 2002 de los datos de la nueva Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (sociedad absorbente), la antigua HC,S.A y HCG, S.A.U (sociedades absorbidas)

En el ejercicio el ejercicio 2003 el fondo de maniobra de explotación de HidroCantábrico, S.A. presenta un saldo negativo de 15.387 miles de euros, si bien hay que tener en cuenta que dentro de acreedores no financieros se incluyen 10.044 miles de euros que tienen su contrapartida en inmovilizado por corresponder a anticipos de inmovilizaciones en curso. El fondo de maniobra neto presenta un saldo negativo de 7,6 millones de euros que se debe a los vencimientos de deuda financiera inferiores a doce meses que se han renovado con normalidad en el ejercicio 2004. Si no consideráramos esta partida, el fondo de maniobra sería positivo por un importe de 1 millón de euros.

V.1.7. Análisis de la cuenta de resultados

Como ya se ha comentado anteriormente, las Cuentas Anuales individuales de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. correspondientes al ejercicio 2003 no son homogéneos ni, por tanto, comparables con las del año anterior, porque las de 2002 eran las Cuentas Anuales correspondientes a Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. sociedad de cartera, en tanto que los de 2003 incorporan a la actividad de cartera la de generación eléctrica, la de mayor peso del Grupo, como consecuencia de la fusión por absorción de Hidrocantábrico Generación por parte de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

En cuanto a Los resultados del ejercicio, han estado condicionados, en la actividad de generación eléctrica, por un entorno de elevada hidraulicidad y bajos precios del “pool” (inferiores en más de un 18% a los del ejercicio 2002 que ha provocado una utilización menos intensiva del parque generador.

En el ejercicio 2003 Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. obtuvo un resultado bruto operativo (EBITDA) de 185.575 miles de euros. El beneficio de explotación (resultado antes de financieros y extraordinarios), por su parte, ascendió a 54.064 miles de euros y el beneficio después de impuestos arrojó una pérdida de 11.590 miles de euros.

El importe neto de la cifra de negocio del ejercicio fue de 545.107 miles de euros, que corresponden básicamente a la actividad de generación eléctrica desarrollada por la compañía, y los costes de aprovisionamiento de 276.095 miles de euros, lo que situó el margen de ventas en 269.012 miles de euros.

La dotación para amortización del inmovilizado ascendió a 131.511 miles de euros. Los gastos de personal ascendieron a 41.155 miles de euros. y los otros gastos de explotación a 46.645 miles de euros, lo que hizo que el conjunto de los costes operativos ascendiera a 87.800 miles de euros.

Los ingresos financieros alcanzaron la cifra de 24.848 miles de euros, de los cuales 22.982 miles de euros correspondieron a ingresos de participaciones en el capital de filiales y de créditos concedidos a las mismas.

Los gastos financieros y asimilados se situaron en 84.825 miles de euros, de los que 78.410 miles de euros fueron gastos financieros directamente asociados a la deuda financiera y el resto corresponden a otros gastos asimilados.

Los resultados de actividades ordinarias alcanzaron un importe negativo de 5.913 miles de euros y los resultados extraordinarios arrojaron una pérdida de 7.265 miles de euros. En consecuencia, las pérdidas antes de impuestos totalizaron 13.178 miles de euros y después de deducir una

provisión negativa por impuesto de sociedades de 1.588 miles de euros, la pérdida neta del ejercicio ascendió a 11.590 miles de euros.

Recursos Generados por operaciones e inversiones

Los recursos procedentes de las operaciones ascendieron 129.549 miles de euros. Las inversiones ascendieron a 383.086 miles de euros, de esta cifra, 354.082 miles de euros correspondieron a inmovilizado financiero (básicamente por la adquisición de Naturcorp), 21.936 miles de euros a inmovilizado material y 7.068 miles de euros a inmovilizado inmaterial.

V.2. Informaciones contables consolidadas

V.2.1 Balance de Situación consolidado

Datos en miles de €

ACTIVO	31.12.2003	31.12.2002
Accionistas por desembolsos no exigidos	138	138
<i>Inmovilizado</i>	4.360.124	3.563.033
Gastos de establecimiento	1.843	1.277
Inmovilizaciones inmateriales	1.453.316	896.102
Gastos de investigación y desarrollo	854	854
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	1.092	323
Fondo de comercio	1.540.645	926.182
Aplicaciones informáticas	51.874	34.308
Derechos sobre bienes en régimen de arrendamiento financiero	493	9.443
Anticipos y en curso	813	1.490
Amortizaciones	(142.455)	(76.498)
Inmovilizaciones materiales	2.720.911	2.459.109
Terrenos y construcciones	46.421	44.345
Instalaciones técnicas de energía eléctrica	3.663.901	3.553.888
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otro inmovilizado	608.033	190.601
Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso	166.185	161.440
Anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso	32.511	24.605
Amortizaciones de instalaciones técnicas de energía eléctrica	(1.541.956)	(1.426.132)
Provisiones y otras amortizaciones	(254.184)	(89.638)
Inmovilizaciones financieras	184.054	206.545
Participaciones puestas en equivalencia	98.541	146.918
Créditos a sociedades puestas en equivalencia	997	7.029
Cartera de valores a largo plazo	6.588	6.612
Otros créditos	18.783	17.045
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	6.224	6.073
Administraciones Públicas a largo plazo	56.373	26.303
Provisiones	(3.452)	(3.435)
Fondo de comercio de consolidación	63.969	289.960
De sociedades consolidadas por integración global o proporcional	31.303	213.588
De sociedades puestas en equivalencia	32.666	76.372
Gastos a distribuir en varios ejercicios	267	481
Activo circulante	370.710	421.455
Existencias	64.810	55.935
Comerciales	132	709
Materias energéticas	48.495	42.632
Otros	16.183	15.543
Provisiones	-	(2.949)
Deudores	192.006	334.118
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	140.805	222.909
Empresas puestas en equivalencia	7.382	7.654
Deudores varios	24.012	24.068
Personal	225	662
Administraciones Públicas	25.625	82.765
Provisiones	(6.043)	(3.940)
Inversiones financieras temporales	4.662	7.943
Acciones de la sociedad dominante a corto plazo	51	-
Tesorería	105.621	20.163
Ajustes por periodificación	3.560	3.296
Total activo	4.795.208	4.275.067

Datos en miles de €

PASIVO	31.12.2003	31.12.2002
Fondos propios	1.690.526	1.660.888
Capital suscrito	425.721	420.609
Prima de emisión de acciones	1.243.422	1.243.422
Reserva legal	1.147	12
Reserva acciones propias	51	-
Reservas en sociedades consolidadas por integración global	(9.709)	(41)
Reservas en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	(12.181)	183
Otras Reservas	25.569	490
Resultados negativos de ejercicios anteriores	(9.173)	(19.392)
Diferencias de conversión	(5.294)	1.040
Pérdidas y ganancias del ejercicio atribuibles a la sociedad dominante (Beneficio)	30.973	14.565
Socios externos	438.341	12.290
Diferencia negativa de consolidación	10	10
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	160.725	56.440
<i>Subvenciones de capital</i>	73.463	53.165
<i>Diferencias positivas de cambio</i>	101	290
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	87.161	2.985
Provisiones para riesgos y gastos	97.333	96.158
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	52.802	65.570
Otras provisiones	44.531	30.588
Acreeedores a largo plazo	1.993.306	1.660.865
Deudas con entidades de crédito	1.892.698	1.574.867
Deudas con sociedades puestas en equivalencia	391	217
Otros acreedores	97.108	84.481
<i>Otras deudas</i>	3.528	4.293
Administraciones Públicas a largo plazo	93.580	80.188
Desembolsos pendientes sobre acciones, no exigidos	3.109	1.300
De sociedades puestas en equivalencia	2.987	1.300
De otras empresas	122	-
Acreeedores a corto plazo	414.967	788.416
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	8.504	135.293
Deudas con entidades de crédito	60.900	331.425
<i>Préstamos y otras deudas</i>	52.193	324.368
Deudas por intereses	8.707	7.057
Deudas con sociedades puestas en equivalencia	5.548	2.531
<i>Acreeedores comerciales</i>	235.214	221.127
Otras deudas no comerciales	83.332	85.140
Administraciones Públicas	23.152	18.935
<i>Otras deudas</i>	41.122	55.629
Remuneraciones pendientes de pago	10.633	3.093
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	8.425	7.483
Provisiones para operaciones de tráfico	16.313	10.486
Ajustes por periodificación	5.156	2.414
Total pasivo	4.795.208	4.275.067

