



edp

Resultados Anuais

2004

Gabinete de Relações com Investidores

Pedro Pires, Director
Gonçalo Santos
Elisabete Ferreira
Cristina Requicha
Rui Antunes
Catarina Mello
Tel: +351 21 001 2834
Fax: +351 21 001 2899
Email: ir@edp.pt
Site: www.edp.pt

Reuters: EDPP.IN / EDP.N
Bloomberg: EDP PL / EDP US

Lisboa, 01 de Março de 2005

Resultados 2004	1
EBITDA: Contributo por área de negócio	2
Investimento Operacional	3
Cash Flow & Dívida Financeira	4
EDP Produção	5
EDP Energia	9
Enernova & EDP Bioelétrica	10
EDP Distribuição	12
Hidrocantábrico	16
Brasil	21
Telecomunicações	25
Resultados Financeiros e Extraordinários	27
Demonstração de Resultados Consolidada	28
Balanço Consolidado & Cash Fow	29
Demonstração de Resultados por Negócio	30
Balanço por Negócio	32
Cash Flow por Negócio	34
Capacidade Instalada da EDP na Ibéria	35

Resultados 2004



Resultados Financeiros (€ M)	2004	2003	Δ%
Proveitos e Ganhos Operacionais	7.221,7	6.977,5	3,5%
Custos Operacionais	5.253,6	5.150,5	2,0%
EBITDA	1.968,0	1.827,0	7,7%
Resultados Operacionais	1.058,4	905,7	16,9%
Resultados Financeiros	(335,3)	(359,0)	6,6%
Resultados Extraordinários	(164,7)	(14,4)	-
Resultado Líquido	440,2	381,1	15,5%
Resultado por acção	0,120	0,127	-5,2%
Investimento Operacional	1.051,3	860,4	22,2%

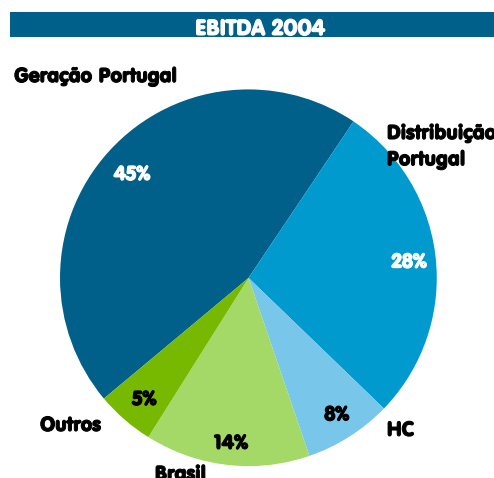
Dívida Financeira (€ M)	2004	2003	Δ
Dívida Financeira	8.598,8	7.492,7	1.106,1
Dívida Líquida	8.320,8	7.205,2	1.115,6

Principais Indicadores	2004	2003	Δ%
Número de Clientes			
Portugal	5.823.342	5.768.288	1,0%
Hidrocontábrico	573.113	563.116	1,8%
Brasil	2.997.590	2.902.203	3,3%
Vendas de Electricidade (GWh)			
Portugal	38.934	37.631	3,5%
Hidrocontábrico	12.215	12.126	0,7%
Brasil	19.408	20.180	-3,8%
N. de Empregados (Core Business)			
Portugal	7.418	8.398	-11,7%
Hidrocontábrico	1.566	1.569	-0,2%
Brasil	3.617	3.757	-3,7%