V.2.2. Cuenta de Resultados Consolidada

	2003	2.002	+
IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIO.....	1.656.364	1.436.215	15,3%
AUMENTO EXIST.PDTOS TERM Y EN CURSO FABRICACION	3.648	6.704	-45,6%
TRABAJOS REALIZADOS POR EL GRUPO PARAR SU INMOV.	9.991	13.008	-23,2%
OTROS INGRESOS DE EXPLOTACION.....	4.675	6.156	-24,1%
TOTAL INGRESOS DE EXPLOTACION.....	1.674.677	1.462.083	14,5%
REDUCCION DE EXIST.DE PDTOS TERM Y EN CURSO FABRIC.....	601	711	-15,4%
APROVISIONAMIENTOS.....	1.122.072	963.633	16,4%
Compras de energía.....	815.958	666.177	22,5%
Consumo de mat. primas y o. consumibles.....	220.706	220.840	-0,1%
Otros gastos externos.....	85.408	76.616	11,5%
GASTOS DE PERSONAL.....	90.235	76.951	17,3%
Sueldos, salarios y asimilados.....	69.667	59.039	18,0%
Cargas sociales.....	16.940	14.875	13,9%
Plan de pensiones.....	3.628	3.037	19,4%
DOTACIONES PARA AMORTIZACIONES DE INMOVILIZADO.....	209.512	174.986	19,7%
VARIACION DE LAS PROVISIONES DE TRAFICO.....	2.700	6.170	-56,2%
OTROS GASTOS DE EXPLOTACION.....	100.739	84.128	19,7%
Servicios exteriores.....	79.884	68.319	16,9%
Tributos.....	17.317	12.936	33,9%
Otros gastos de gestion corriente.....	3.539	2.873	23,2%
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION.....	1.525.860	1.306.579	16,8%
RESULTADOS DE EXPLOTACION.....	148.817	155.504	-4,3%
INGRESOS DE PARTICIPACIONES EN CAPITAL.....	191	315	-39,3%
INGRESOS DE O.VALORES NEGOCIABLES Y DE CDTOS DEL ACTIVO INMOV.....	401	616	-34,9%
O.INTERESES E INGRESOS ASIMILADOS.....	2.199	473	364,9%
DIFERENCIAS POSITIVAS EN CAMBIO.....	3.375	1.661	103,2%
TOTAL INGRESOS FINANCIEROS.....	6.166	3.065	101,2%
GASTOS FINANCIEROS Y ASIMILADOS.....	86.977	82.372	5,6%
VARIACION DE LAS PROVISIONES FINANCIERAS.....	(129)	1.118	--
ACTUALIZACION FINANCIERA FONDO DE PENSIONES.....	2.516	1.838	36,9%
DIFERENCIAS NEGATIVAS EN CAMBIO.....	7.235	464	--
TOTAL GASTOS FINANCIEROS.....	96.598	85.792	12,6%
RESULTADOS FINANCIEROS.....	(90.433)	(82.727)	9,3%
PARTICIPACION EN RESULTADOS DE SOC.PUESTA EQUIVALENCIA.....	1.896	(593)	--
AMORTIZACION FONDO DE COMERCIO DE CONSOLIDACION.....	10.692	15.157	-29,5%
RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	49.588	57.027	-13,0%
BENEFICIO VENTA DE INMOVILIZADO Y CARTERA DE CONTROL.....	5.274	121	--
SUBVENCIONES CAPITAL TRANSFERIDAS A RESULTADO DEL EJERCICIO.....	2.690	2.179	23,4%
INGRESOS EXTRAORDINARIOS.....	5.861	394	--
INGRESOS Y BENEFICIOS DE OTROS EJERCICIOS.....	3.849	3.869	-0,5%
TOTAL INGRESOS EXTRAORDINARIOS.....	17.673	6.563	169,3%
INMOV.INMAT.MAT Y CARTERA DE CONTROL.....	(1.385)	166	--
PERDIDAS PROCED.INMOV.INMAT.MAT Y CARTERA DE CONTROL.....	3.358	5.160	-34,9%
PERDIDAS POR ENAJENACION PARTIC.GLOBAL-PUESTAS EN EQUIVALENCIA.....	2.123	--	--
GASTOS EXTRAORDINARIOS.....	6.449	35.578	-81,9%
GASTOS Y PDAS DE OTROS EJERCICIOS	5.465	--	--
TOTAL GASTOS EXTRAORDINARIOS.....	16.010	40.904	-60,9%
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS.....	1.663	(34.341)	--
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS.....	51.251	22.686	125,9%
IMPUESTO DE SOCIEDADES.....	7.240	10.255	-29,4%
RESULTADO NETO.....	44.011	12.431	254,0%
RESULTADO ATRIBUIBLE A SOCIOS EXTERNOS.....	13.038	(2.134)	--
RESULTADO ATRIBUIBLE A SOCIEDAD DOMINANTE.....	30.973	14.565	112,7%

V.2.3. Cuadro de Financiación del Grupo Consolidado

APLICACIONES	2003	ORÍGENES	2003
Gastos de establecimiento	599	Recursos procedentes de las operaciones	249.975
Adquisiciones de inmovilizado:	254.429	Recursos procedentes de socios externos	426.051
Inmovilizaciones inmateriales	14.313	Aportaciones de los socios de la sociedad dominante	5.112
Inmovilizaciones materiales	166.121	Ingresos a distribuir en varios ejercicios	99.462
Inmovilizaciones financieras	73.995	Deudas a largo plazo	332.441
Adiciones al fondo de comercio de consolidación	439.524	Enajenación de inmovilizado:	107.111
Variaciones en el perímetro	222.642	Inmovilizaciones inmateriales	259
Diferencias de conversión	6.334	Inmovilizaciones materiales	7.643
Otros movimientos de reservas	113	Inmovilizaciones financieras	99.209
Provisiones para riesgos y gastos	18.495	Bajas en el fondo de comercio de consolidación	44.474
		Gastos a distribuir en varios ejercicios	214
Total aplicaciones	942.136	Total orígenes	1.264.840
Exceso de orígenes sobre aplicaciones (Aumento de Capital Circulante)	322.704	Exceso de aplicaciones sobre orígenes (Disminución del Capital Circulante)	-

a) Variación del capital circulante

	2003	
	Aumentos	Disminuciones
Existencias	8.875	-
Deudores	-	142.112
Acreedores	373.449	-
Inversiones financieras temporales	-	3.281
Acciones propias	51	-
Tesorería	85.458	-
Ajustes por periodificación	264	-
Total	468.097	145.393
Variación del Capital Circulante	322.704	-

b) Recursos procedentes/(aplicados) de operaciones

	2003
Resultado del ejercicio (beneficio)	30.973
Aumentos:	
- Dotaciones a la amortización	209.513
- Amortización del fondo de comercio de consolidación	10.692
- Pérdidas en la enajenación de inmovilizado	3.359
- Pérdidas en la enajenación de participaciones en sociedades	2.123
- Participación en pérdidas de sociedades puestas en equivalencia	8.324
- Dotación a la provisión para riesgos y gastos	5.737
- Dotación a la provisión de cartera	9
- Dotación a la provisión del inmovilizado material	969
Total aumentos	240.726
Disminuciones:	
- Subvenciones de capital	2.690
- Beneficios en la enajenación de inmovilizado	5.274
- Participación en beneficios de sociedades puestas en equivalencia	10.220
- Diferencias positivas de cambio	290
- Otros ingresos a distribuir tras pasados a resultados	3.250
Total disminuciones	21.724
Total recursos procedentes/(aplicados) de operaciones	249.975

V.2.5. Evolución del endeudamiento

Miles €	2003	2002
Emisión de Obligaciones y Bonos a Largo Plazo	0	0
Deudas con Entidades de Crédito a Largo Plazo	1.892.698	1.574.867
1.1 Endeudamiento Financiero a Largo Plazo	1.892.698	1.574.867
Emisión de Obligaciones y Bonos a Corto Plazo	8.504	135.293
Deudas con Entidades de Crédito a Corto Plazo	52.193	324.368
1.2 Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	60.697	459.661
1. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO BRUTO	1.953.395	2.034.528
Inversiones Financieras Temporales	4.662	7.943
Tesorería	105.621	20.163
2. Tesorería disponible	110.283	28.106
3. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO NETO (3= 1 - 2)	1.843.112	2.006.422
+ Financiación Recibida de Empresas del Grupo a Largo	391	217
- Financiación Concedida a Empresas del Grupo a Largo	-997	-7.029
4.1 Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo a Largo Plazo	-606	-6812
+ Financiación Recibida de Empresas del Grupo a Corto	5.548	2.531
- Financiación Concedida a Empresas del Grupo a Corto	-7.382	-7.654
4.2 Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo a Corto Plazo	-1.834	-5.123
4. FINANCIACION RECIBIDA (CONCEDIDA) NETA GRUPO	-2.440	-11.935
5. Otras Deudas no Financieras	97.108	84.481
6. TOTAL ENDEUDAMIENTO NETO (6 = 3 + 4 + 5)	1.937.780	2.078.968
FONDOS PROPIOS	1.690.526	1.660.888
% Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Bruto	86,54%	81,64%
% Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Neto	91,72%	82,78%
% Endeudamiento Financiero Bruto / Total Endeudamiento Neto	100,81%	97,86%
% Endeudamiento Financiero C.P / Endeudamiento Financiero Bruto	3,11%	22,59%
% Tesorería Disponible / Endeudamiento Financiero Corto Plazo	181,69%	6,11%

(2) No incluye intereses devengados

El endeudamiento neto se ha reducido en 163,3 millones de euros que se debe al aumento de la posición de tesorería disponible en 82.177 miles de euros y una reducción del endeudamiento bruto de 81.133 miles de euros. La estructura de vencimientos entre corto y largo plazo al cierre del ejercicio 2003 es 3%-97% en comparación con 23%-77% el ejercicio pasado. Toda la deuda está denominada en euros, no existiendo endeudamiento en moneda extranjera.

A continuación se presenta la deuda financiera al cierre del ejercicio 2003 clasificada por vencimientos:

Concepto	Saldos a 31/12/2003	Vencimientos			
		2004	2005	2006	Resto
EMPRESTITOS					
PRESTAMOS SINDICADOS	1.689,4	0,9	442,6	596,1	651,3
PRESTAMOS BILATERALES	231,1	29,8	8,4	67,8	123,6
LINEA DE PAGARES (1)	8,5	8,5			
LINEAS DE CREDITO	24,4	21,4	2,9		
TOTALES	1.953,4	60,69	453,93	663,88	774,88
Cargas Financieras Previstas		76,6	67,7	55,9	41,5

(1): Importe nominal.

Las principales fuentes de financiación con que contaba al cierre del ejercicio 2003 eran las siguientes:

- Préstamo sindicado de 1.685 miles de euros correspondientes a la financiación sindicada suscrita en julio de 2002 con los siguientes vencimientos: 440 millones en julio de 2005, 595 millones en julio de 2006 y 650 millones en julio de 2007.
- 4.4 millones de euros del préstamo sindicado suscrito en octubre de 1997 y cuyo último vencimiento es abril de 2007.
- Préstamo bilateral de 50 millones de euros suscrito en septiembre de 2003 con vencimiento en septiembre de 2006.
- Préstamo bilateral de 12 millones de euros suscrito en mayo de 1998 con vencimiento en mayo de 2008.
- 14.6 millones de euros correspondientes al préstamo bilateral suscrito en agosto de 2001 con vencimiento en enero de 2013.
- Préstamo bilateral de 7.7 millones de euros suscrito el 23 de julio de 2003 con vencimiento el 31 de enero del 2004.
- Además, se incluyen dentro del importe de préstamos bilaterales 141.7 millones de euros correspondientes a financiación específica de proyectos del subgrupo Sinae.
- El resto, 5,1 millones de euros, corresponde a préstamos bilaterales que el Subgrupo Naturcorp tiene suscritos con diferentes entidades de crédito.
- Emisión de pagarés bajo programas registrados en la CNMV, los plazos más comunes de emisión son 3, 6 y 12 meses. A 31 de diciembre de 2003 estaban emitidos pagarés por un volumen nominal de 8.5 millones de euros.
- De las distintas línea de crédito que el grupo tiene suscritas con diferentes entidades de crédito, el importe conjunto dispuesto a 31 de de diciembre de 2003 ascendía a 24.4 millones de euros, ascendiendo a 409.8 millones de euros el importe no dispuesto.

V.2.6. Evolución del fondo de maniobra

<i>miles de €</i>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
+ Existencias	64.810	55.935
+ Clientes	140.805	222.909
- Acreedores Comerciales	-235.214	-221.127
= Fondo de Maniobra de Explotación Ajustado	-29.599	57.717
+ Otros Deudores a Corto Plazo	25.850	83.427
- Otros Acreedores No Financieros a Corto Plazo	-83.332	-85.140
= Fondo de Maniobra de Explotación	-87.081	56.004
+ Tesorería Disponible	110.283	28.106
+/- Financiación (Recibida) Concedida Neta Grupo a Corto Plazo	1.834	5.123
- Endeudamiento Financiero a Corto Plazo ⁽¹⁾	-60.697	-459.661
= Fondo de Maniobra Neto	-35.661	-370.428
% Fondo de Maniobra Neto / Capitales Permanentes ⁽²⁾	-0,98%	-13,46%
% Fondo de Maniobra Neto / Existencias	-55,02%	-662,25%

(1) no incluye intereses devengados

(2) *Capitales permanentes = Fondos propios+Ingresos a distribuir en varios ejercicios +Provisiones para riesgos y gastos + Acreedores a largo plazo*

El fondo de maniobra de explotación presenta un saldo negativo de 29,6 millones de euros que obedece a la política activa de gestión de circulante orientada a la reducción del período de cobro de los saldos de clientes. El fondo de maniobra de explotación presenta un saldo negativo de 87 millones de euros que es inferior a la tesorería disponible. El fondo de maniobra neto presenta un saldo negativo de 35,6 millones de euros que se debe a los vencimientos de deuda financiera inferiores a 12 meses que se han renovado con normalidad en el ejercicio 2004. En caso de no considerar esta partida, el fondo de maniobra sería positivo por un importe de 24 millones de euros.

V.2.7. Análisis de la cuenta de resultados consolidada

A continuación se comenta la evolución de los resultados consolidados y su comparación con el año anterior.

En el ejercicio 2003 el Grupo HidroCantábrico obtuvo un resultado operativo (EBITDA) de 358,3 millones de euros, lo que supone un aumento del 8,4% respecto al obtenido el ejercicio anterior.

El beneficio de explotación (resultado antes de resultados financieros y extraordinarios) ascendió a 148,8 millones de euros frente a los 155,5 del ejercicio anterior, descenso que es consecuencia de la contabilización de mayores dotaciones para amortización del inmovilizado asociado al fondo de comercio originado en el proceso de fusión/consolidación de Naturcorp, corrigiendo este efecto el beneficio de explotación habría aumentado un 3,9%.

El importe neto de la cifra de negocios ascendió a 1.656,4 millones de euros con un aumento del 15,3%, aumento en el que ha influido decisivamente la incorporación de Naturcorp, así como la expansión de la comercialización de energía, tanto de gas como de electricidad, y la mayor producción de la central de ciclo combinado de Castejón, que han compensado la menor producción térmica convencional y los menores precios del 'pool' consecuencia de la elevada hidraulicidad.

En cuanto a los costes, los de aprovisionamiento de energía y combustibles ascendieron a 1.122,1 millones de euros, con un aumento del 16,4% respecto a 2002, crecimiento que está en línea con el experimentado por la cifra de negocios.

Los gastos de personal ascendieron a 90.2 miles de euros, un 17,3% más que el ejercicio anterior, aumento que es consecuencia básicamente de la incorporación de Naturcorp, que ha consolidado en los estados financieros del Grupo desde el 1 de Agosto de 2003, y del funcionamiento el ejercicio completo de la central de ciclo combinado de Castejón, que en el ejercicio anterior inició su explotación en el último trimestre. El resto de los costes operativos también han experimentado, por los mismos motivos, un crecimiento respecto al año anterior del 19,7%, situándose en 100.740 miles de euros.

Los resultados financieros netos han supuesto un gasto global de 90.4 millones de euros, con un aumento del 9,3%. Los gastos financieros derivados estrictamente de la deuda financiera ascendieron a 86,7 millones de euros, superando a los del ejercicio anterior en un 5,3%, pues aunque la deuda final se redujo en 164 millones de euros y la tasa media de coste también se redujo, el endeudamiento medio del ejercicio 2003, en cambio, fue bastante superior al del año anterior, ya que el aumento de la deuda en éste se había producido principalmente en el segundo semestre.

La participación en resultados de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia arrojó un beneficio neto positivo de 1,9 millones de euros, en contraste con la pérdida de 0,6 millones de euros registrada en 2002. La amortización del fondo de comercio ascendió a 10,7 millones de euros frente a los 15,2 del ejercicio anterior, descenso que corresponde principalmente a la desinversión parcial en REE.

Los beneficios antes y después de impuestos ascendieron a 51,3 millones de euros y 30,9 millones de euros respectivamente, en ambos casos con crecimientos superiores al 100%.

En definitiva, es una evolución muy positiva de los resultados, especialmente teniendo en cuenta el entorno de elevada hidraulicidad y bajos precios del pool en el que se desarrolló la actividad de generación eléctrica que se ha compensado con la contribución de la central de ciclo combinado de Castejón, que ha cumplido satisfactoriamente su primer año completo de explotación, y con la incorporación de Naturcorp, que ha

consolidado en los estados financieros del Grupo desde el 1 de Agosto de 2003. Además, la consecución de estos resultados ha estado apoyada por el buen comportamiento general de las demás actividades del grupo, por el mantenimiento de una elevada eficiencia y disponibilidad del parque generador y por una gestión exigente y contenida de costes.

Recursos Generados por operaciones e inversiones

Los recursos consolidados generados por las operaciones en el ejercicio 2003 ascendieron a 250,0 millones de euros, superando en más de un 6% los del año anterior. Las inversiones en inmovilizado alcanzaron 254,4 millones de euros, con el siguiente detalle por naturaleza: 166,1 millones de euros de inversiones materiales; 74,0 millones de euros de inversiones financieras, y 14,3 millones de euros de inversiones en inmovilizado inmaterial. Adicionalmente, se produjeron variaciones en el perímetro de consolidación por importe de 222,6 millones de euros y adiciones al fondo de comercio de consolidación de 439,5 millones de euros que se deben básicamente a la adquisición de Naturcorp.

CAPÍTULO VI

LA ADMINISTRACIÓN, LA DIRECCIÓN Y EL CONTROL DEL EMISOR

VI.1. Identificación de las personas que se mencionan a continuación con indicación expresa de a quién representan.