- O Grupo EDP registou um **crescimento saudável ao nível operacional** em 2004. O **EBITDA cresceu 7,7%** enquanto que o EBIT aumentou 16,9%.
- O crescimento do EBITDA consolidado ficou a dever-se:
 - (i) ao **sucesso do Programa de Restruturação de RH**: o objectivo para 2006 de redução de 1.350 trabalhadores no âmbito do programa na EDP Distribuição, foi quase alcançando já em 2004. Os custos com pessoal caíram 8% no core business doméstico;
 - (ii) à **exposição da EDP a mercados de electricidade de elevado crescimento**: 6,1% em Portugal, 4,0% em Espanha e 4,5% nas áreas concessionadas da EDP no Brasil;
 - (iii) aos **800 MW adicionais** de capacidade instalada em **CCGTs**, após a entrada em operação da TER I & II, que contribuíram com mais 3,2 TWh para a emissão de electricidade;
 - (iv) aos **214 MW adicionais** de **capacidade eólica** na Ibéria, que contribuíram para o aumento de €25 milhões da margem bruta em eólicas (€16 milhões considerando a Hidrocontábrico a 40%);
 - (v) ao **aumentos tarifários no Brasil**;
 - (vi) à **contribuição da Naturcorp** para os resultados de 2004, no seguimento da aquisição, por parte da HC de uma participação de 56,8% em Julho de 2003.
- O EBIT beneficiou de uma alteração na contabilização da compensação relativa à amortização dos activos subsidiados (€79,6 milhões) mas foi afectado pelo aumento nas provisões devido às alterações provisórias e retroactivas nas tarifas concedidas à Bandeirante.
- Os resultados financeiros registaram uma melhoria de 6,6%, beneficiando de um **decréscimo anual de 8,4% nos juros financeiros**, como consequência de um nível médio de dívida inferior em 2004.
- Os resultados extraordinários foram negativamente afectados:
 - (i) Pela reversão de um crédito fiscal contabilizado em 2002 (-€40 milhões) relativo à venda da ONI Way. O uso deste crédito fiscal pela Vodafone está em revisão pelas autoridades e assim que a Vodafone beneficie do mesmo o ganho será contabilizado pela EDP;
 - (ii) Por impairments no goodwill do negócio das telecomunicações (-€35 milhões), no seguimento da avaliação que precedeu o acordo de venda de 60% da Edinfor à LogicaCMG. De notar que os contratos de prestação de serviços estão a ser renegociados de forma a conseguir uma redução dos custos com TI no Grupo EDP;
 - (iii) Pelos custos com a antecipação da idade de pré-reforma (-€25,1 milhões);
 - (iv) Pelas alterações retroactivas nas tarifas da Bandeirante e da Escelsa (-€16,1 milhões)
- Apesar do impacto negativo dos resultados extraordinários o **resultado líquido aumentou 15,5%** em 2004, para €440,2 milhões. As áreas que mais contribuíram para este aumento foram o negócio da geração e o Brasil.

EBITDA: Contributo por área de negócio

EBITDA (€ M)	2004	2003	Δ%
EDP Produção	875,7	813,2	7,7%
EDP Energia	(1,4)	27,0	-
Enernova & EDP Bioelétrica	18,8	7,5	149,7%
EDP Distribuição	548,4	523,2	4,8%
Hidrocantábrico (40%)	150,3	143,4	4,8%
Brasil	278,3	186,7	49,1%
Oni	22,1	8,9	147,5%
Tecnologias de Informação	35,5	34,1	4,1%
Outros e Ajustamentos	40,3	83,0	-51,4%
EBITDA Consolidado	1.968,0	1.827,0	7,7%



• O EBITDA da **EDP Produção** aumentou 7,7% reflectindo o início de operações da TER com dois grupos de 400 MW, e a transferência da actividade de gestão de energia para a EDPP. A poupança resultante da eficiente política de compra de combustíveis aumentou €13,7 milhões, comparativamente a 2003.