VI.1.1. Miembros del órgano de administración a la fecha actual

	<u>Fecha primer</u>	<u>Tipo de</u>
	<u>Nombramiento</u>	<u>Consejero</u>
Presidente		
D. Manuel Menéndez Menendez	7-nov-02	Ejecutivo
Consejero Delegado		
D. Joaquín Coronado Galdós	7-nov-02	Ejecutivo
Vocales		
D. Francisco de la Fuente Sanchez (2)	7-nov-02	Dominical
D. Rui Miguel de Oliveira Horta e Costa (2)	7-nov-02	Dominical
D. Joao Luis Ramalho de Carvalho Talone (2)	26-jun-03	Dominical
D. Pedro Manuel Bastos Mendes Rezende (2)	26-jun-03	Dominical
D. Jorge Manuel de Oliveira Godinho (2)	26-jun-03	Dominical
D. Pierre Maurice Lederer (3)	7-nov-02	Dominical
D. Hans Friedich Bubeck (3)	7-nov-02	Dominical
D. Stefan Thiele (3)	7-nov-02	Dominical
D. Christian Markus Grawe (3)	11-jun-04	Dominical
Asturiana de Administración de Valores Mobiliario, S.L (4) (5)	7-nov-02	Dominical
Administradora Valtenas, S.L. (4) (6)	7-nov-02	Dominical
Norteña Patrimonial, S.L. (4) (7)	7-nov-02	Dominical

Secretario

D. José María Beneyto Pérez

Vicesecretario

Jose Luís Martinez Mohedano

El presidente fue nombrado de común acuerdo entre todos los accionistas y tiene conferidas atribuciones ejecutivas.

Del resto de consejeros, todos a excepción del consejero delegado, son dominicales y representan a los siguientes accionistas:

- EDP (2)

- EnBW (3)

- Grupo Caja de Ahorros de Asturias (4)

(5) Asturiana de Administración de Valores Mobiliario, S.L. está representada por D. Felipe Fernández Fernández.

(6) Administradora Valtenas, S.L. está representada por D. José Luis García Suárez.

(7) Norteña Patrimonial, S.L. está representada por D. Víctor Roza Fresno.

VI.1.2. Funciones de la presidencia

De acuerdo a los artículos 16º, 22º y 26º de los Estatutos Sociales, la Presidencia de la Junta General y de la Sociedad corresponde al Presidente del Consejo de Administración o quien le sustituya. El Presidente desempeñará el cargo por todo el tiempo que dure el mandato de Consejero que ostentaba en el momento de la designación. En defecto del Presidente, actuará de Presidente el Consejero de más edad.

Al Presidente del Consejo corresponde la Presidencia de la Sociedad y ostenta la plena representación, con uso de la firma social, en la ejecución de los acuerdos de la Junta General, Consejo de Administración y, en su caso, de la Comisión Ejecutiva de éste

VI.1.3. Funciones del Consejo de Administración

En el artículo 19º de los Estatutos Sociales se dice que el Consejo de Administración está investido de los más amplios poderes para la administración, gestión y gobierno de la sociedad.

El artículo 20º de los Estatutos Sociales define que el número de vocales que constituyan el Consejo de Administración no podrá ser inferior a nueve ni superior a catorce.

En el artículo 21º de los Estatutos se dice que el cargo de Administrador durará cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por el mismo periodo las personas que lo desempeñen.

El artículo 22º de los mismos Estatutos establece que el Consejo designará también un Secretario, y si lo estima oportuno, un Vicesecretario, ninguno de los cuales tendrá la condición de Consejero y ambos deberán ser necesariamente Letrado miembro de alguno de los Colegios de Abogados existentes en territorio nacional. En defecto del Secretario titular, o, en su caso, del Vicesecretario, hará las funciones de Secretario el Consejero de menor edad.

Establece el artículo 23º de los Estatutos Sociales que si durante el plazo para el que fueron nombrados los Administradores se produjesen vacantes, por cualquier motivo, el Consejo podrá designar entre los accionistas las

personas que hayan de ocuparlas hasta que se reúna la primera Junta General.

Los Administradores que bajo cualquier forma tengan intereses opuestos a los de la Sociedad, cesarán en su cargo a petición de cualquier accionista y por acuerdo de la Junta General. La petición de cese podrá plantearse incluso ante la Junta General de Accionistas en que se haya nombrado o ratificado al Administrador, y también en el caso de que el nombramiento se hubiese hecho al amparo del art. 137 de la Ley de Sociedades Anónimas.

En el artículo 24º de los Estatutos Sociales se dice que El Consejo de Administración deberá reunirse al menos cada dos meses.

Las sesiones serán convocadas (i) por el Presidente cuando lo estime conveniente, (ii) por el Presidente a instancia de dos miembros del Consejo y (iii) por el Secretario a instancia de dos miembros del Consejo cuando el Presidente no lo hubiere convocado pese a la solicitud de dos miembros del Consejo de conformidad con lo previsto en el número (ii) anterior.

La convocatoria será por escrito y con el correspondiente orden del día. Cada Consejero tendrá el derecho de incorporar al orden del día cualquier asunto que considere necesario o conveniente.

Las reuniones del Consejo serán válidas cuando estén presentes o representados la mitad más uno de los Consejeros en ejercicio. Los acuerdos se tomarán por mayoría absoluta entre los asistentes, teniendo cada Consejero presente o representado un voto.

No obstante lo anterior, para la adopción de acuerdos relativos a las materias reservadas establecidas en el artículo 28º de los presentes estatutos sociales, se requerirá la mayoría establecida en dicho artículo.

Los acuerdos podrán igualmente adoptarse por escrito y sin necesidad de celebrar reunión, a propuesta del Presidente, siempre que presten su conformidad la totalidad de los Consejeros.

Asimismo, las reuniones del Consejo de Administración podrán celebrarse mediante videoconferencia o cualquier modo análogo.

El Consejo de Administración celebró 15 reuniones del Consejo de Administración en 2003 y en el ejercicio 2004, hasta la fecha del presente folleto, se han celebrado 5 reuniones del Consejo de Administración.

El artículo 25º de los Estatutos Sociales establece que los Consejeros podrán hacerse representar para cada reunión por otro miembro del Consejo, cuya representación deberá ser conferida por escrito y transmitida al Presidente o al Secretario del Consejo.

El artículo 27º de los Estatutos Sociales especifica que los administradores desempeñarán su cargo con la diligencia de un ordenado empresario y de un representante leal.

Deberán guardar secreto sobre los acuerdos, sobre las informaciones de carácter confidencial y sobre las deliberaciones, aun después de cesar en sus funciones.

En todo caso, las responsabilidades personales o solidarias de los Consejeros se ajustarán a lo dispuesto en las normas legales vigentes.

La representación de la Sociedad, en juicio y fuera de él, corresponde a los administradores en la forma determinada por los Estatutos.

La representación se extenderá a todos los actos comprendidos en el objeto social delimitado en los Estatutos. Cualquier limitación de las facultades representativas de los administradores, aunque se halle inscrita en el Registro Mercantil, será ineficaz frente a terceros.

La Sociedad quedará obligada frente a terceros que hayan obrado de buena fe y sin culpa grave, aun cuando se desprenda de los Estatutos inscritos en el Registro Mercantil que el acto no está comprendido en el objeto social.

En el artículo 29º de los Estatutos Sociales se dice que el Consejo de Administración queda facultado para que, si lo estima oportuno, pueda crear, de su seno, una Comisión Ejecutiva, con la denominación, composición y normas de funcionamiento que estime adecuadas, sin más limitaciones que las señaladas en el artículo 141 de la Ley de Sociedades Anónimas.

La composición actual de la Comisión Ejecutiva es la siguiente:

- Presidente: D. Manuel Menéndez Menéndez
- D. Joaquín Coronado Galdós (Consejero Delegado)
- D. Pedro Manuel Bastos Mendes Rezende
- D. Hans Friedrich Bubeck
- Norteña Patrimonial, S.L., (representada por D. Víctor Roza Fresno)
- Secretario: El Secretario del Consejo de Administración

En el ejercicio 2003 se celebraron 19 reuniones de la Comisión Ejecutiva, y en 2004, hasta la fecha del presente folleto se han celebrado 18 reuniones de la Comisión Ejecutiva.

El artículo 30º, por su parte, dispone que el Consejo de Administración creará, de su seno, otros órganos, tales como el Comité de Control y Auditoría, y cualesquiera otros que considere convenientes con la denominación, composición, atribuciones y normas de funcionamiento que estime adecuadas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 47 de la ley

44/2002 y sin más limitaciones que las señaladas en el artículo 141 de la Ley de Sociedades Anónimas.

El Comité de Control y Auditoría estará formado por un mínimo de tres y un máximo de cuatro Consejeros, de los cuales uno necesariamente será el Presidente de la Sociedad, debiendo ser la mayoría de ellos Consejeros no ejecutivos. Los miembros del Comité ejercerán sus funciones durante el período por el que hayan sido designados como Consejeros de la Sociedad, cesando en ellas automáticamente desde el momento en que cesen como Consejeros. El Presidente del Comité deberá ser en todo caso un Consejero no ejecutivo, y ejercerá funciones de Secretario el que lo sea de la Sociedad. Siempre que lo estime conveniente el Comité, el Consejero Delegado podrá asistir a las reuniones del mismo.

El Comité deberá reunirse de manera regular, y al menos una vez cada tres meses. El procedimiento de convocatoria será el mismo que para el Consejo de Administración, de acuerdo con el artículo 24º.

Las competencias del Comité serán, entre otras, las siguientes:

1ª. Propuesta al Consejo de Administración para su sometimiento a la Junta General de Accionistas del nombramiento de los auditores de cuentas externos a que se refiere el artículo 204 de la Ley de Sociedades Anónimas.

2ª. Revisión de los informes financieros que se deban someter al Consejo de Administración, y propuesta y supervisión de los procesos de información financiera y de los sistemas de control interno de la sociedad.