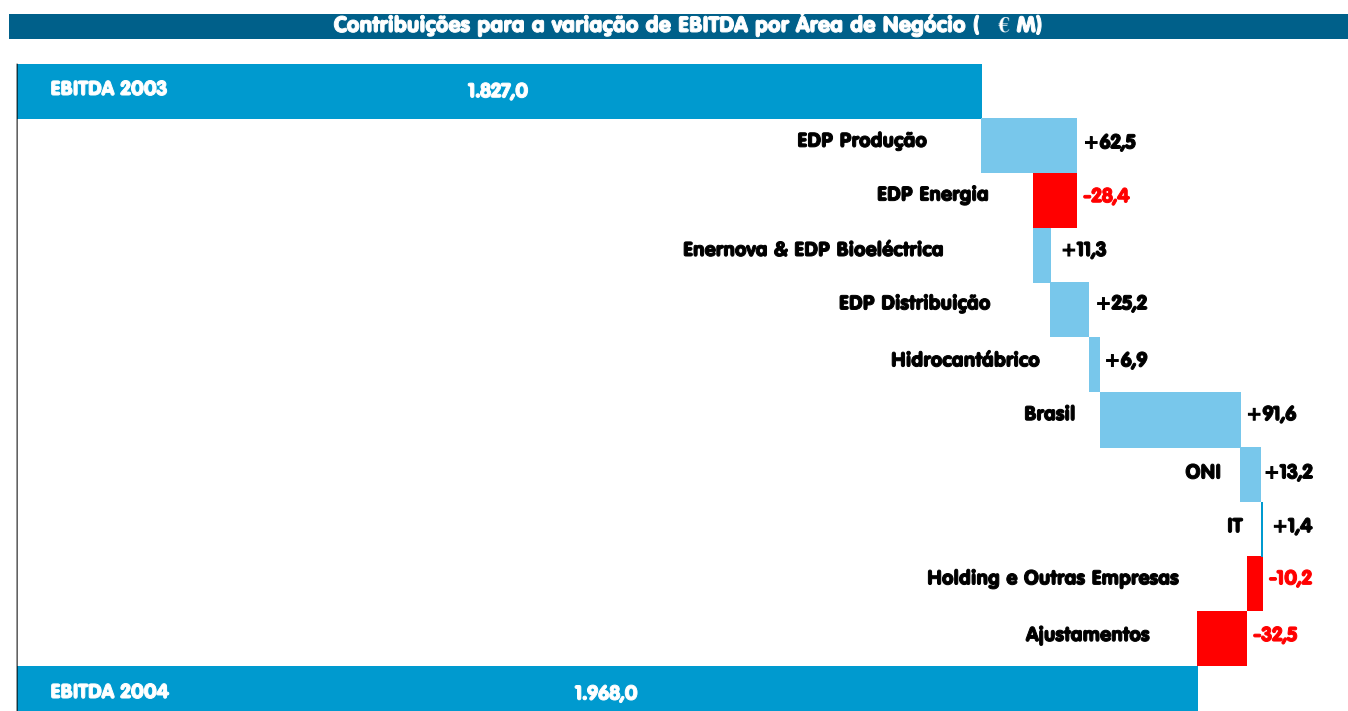
• A **EDP Distribuição** beneficiou de um aumento de 6,1% no consumo de electricidade que, apesar da redução das tarifas de URD, resultou num aumento de €17,9 milhões no Provento Permitido para a actividade de URD. O êxito do Programa de Reestruturação dos RH, com o objectivos de redução de 1.350 trabalhadores em 2006 a serem praticamente alcançados já em 2004, contribuiu para a redução de 10% nos custos com pessoal.

• O EBITDA da **Hidrocantábrico** continua a reflectir um ambiente operacional difícil, com elevados preços do carvão importado e baixos preços de mercado. O aumento no EBITDA deve-se à aquisição da empresa Basca de gás Naturcorp (em meados de 2003) e à contribuição dos 142 MW adicionais de parques eólicos.

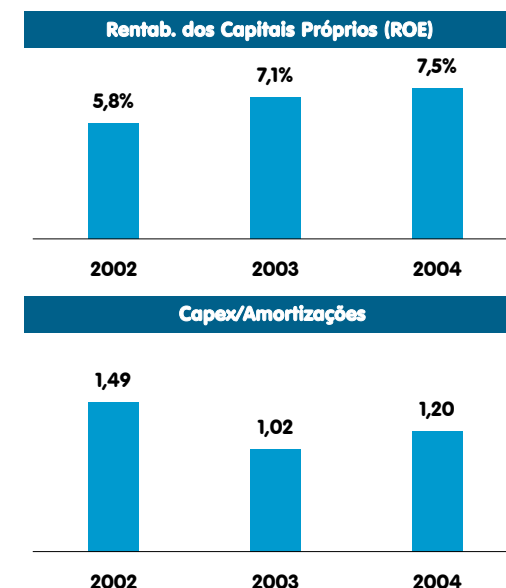
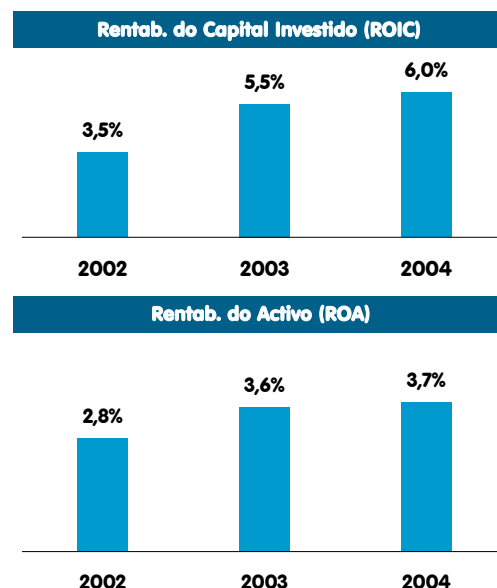
• Os 4,5% de aumento no consumo nas áreas concessionadas da EDP no **Brasil** e as tarifas mais elevadas contribuíram para a boa performance, a nível de EBITDA, das nossas operações nessa região (+49%, quando comparado com 2003).