3ª. Propuesta al Consejo de Administración de un Código de conducta aplicable al personal ejecutivo vinculado directa o indirectamente con la Sociedad, que deberá contener en particular reglas sobre el cumplimiento normativo y regulatorio aplicable a las actividades de la Sociedad, con el fin de evitar conflictos de interés, asegurar la gestión adecuada de la información confidencial de la Sociedad, y garantizar la máxima integridad en las relaciones con clientes, proveedores y empleados.

Asimismo el Comité supervisará y controlará la aplicación de las reglas y orientaciones del Código de Conducta, y promoverá su observancia y cumplimiento, siendo inmediatamente informado de cualquier violación del mismo, sin perjuicio de los poderes disciplinarios de los órganos de gobierno de la Sociedad.

4ª. Elaboración de un informe previo a la formulación de las cuentas anuales por el Consejo de Administración, en el que se hagan constar las cuestiones de mayor relevancia que resulten de la preparación de las cuentas anuales. El Comité realizará asimismo todos aquellos informes y estudios que considere necesarios y efectuará propuestas a los órganos de gobierno de la Sociedad que se lo soliciten y siempre que lo considere conveniente como consecuencia del ejercicio de sus facultades.

Previamente a la elaboración de las cuentas anuales, el Comité de Control y Auditoría evaluará con los auditores externos la estrategia a seguir en relación con la auditoría de las cuentas anuales, prestando particular atención a la cualificación y experiencia del staff seleccionado, las áreas de especial énfasis o capacidad de riesgo, y los cambios recientes significativos, así como la coherencia entre los planes internos y externos de auditoría.

5ª. Relaciones 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 aquéllas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas técnicas de auditoría.

En su relación con los auditores externos y con los empleados que tengan responsabilidades internas de auditoría, el Comité de Control y Auditoría mantendrá la comunicación necesaria para garantizar la ejecución eficaz de sus funciones.

6º. Recibir información sobre los contratos concluidos por la Sociedad con el fin de poder cumplir con su función de gestión y control.

7º. Analizar la política fiscal de la Sociedad, así como los riesgos que puedan surgir en relación con ella.

8º. Supervisar los parámetros financieros fijados por el Consejo de Administración, con el objetivo de evaluar la gestión adecuada de la Sociedad.

9º. Discutir con los auditores el plan anual de auditoría.

El Comité de Control y Auditoría está presidido en la actualidad por D. Hans Friedrich Bubeck y está integrado por los mismos miembros que la comisión ejecutiva salvo el Consejero Delegado, que sin embargo podrá asistir a las reuniones invitado por el Comité.

El Comité de Control y Auditoría celebró 11 reuniones en el ejercicio 2003, en 2004, hasta la fecha del presente folleto, el Comité de Control y Auditoría ha celebrado 7 reuniones.

El Comité de Control y Auditoría revisó el presente Folleto en su reunión de 20 de Octubre de 2004.

VI.1.4. Directores y demás personas que asumen la gestión al nivel más elevado

Directores de Área:

- D. Joaquín González Blás

Adjunto al Consejero
Delegado

- D. José Luis Martínez Mohedano	Secretario General
- D. Nicanor Fernández Álvarez	Gabinete de Presidencia
- D. Jesús Peón Cadavieco	Administración y Finanzas
- D. Emilio García-Conde Noriega	Asesoría Jurídica
- D ^a . Azucena Viñuela Hernández	Auditoria y Control de Riesgos
- D. Javier Sáenz de Jubera Álvarez	Comercial y Redes
- D. Florentino Blanco Pedregal	Generación
- D. Miguel Ángel Devesa del Barrio	Gestión de Energía
- D ^a . Yolanda Fernández Montes	Medio Ambiente
- D. José Salas Orta	Operaciones
- D. Jorge Corrales Llavona	Planificación y Estudios
- D. Marcos Antuña Egocheaga	Proyectos e Inversiones
- D. José Luis Gaitán Castillo	Recursos Humanos
- D. Santiago Bordiú Cienfuegos-Jovellanos	Regulación
- D. Dionisio Fernández Auray	Renovables

VI.2. intereses en la sociedad de las personas citadas en el apartado VI.1.

VI.2.1. Participaciones del Consejo de Administración en el capital social.

El capital social está constituido por 42.572.143 acciones de 10 € de valor nominal cada una, las participaciones de los miembros del consejo en el capital de la sociedad son las siguientes:

CONSEJEROS	Part. Directa Nº Accs.	Part. Indirecta Nº Accs.	TOTAL Nº Accs.	% s/ Capital
D. Manuel Menéndez Menéndez	--	--	--	--
D. Joaquín Coronado Galdós	--	--	--	--
D. Francisco de la Fuente Sanchez	--	--	--	--
D. Rui Miguel de Oliveira Horta e Costa	--	--	--	--
D. Joao Luis Ramalho de Carvalho Talone	--	--	--	--
D. Pedro Manuel Bastos Mendes Rezende	--	--	--	--
D. Jorge Manuel de Oliveira Godinho	--	--	--	--

D. Pierre Maurice Lederer	--	--	--	--
D. Hans Friedich Bubeck	--	--	--	--
D. Stefan Thiele	--	--	--	--
D. Christian Grawe	--	--	--	--
Asturiana de Administración de Valores Mobiliario, S.L.	168		168	0,0004%
Administradora Valtenas, S.L.	168		168	0,0004%
Norteña Patrimonial, S.L.	168		168	0,0004%
TOTAL	504		504	0,0012%

Con fecha 29 de julio de 2004, los que eran principales accionistas de la sociedad, EDP, EnBW, CajAstur y Caser, alcanzaron un acuerdo mediante el cual, EDP aumentaría su participación desde el 39,5% hasta el 95,7%, adquiriendo a EnBW su 34,6%, un 4,1% de la participación de Caser y canjeando el 17,5% de CajAstur por un 5,64% de las acciones de EDP, procedentes de la ampliación de capital realizada por EDP dentro de la 5ª fase de privatización de la compañía.

El aumento de la participación de EDP en HidroCantábrico, que esta operación ha supuesto, fue autorizado por la Comisión de Competencia de la Unión Europea con fecha 10 de septiembre de 2004, y ha quedado completado el 16 de diciembre de 2004, de forma que a la fecha del presente Folleto el accionariado de HidroCantábrico, S.A. es el siguiente:

EDP	95,7%
CajAstur-Caser	3,1%
Autocartera	0,2%
Minoritarios	1,0%

Este cambio en la composición accionarial traerá, lógicamente, como consecuencia una reestructuración estatutaria y del Órgano de Administración de la Sociedad, que serán llevadas a cabo a través de la preceptiva Junta General.

En cuanto a los socios accionistas a la fecha del presente folleto, se informa que:

EDP es una sociedad que cotiza en las Bolsas de Valores de Portugal (*Mercado Cotações Oficiais da Bolsa de Valores de Lisboa e Porto*) y Nueva York (*New York Stock Exchange*). En diciembre de 2004 tuvo lugar la quinta fase del proceso de privatización de EDP. En consecuencia, a fecha del presente Folleto el Gobierno portugués ostenta una participación accionarial total en EDP (directa e indirectamente –a través de entidades portuguesas de carácter público) representativa de un 24,9 por ciento de su capital social, con una “acción de oro” para la toma de determinados acuerdos.

VI.2.2. Retribución y otras prestaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2003, la Sociedad dominante no ha satisfecho importe alguno a los miembros del Consejo de Administración por su dedicación a las funciones propias de administración y no existen anticipos, créditos o préstamos concedidos por la Sociedad dominante a sus Administradores.

En el ejercicio se han devengado retribuciones y otras prestaciones tanto con miembros del Consejo de Administración por su condición de empleados de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., como con antiguos miembros del Consejo o sus causahabientes, según el siguiente desglose por conceptos retributivos: percepciones dinerarias por importe de 798 miles de euros, seguros médicos por importe de 2 miles de euros y seguros de vida y planes de pensiones por importe de 29 miles de euros.

VI.2.3. Actividades fuera de la sociedad

Ningún miembro de la dirección ejerce actividades, fuera de la sociedad, que sean significativas para la propia sociedad. A continuación se detallan las principales actividades que desarrollan los miembros del consejo de administración dentro de sus grupos bancarios o industriales.

- D. Manuel Menéndez Menéndez.
 - Presidente de Caja de Ahorros de Asturias

- Francisco de la Fuente Sánchez
 - Presidente del Consejo de Administración de EDP
 - Presidente del Consejo de Administración de ONI, SGPS

- João Luís Ramalho de Carvalho Talone
 - Presidente de la Comisión Ejecutiva de EDP
 - Presidente del Consejo de Administración de EDP Distribución – Energía
 - Presidente del Consejo de Administración de EDP – Gestión de Producción de Energía
 - Presidente del Consejo de Administración de EDP Participaciones – SGPS
 - Presidente del Consejo de Administración de EDP Estudios y Consultoría
 - Administrador de ONI, SGPS

- Rui Miguel de Oliveira Horta e Costa
 - Vocal de la Comisión Ejecutiva de EDP
 - Administrador de EDP Participaciones – SGPS
 - Administrador de EDP – Gestión de Producción de Energía

- Administrador de EDP Distribución - Energía
- Administrador de EDP Estudios y Consultoría
- Administrador de Electricidade de Portugal Internacional, SGPS
- Administrador de Internel – Servicios de Consultoría Internacional
- Administrador de ONI, SGPS
- Administrador de EDP Brasil
- Administrador de EDP – Inversiones, Gestión de Participaciones y Asistencia Técnica, Limitada
- Administrador de IBERENERGIA
- Administrador de Energia RE
- Gerente de la EDALPRO Inmobiliaria, Lda
- Presidente del Consejo de Administración de EDIPOMBAL Inmobiliaria
- Presidente del Consejo de Administración de CENTRAL e Informação y Comercio Electrónico

- Jorge Manuel de Oliveira Godinho
 - Vocal de la Comisión Ejecutiva de EDP
 - Presidente del Consejo de Administración de EDP Brasil
 - Administrador de EDP Estudios e Consultoría
 - Administrador de EDP – Gestión de Producción de Energía
 - Administrador de EDP Distribución - Energía
 - Presidente del Consejo de Administración de EDP Energía
 - Presidente del Consejo de Administración de EDP Serviner – Servicios de Energía

- Pedro Manuel Bastos Mendes Rezende
 - Vocal de la Comisión Ejecutiva de EDP
 - Administrador de EDP Estudios e Consultoría
 - Administrador de EDP Distribución - Energía
 - Administrador de EDP Energía
 - Administrador de EDP Serviner – Servicios de Energía
 - Administrador de EDP Inmobiliaria
 - Administrador de EDP – Gestión de Producción de Energía
 - Presidente del Consejo de Administración de CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Electricidad
 - Presidente del Consejo de Administración de TER – Termoeléctrica de Ribatejo
 - Presidente del Consejo de Administración de HDN – Energía del Norte
 - Presidente del Consejo de Administración de Hidrocenel – Energía del Centro
 - Presidente del Consejo de Administración de Hidroem – Gestión, Operación y Manutención de Centrales Eléctricas.
 - Presidente del Consejo de Administración de EDP Producción EM – Ingeniería y Manutención.

- Presidente del Consejo de Administración de EDP Cogeneración – Producción de Electricidad y Calor.
- Presidente del Consejo de Administración de Tergen – Operación y Manutención de Centrales Termoeléctricas.

- **Pierre Maurice Lederer**
 - Presidente de EnBW Vertriebsgesellschaft mbH hasta el 30 de junio de 2003
 - Consejero de EnBW Kraftwerke AG
 - Presidente de EnBW Kundenservice GmbH hasta el 14 de julio de 2003
 - Presidente de EnBW Regional
 - Presidente de EnBW Transportnetze AG
 - Consejero de ESAG Energieversorgung Sachsen Ost AG
 - Consejero de GESO Beteiligungs und Beratungs AG
 - Presidente de Neckarwerke Stuttgart AG
 - Presidente de Rheinkraftwerk Säckingen AG
 - Presidente de EnBW Gas GmbH
 - Presidente de EnBW Gesellschaft für Stromhandel mbH
 - Presidente de Gasversorgung Süddeutschland GmbH
 - Consejero de Skandinavisk Kraftmeglin S.A.

- Hans Friedrich Bubeck
 - Consejero de Amata Power Limited, Thailand
 - Consejero de Amata Power (Bien Hoa) Limited, Vietnam.

- Stefan Thiele
 - Consejero de EnBW Ostwürttemberg
 - Consejero de Elektrizitätswerk Mittelbaden AG
 - Consejero de Stadtwerke Karlsruhe GmbH

CAPÍTULO VII

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DE EMISOR

VII.1. Evolución reciente de los negocios del emisor

VII.1.1. Producción y ventas de HidroCantábrico, S.A.

Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. tiene básicamente dos actividades: la de sociedad de cartera (Holding) del grupo, cuyos ingresos provienen especialmente de su participación en el capital de sus sociedades filiales y/o participadas (dividendos), de los intereses correspondientes a las deudas que éstas tienen contraída con ella, y de los servicios que factura a dichas filiales, y la actividad de generación de energía eléctrica.

Generación

La actividad de generación se ha desarrollado en un entorno muy negativo durante los nueve primeros meses de 2004 con una reducción del precio medio del pool del 11,5% respecto a los nueve primeros meses de 2003, que ya habían sido moderados, mientras que el coste de la generación con carbón ha resultado ser un 36% superior al registrado en el mismo período del año anterior. Los principales datos de la actividad en los nueve primeros meses de 2004 han sido los siguientes:

- La producción ascendió a 9.276 GWh, cifra que supone un descenso del 1% respecto a la del mismo período de 2003
- La producción hidráulica fue de 649 GWh, con un aumento del 5,4% respecto a la del año anterior.
- La generación térmica convencional se situó en 7.720 GWh, un 1,5% inferior a la del mismo período del año anterior, mientras que la producción nuclear, con una cifra de 907 GWh fue un 1,% inferior a la del año anterior.
- La cuota de HidroCantábrico, S.A. en el mercado mayorista de generación se situó en los nueve primeros meses de 2004 en el 6,3%.

En cuanto a la actividad de Holding, los ingresos financieros derivados de participaciones en el capital de filiales y de créditos concedidos a las mismas, en el período enero-septiembre de 2004 ascendieron a 10.595 miles de euros.

VII.1.2. Precios Costes y Gastos de Explotación de HidroCantábrico, S.A.

El precio medio del pool en los nueve primeros meses de 2004 fue de 32,4€ MWh, siendo inferior al del mismo período del año anterior, que ya habían sido de por sí bajos, en un 11,5%.

En cuanto a los gastos de explotación, los costes de aprovisionamiento ascendieron a 193,5 millones de euros con un aumento del 6,5%, los gastos de personal a 29,9 millones de euros en línea con los del año anterior, la dotación para amortización de inmovilizado a 99,4 millones de euros, con un aumento del 1,4%, y los otros gastos de explotación a 33,4 millones de euros con un aumento del 1%.

VII.1.3. Resultados de HidroCantábrico, S.A.

Como ya se ha comentado anteriormente los nueve primeros meses del ejercicio 2004 se han desarrollado en un entorno desfavorable para la actividad de generación, con unos precios del 'pool' muy bajos y una fuerte subida en el coste de los combustibles.

En esta situación, HidroCantábrico, S.A. obtuvo, en los nueve primeros meses del año, un resultado operativo (EBITDA) 89 millones de euros con un descenso del 46% respecto al año anterior, el resultado de explotación fue negativo por un importe de 10,4 millones de euros frente a los beneficios de 67,6 millones de euros en el mismo período del año anterior. El resultado de las actividades ordinarias fue negativo por importe de 49,9 millones de euros en comparación con los beneficios de 2,3 millones de euros el año anterior y la pérdida después de impuestos ascendió a 22,3 millones de euros en comparación con 1,5 millones de euros el año anterior. La variación que registran los resultados extraordinarios es consecuencia, básicamente, de la reversión de provisiones (21 millones de euros) para participaciones en filiales por las pérdidas que generaban en ejercicios anteriores y que en el presente ejercicio han generado beneficios.

En cuanto al endeudamiento, la cifra de deuda neta a 30 de septiembre de 2004 asciende a 1.545 millones de euros, con un descenso de 159 millones de euros respecto a la existente al inicio del ejercicio, descenso que se produce, principalmente por la cancelación anticipada de préstamos.

En la página siguiente se presenta la cuenta de Resultados de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. al 30 de septiembre de 2004.

Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.**Cuenta de Resultados***Importes en miles de €*

	30-sep-04	30-sep-03	+%
Importe neto de la cifra de negocios	340.826	407.851	-16,4%
Aumento de existencias	0	0	
Trabajos propios para inmovilizado	230	380	-39,5%
Otros Ingresos de Explotación	4.668	2.104	121,8%
Total Ingresos de Explotación	345.724	410.336	-15,7%
Reducción de existencias	0	0	
Aprovisionamientos	193.359	181.576	6,5%
Compras de energía	22.030	49.199	-55,2%
Consumo mat. Primas y consumibles	164.931	125.223	31,7%
Otros gastos externos	6.398	7.153	-10,6%
Gastos de personal	29.967	30.043	-0,3%
Sueldos y salarios	22.560	22.495	0,3%
Cargas sociales	5.991	5.681	5,5%
Planes de pensiones	1.416	1.867	-24,1%
Dotación para amortización de inmovilizado	99.440	98.106	1,4%
Variación provisiones de tráfico	0	0	
Otros Gastos de explotación	33.360	33.044	1,0%
Servicios exteriores	25.705	25.488	0,9%
Tributos	3.757	3.466	8,4%
Otros gastos de gestión corriente	3.898	4.091	-4,7%
Total Gastos de Explotación	356.125	342.770	3,9%
Resultados de Explotación	-10.402	67.566	--
Ingresos Financieros	15.323	19.327	-20,7%
Gastos Financieros	54.767	84.548	-35,2%
Resultados Financieros	-39.445	-65.221	-39,5%
Resultados de las Actividades Ordinarias	-49.846	2.345	--
Resultados Extraordinarios	19.325	-837	--
Beneficio Antes de Impuestos	-30.522	1.508	--
Impuesto de Sociedades	-8.189	2.994	--
Beneficio Después de Impuestos	-22.333	-1.485	--

VII.1.4. Balance de Situación de HidroCantábrico, S.A.