• O EBITDA da **ONI** aumentou €13,2 milhões em 2004, como consequência de uma boa performance dos serviços de voz em Espanha e de uma redução de custos em Portugal.

• O **EBITDA consolidado** cresceu 7,7%, para €1.968,0 milhões em 2004, devido essencialmente a um forte crescimento saudável, ao resultado do Programa de Reestruturação dos RH e ao aumento da capacidade instalada.



Investimento Operacional (€ M)	2004	2003	2002
EDP Produção	206,6	236,1	239,4
EDP Comercial	4,4	6,4	8,5
Enernova & EDP Bioelétrica	54,5	39,7	47,1
EDP Distribuição	398,0	343,6	371,2
(-) Transferência activos Edinfor	-	12,0	80,5
(-) Subsídios em numerário	88,0	59,7	56,9
(=) Investimentos "cash" do Grupo	310,0	271,9	233,8
Hidrocantábriço (40%)	117,7	71,0	49,0
Brasil	284,9	125,8	125,0
Telecomunicações	33,4	46,2	312,0
Tecnologias da Informação	20,4	55,5	41,8
Outros	19,4	7,8	45,4
Total	1.051,3	860,4	1.101,8



• O investimento operacional do Grupo EDP ascendeu a €1.051,3 milhões em 2004, o que representa um crescimento anual de 22,2%, resultado dos investimentos efectuados na rede de distribuição, na actividade de produção em regime especial na HC e na construção da central hidroelétrica de Peixe Angical no Brasil. Note-se que os valores aqui apresentados correspondem ao cash-out flow do Grupo EDP, tendo em consideração o método de consolidação de cada uma das suas subsidiárias.

• O investimento operacional da EDPP diminuiu 12,5% no período, devido à aproximação da conclusão da central Venda Nova II e à conclusão dos primeiros dois grupos da TER (2x400 MW). O segundo grupo da TER iniciou as operações no dia 1 de Novembro de 2004. A EDP prevê a construção de um terceiro grupo de 400 MW na TER, ascendendo o investimento adicional a €197 milhões até 2006, quando este grupo deverá começar a operar.

• A Enernova investiu essencialmente na construção de novos parques eólicos. Em 2004, a Enernova investiu em 5 novos parques eólicos com uma capacidade instalada total de 72 MW (Fonte da Quelha, Alto Talefe, Padrela/Soutelo, Vila Nova I and Serra do Açor). A Enernova também iniciou um reforço de potência no parque Vila Nova I, para 6 MW de capacidade instalada adicional, que se espera que entre em funcionamento no 1ºS2005. A TIR esperada destes projectos é de aproximadamente 12%.

• O investimento da EDPD centrou-se na rede de distribuição com vista à melhoria da qualidade do serviço. O investimento na rede de distribuição, que representou 89% do investimento operacional da EDPD, aumentou 19,6% no período e reflectiu-se numa redução de 37% do tempo de interrupção equivalente de 341 min. em 2003 para 215 min. em 2004.

• O investimento operacional na HC aumentou 65,6% no período, devido ao investimento de €96,4 milhões efectuados no parque eólico de Albacete (124 MW), que entrou em funcionamento no início de Novembro. Espera-se uma TIR de 10,6% para este projecto.

• No Brasil, o investimento operacional mais que duplicou. Esta evolução está associada à central hidroelétrica de Peixe Angical (450 MW), cujo investimento totalizou R\$700 milhões em 2004. De notar que este valor corresponde a 100% do projecto, no qual a EDP detém uma participação de 60%. Este projecto também está a ser financiado pelo BNDES através de um empréstimo de R\$670 milhões. Durante o ano 2004, os aportes de capital da EDP neste projecto totalizaram R\$70 milhões. Prevê-se que a central de Peixe Angical entre em funcionamento no ano 2006.