Datos en miles de €

ACTIVO	30-sep-04	30-sep-03
INMOVILIZADO	3.475.014	3.733.903
Gastos de establecimiento	130	170
Inmovilizaciones Inmateriales	804.485	851.696
Amortizaciones	(140.461)	(93.078)
Inmovilizaciones Materiales	1.360.215	1.432.414
Amortizaciones	(1.194.565)	(1.113.055)
Inmovilizaciones financieras	1.310.184	1.449.623
Acciones Propias	-	-
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	-	-
ACTIVO CIRCULANTE	111.433	145.259
Accionistas por desem.no exigidos	-	-
Existencias	64.650	34.248
Deudores	36.165	44.197
Inversiones financieras temporales	4.872	64.796
Acciones Propias a c/p	47	-
Tesorería	3.430	676
Ajustes por periodificación	2.269	1.342
TOTAL ACTIVO	3.586.447	3.879.162

Datos en miles de €

PASIVO	30-sep-04	30-sep-03
FONDOS PROPIOS	1.627.688	1.660.130
Capital suscrito	425.721	425.721
Prima de emision	1.222.659	1.243.422
Reserva de revalorizacion	-	-
Reservas	1.641	1.645
Resultados de ejercicios anteriores	-	(9.173)
Perdidas y ganancias	(22.333)	(1.485)
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	-	-
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	53.677	3.629
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	60.371	80.291
ACREEDORES A LARGO PLAZO	1.462.199	1.905.814
Emission de oblig.y otros val.negociables	-	-
Deudas con entidades de crédito	1.307.020	1.807.237
Deudas con empresas del grupo y asociadas a l / p	69.144	11.903
Administraciones Publicas	85.686	80.441
Otros Acreedores	6	1.326
Desembolsos pend. acciones	343	4.907
ACREEDORES A CORTO PLAZO	382.512	229.298
Emission de oblig.y otros val.negociables	101.804	48.098
Intereses de obligaciones y o.valore	4	2.158
Deudas con entidades de crédito	151.821	21.240
Deuda por intereses	7.334	7.844
Deudas con empresas del grupo y asociadas a c / p	7.086	71.256
Acreedores comerciales	96.318	64.481
Otras deudas no comerciales	12.712	17.865
Provisiones para operaciones de trafico	12.771	6.358
Ajustes por periodificacion	-	-
TOTAL PASIVO	3.586.447	3.879.162

VII.1.5. Producción y ventas del Grupo Consolidado

Generación

Como ya se ha mencionado en el caso de la sociedad matriz, la actividad de generación se ha desarrollado en un entorno muy negativo con una reducción de los precios del pool del 10,5% respecto a los de los nueve primeros meses de 2003, que ya habían sido de por sí moderados, mientras que el coste de la generación con carbón ha resultado ser un 36% superior al registrado en el mismo período del año anterior. Los principales datos de la actividad en los nueve primeros meses de 2004 han sido los siguientes:

- La producción ascendió a 10.693 GWh, cifra que supone un aumento del 2,1% respecto a la del mismo período de 2003.
- La producción hidráulica fue de 649 GWh, con un aumento del 5,4% respecto a la del año anterior.
- La generación térmica convencional se situó en 7.720 GWh, un 1,5% por debajo de la del mismo período del año anterior. La producción nuclear, con una cifra de 907 GWh fue un 1,% inferior a la del año anterior. La producción de la central de ciclo combinado de Gas ascendió a 1.417 GWh, que representan un aumento del 28,7% respecto a del mismo período del ejercicio anterior.
- La cuota de HidroCantábrico en el mercado mayorista de generación se situó en los nueve primeros meses de 2004 en el 7,3% frente al 7,6% del mismo período del año anterior.

Redes Eléctricas

La energía eléctrica distribuida a través de la red propia entre enero y septiembre de 2004 ascendió a 6.677 GWh, un 4,5% más que en el mismo período del año anterior.

Redes de Gas

La actividad en la distribución de gas natural refleja el crecimiento debido a la adquisición de Naturcorp en el pasado ejercicio. El gas distribuido durante los nueve primeros meses de 2004 ascendió a 16.568 GWh, en comparación con los 4.976 GWh del mismo período del año anterior.

Comercialización de Energía

En comercialización de energía eléctrica, el Grupo HidroCantábrico facturó 3.348 GWh, la misma cifra que en el ejercicio anterior.

La comercialización de gas natural refleja el crecimiento debido a la adquisición de Naturcorp. El gas comercializado en los nueve primeros meses de 2004 ascendió a 7.303 GWh frente a los 3.011 GWh comercializados en el mismo período de 2003.

Clientes

El número de clientes del Grupo a 30 de septiembre de 2004 ascendía a 1.131.963, de los que 571.368 pertenecían a la actividad eléctrica y 560.595 a la actividad gasista.

Energías renovables

En la actividad de energías renovables, la puesta en explotación de nuevas instalaciones, principalmente de energía eólica, ha hecho que la generación eléctrica en los nueve primeros meses de 2004 se haya situado en 323.530 MWh en comparación con los 144.809 MWh producidos en el mismo período de 2003.

De la producción total de energías renovables del período, un 45,6% (147.377 MWh) son de procedencia eólica.

VII.1.6. Precios, Costes y Gastos de Explotación del Grupo Consolidado

Para el año 2004, el RD 1082/2003 estableció un incremento medio para la tarifa regulada del 1,54% y del 1,6% para los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.

En cuanto a la generación eléctrica, el precio medio del pool en los primeros nueve meses de 2004 (32,4€/MWh) fue inferior al del mismo período del año anterior (36,6€/MWh), que ya habían sido de por sí bajos, en un 11,5%.

En cuanto a los costes y gastos de explotación, han evolucionado en función del aumento de la actividad del grupo, pero con crecimientos inferiores al experimentado por el importe neto de la cifra de negocios. Los costes de aprovisionamiento, a pesar del aumento experimentado por el coste del carbón, se situaron en 861.551 miles de euros con un crecimiento del 7,5% que es inferior al aumento experimentado por el importe neto de la cifra de negocio (1.280.317 miles de euros con un aumento del 8,4%). Los gastos de personal ascendieron a 72.717 miles de euros con un aumento del 13,6%, y los costes generales de explotación experimentaron un crecimiento del 17,3% situándose en 79.444 miles de euros.

VII.1.7. Resultados Consolidados

En los nueve primeros meses de 2004 el Grupo HidroCantábrico obtuvo un EBITDA consolidado de 278,4 millones de euros con un aumento del 8,4%.

El beneficio de explotación (EBIT) se situó en 93,5 millones de euros con un descenso del 17%, como consecuencia de las mayores dotaciones para amortización de inmovilizado.

Los gastos financieros netos ascendieron a 59.6 millones de euros y son un 11% inferiores a los del mismo período del año anterior como consecuencia de la reducción del endeudamiento medio. El beneficio de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia se situó en 5,3 millones en comparación con 1,2 millones de euros en el mismo período del año anterior, y la amortización del Fondo de comercio de consolidación ascendió a 3,7 millones de euros en comparación con los 14,4 del mismo período del año pasado, que tiene su contrapartida en la amortización del inmovilizado inmaterial, debido a que con la operación de fusión de Naturcorp/Gas de Asturias, el fondo de comercio paso a fondo de fusión. El resultado de las actividades ordinarias ascendió a 35,4 millones de euros con un aumento del 9,1% en relación con el mismo período del año anterior.

Los resultados extraordinarios fueron negativos por importe de 3,5 millones de euros frente al beneficio de 5,5 millones de euros obtenidos en el mismo período de 2003. Esta variación se produce como consecuencia de reliquidaciones del mercado eléctrico correspondientes al ejercicio anterior que en 2003 fueron positivas por importe de 2,3 millones de euros mientras que en 2004 han sido negativas por importe de 1 millón de euros, a lo que hay que añadir 1,9 millones de euros registrados en 2004 como consecuencia de pérdidas en swap de carbón del año 2003 y provisiones para jubilaciones anticipadas por 1,2 millones de euros, además de otras partidas de diverso signo.

Como consecuencia de ello, el beneficio antes de impuestos se situó en 31,9 millones de euros con un descenso del 16% respecto de 2003. El beneficio neto de 18,4 millones de euros supone un descenso del 59,3% respecto al del mismo período de 2003 en el que se registró una tasa impositiva negativa por importe de 7,3 millones de euros. El beneficio atribuible después de la participación en el beneficio de accionistas externos, ascendió a 5,8 millones de euros, siendo inferior en un 86% al del año anterior, además por de por la razón anterior, por el aumento del beneficio atribuido a socios externos.

Por lo que respecta al endeudamiento, la deuda neta del Grupo a 30 de septiembre de 2004 era de 1.715,7 millones de euros, cifra inferior en 127,4 millones de euros a la deuda con que se inició el ejercicio, este

descenso obedece principalmente a la amortización anticipada de préstamos de la compañía matriz, compensada en parte por el aumento de financiación de proyectos de filiales.

GRUPO HIDROCANTABRICO
CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA

Miles de euros

<i>cifras en miles de €</i>	30-sep-04	30-sep-03	+%
Importe neto de la cifra de negocios	1.280.317	1.181.094	8,4%
Aumento de existencias	(788)	3.201	-124,6%
Trabajos propios para inmovilizado	11.155	7.563	47,5%
Otros ingresos de explotación	233	1.592	-85,4%
Total ingresos de explotación	1.290.917	1.193.451	8,2%
Reducción de existencias	457	315	44,9%
Aprovisionamientos	861.551	801.559	7,5%
Compras de energía	577.321	571.226	1,1%
Consumo mat. primas y consumibles	229.206	165.065	38,9%
Otros gastos externos	55.024	65.269	-15,7%
Gastos de personal	72.717	63.985	13,6%
Sueldos y salarios	56.818	49.476	14,8%
Cargas sociales	13.602	11.892	14,4%
Planes de pensiones	2.297	2.616	-12,2%
Dotación para amortización de inmovilizado	184.918	144.167	28,3%
Variación de provisiones de tráfico	(1.631)	3.060	-153,3%
Otros Gastos de explotación	79.444	67.717	17,3%
Servicios exteriores	62.252	54.230	14,8%
Tributos	15.038	11.165	34,7%
Otros gastos de gestión corriente	2.154	2.322	-7,2%
Total gastos de explotación	1.197.455	1.080.804	10,8%
RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN	93.462	112.647	-17,0%
Ingresos financieros	7.555	2.788	171,0%
Gastos financieros	67.186	69.780	-3,7%
Participación en B ^o de soc. puestas en equivalencia	5.259	1.225	329,3%
Amortización del Fondo de Comercio de Consolidación *	3.674	14.408	-74,5%
RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES ORDINARIAS	35.418	32.473	9,1%
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	(3.503)	5.529	-163,4%
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	31.915	38.001	-16,0%
Impuesto de Sociedades	13.482	(7.303)	--
BENEFICIO DESPUÉS DE IMPUESTOS	18.433	45.304	-59,3%
Resultado arribuible a socios externos	12.586	3.661	243,8%
RESULTADO ATRIBUIBLE A SOCIEDAD DOMINANTE	5.847	41.643	-86,0%

* Como consecuencia de la fusión Naturcorp/Gas de Asturias, 606 millones de euros de fondo de comercio pasan a ser fondo de fusión

VII.1.8. Balance de Situación Consolidado.

Datos en miles de euros

GRUPO HIDROCANTABRICO BALANCE CONSOLIDADO

A C T I V O	30-sep-04	30-sep-03
Accionistas por desembolsos no exigidos	169	138
Inmovilizado	4.342.795	3.763.073
Gastos de Establecimiento	1.801	1.616
Inmovilizado inmaterial neto *	1.392.283	873.380
Amortizaciones	(205.253)	(117.765)
Inmovilizado material neto	2.783.864	2.706.964
Amortizaciones	(1.911.670)	(1.762.051)
Inmovilizaciones financieras	164.848	181.113
Acciones propias	-	-
Fondo de comercio de consolidación *	61.143	645.075
Gastos a distribuir en varios ejercicios	543	651
Activo circulante	390.955	411.099
Accionistas por desembolsos no exigidos	-	-
Existencias	77.490	51.852
Deudores	190.548	295.149
Inversiones financieras temporales	28.838	7.603
Acciones propias a corto plazo	47	-
Tesorería	90.843	54.375
Ajustes por periodificación	3.188	2.120
	-	-
TOTAL ACTIVO	4.795.605	4.820.036

* Como consecuencia de la fusión Naturcorp/Gas de Asturias, 606 millones de euros de fondo de comercio pasan a ser fondo de fusión

	PASIVO	30-sep-04	30-sep-04
Fondos Propios		1.696.429	1.702.260
Capital		425.721	425.721
Prima de emisión		1.222.658	1.243.422
Reservas		22.182	30.878
Reservas en soc. consolidadas		25.314	(25.937)
Diferencias de conversión		(5.294)	(4.294)
Resultados de ejercicios anteriores		0	(9.173)
Pérdidas y ganancias		5.847	41.643
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio		-	-
Socios externos		453.275	404.206
Diferencia negativa de consolidación		10	10
Ingresos a distribuir en varios ejercicios		162.189	75.935
Provisiones para riesgos y gastos		83.348	101.379
Acreditores a largo plazo		1.654.346	2.043.900
Emisión de obligaciones y otros valores		-	-
Deudas con entidades de crédito		1.543.826	1.946.080
Deudas con empresas del grupo a LP		228	1.035
Administraciones públicas		102.743	85.558
Otros acreedores		6.747	5.241
Desembolsos pendientes por acciones		802	5.986
Acreditores a corto plazo		746.008	492.346
Emisión de obligaciones y otros valores negociables		101.804	48.098
Intereses		4	2.158
Deudas con entidades de crédito		197.498	83.603
Intereses		9.715	9.402
Deudas con empresas del grupo y asociadas a cp		1.444	4.862
Acreedores comerciales		342.904	247.784
Otras deudas no comerciales		82.575	91.259
Provisiones para operaciones de tráfico		13.380	12.570
Ajustes de periodificación		6.402	4.170
TOTAL PASIVO		4.795.605	4.820.036

VII.2. Perspectivas del emisor

Se hace constar expresamente que determinados aspectos de este apartado se refieren a hechos o circunstancias futuros, a emisiones o perspectivas, que por estar basados en determinadas hipótesis están sujetos a incertidumbres y variaciones, por lo que no se puede asegurar que la evolución futura del Grupo vaya a coincidir con lo esperado.

La estrategia de la compañía está basada en un Plan de Negocios 2003/2008 que contempla como ejes fundamentales del desarrollo futuro:

- En la actividad de generación eléctrica, aumentar, diversificar y mejorar la eficiencia ambiental del parque generador con la incorporación en el periodo 2004/2007 de dos nuevos ciclos combinados de gas (800 MW), que se sumarán al de Castejón, incorporado a la explotación en octubre de 2002.
- Un decidido impulso a la energía de origen eólico con la construcción de un conjunto de parques con una potencia global del orden de 600 MW. El objetivo es alcanzar en este segmento de la generación eléctrica una cuota de mercado similar a la que el Grupo tiene a nivel energético.
- El desarrollo de la red de transporte y distribución de gas natural para consolidarse como el segundo operador español en esta línea de negocio con el objetivo de ostentar una cuota de mercado del entorno del 10%.
- En el ámbito de la actividad regulada de distribución eléctrica, consolidar la posición dominante en el mercado de Asturias y desarrollar y ejecutar los planes de expansión de esta actividad bajo criterios de viabilidad económica en áreas distintas de Asturias y con buen dinamismo económico.
- La desinversión en los negocios de las telecomunicaciones.
- En el campo de la comercialización desarrollar la actividad con el objetivo de mejorar el mix de clientes y conseguir un grado razonable de cobertura de riesgo de precios en el mercado generador.

El desarrollo de todos estos planes permitirá configurar un Grupo energético de mayor tamaño, operando exclusivamente en España, con un buen grado de equilibrio entre los negocios eléctrico y gasista y con un peso creciente de las actividades reguladas.

El mencionado plan va completando su ejecución satisfactoriamente. Por lo que respecta a los ciclos combinados, están en proceso de tramitación de licencias de emplazamiento, autorizaciones administrativas,

declaración de impacto ambiental...etc.. En cuanto al aumento de la capacidad en energía de origen eólico, en 2004 han entrado en explotación 148 MW y se encuentran en construcción otros 225 que está previsto entren en explotación el próximo año.

VII.3. Políticas del Grupo más relevantes

VII.3.1. Política de dividendos

Desde el año 2000, la compañía no ha repartido dividendos a sus accionistas ni tampoco en el momento de elaborar el presente Folleto existen planes concretos al respecto.

VII.3.2. Ampliaciones de capital

A la fecha de registro del presente Folleto la sociedad no tiene previstas ampliaciones de capital.

VII.3.3. Política de inversiones

Como ya se ha indicado, los planes de inversión de la compañía se centran preferentemente en la construcción de dos nuevos ciclos combinados de gas para la producción eléctrica, la construcción de nuevos parques eólicos con una potencia conjunta de unos 600 MW y el desarrollo de nuevas redes de distribución eléctrica y gasista.

La inversión global prevista en estos planes se situará en torno a los 1.800 M€ y su financiación se basará fundamentalmente en la generación interna de cash del Grupo complementada, en lo que resulte necesario, con financiación externa. En el ejercicio 2004 las inversiones materiales realizadas han sido del orden de 300 millones de euros, mientras que las inversiones previstas para el ejercicio 2005 son de 400 millones de euros.

VII.3.4. Política de endeudamiento a medio y largo plazo

El Plan de Negocios de la compañía muestra un nivel de endeudamiento relativamente estable durante los años de ejecución del plan inversor previsto, que se irá reduciendo conforme vaya completándose el mismo. Por otra parte, la compañía contempla dentro de su Plan de Negocios futuro una refinanciación de la deuda, a través de su matriz EDP, con el objetivo de alargar su vida media y reducir su tasa de coste.

VII.3.5. Política de dotación de las cuentas de amortización

No se esperan cambios de alcance (criterios) en la política de amortización del Grupo. Con carácter general, la dotación de amortización del Grupo evolucionará en consonancia con la incorporación gradual a la explotación del programa inversor. A lo largo de 2004 la compañía se

viene preparando para, en su caso, aplicar en 2005 las Normas Internacionales de Contabilidad a sus Estados Financieros.

Firmado

D. Manuel Amado Fernández Suárez
Director de Financiación Corporativa de Hidroeléctrica del Cantábrico