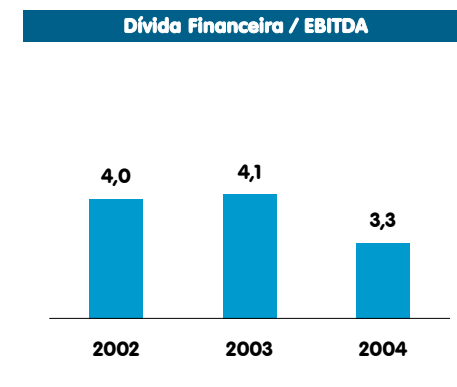
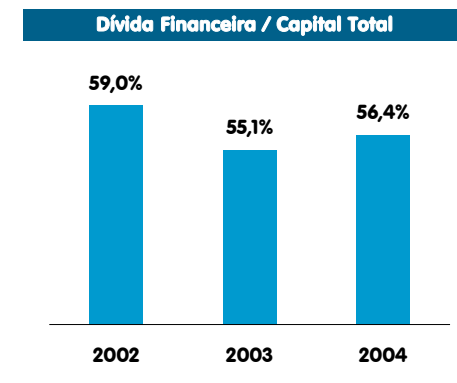
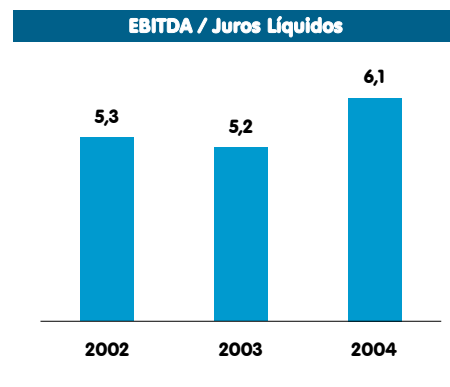
Cash Flow & Dívida Financeira

Cash Flow (€ M)	2004
Resultado Líquido	440,2
Cash Flow Operac. antes de Inv. em Fundo Maneio e Capex	1.705,5
Invest. em Fundo de Maneio e Capex	(41,5)
Cash Flow Operacional	1.664,0
Capex	(1.051,3)
Cash Flow Operacional líquido	612,7
Desinvestimentos	104,4
Aumento de Capital na EDP	1.208,0
Aquisição de 56,2% adicional da HC	(1.200,8)
Dividendos pagos	(268,0)
Cash-Flow não operacional	(589,9)
(Aumento)/Redução da Dívida Financeira	(133,5)
Aumento da dívida pela consolidação de 100% da HC	(972,6)
Total de (Aumento)/Redução da Dívida Financeira	(1.106,1)

Ver página 29 para uma Demonstração de Fluxos de Caixa mais detalhada.

Dívida Financeira (€ M)	2004	2003
Holding	5.553,0	5.356,2
EDP Produção	33,9	38,8
Enernova & EDP Bioelétrica	-	-
EDP Distribuição	17,0	18,7
EDP Energia	-	-
Hidrocontábrico (1)	1.621,1	786,1
Brasil (2)	708,9	547,3
Telecomunicações	622,5	685,5
Tecnologias de Informação	19,3	23,6
Outros	23,2	36,5
Dívida Financeira Total	8.598,8	7.492,7
Caixa e Equivalentes	278,0	287,5
Dívida Líquida	8.320,8	7.205,2

	S&P	Moody's	Fitch
Holding	A/Neg/A1	A3/St/P2	
HC		Baa2/St/P2	BBB/P/F2
Bandeirante		Ba3/St	
Escelsa	B+/Neg	B2/Neg	
Investco		Ba1/St	



• A dívida financeira do Grupo EDP aumentou em €1.106,1 milhões para €8.598,8 milhões em Dezembro de 2004, devido essencialmente à consolidação de 100% do Balanço da Hidrocontábrico, depois de adquirida, no dia 16 de Dezembro de 2004, participação adicional de 56,2% no capital social da Hidrocontábrico, que foi financiada através de um aumento de capital de €1,2 mil milhões. Em Dezembro de 2004, 60% da dívida financeira externa da Hidrocontábrico representavam €972,6 milhões.

• Excluindo o efeito da consolidação de 100% da dívida da Hidrocontábrico, a dívida financeira aumentou €133,5 milhões, devido essencialmente a um aumento da dívida no Brasil, resultado do financiamento obtido pelo BNDES relacionado com o investimento na construção da central Peixe Angical (R\$458,2 milhões ou €126,8 milhões).

• A dívida financeira da EDP, S.A. e da EDP Finance BV aumentou €196,8 milhões. Deste montante, €185 milhões referem-se à primeira tranche do empréstimo de €1.350 milhões, que será usado para substituir a dívida de longo prazo da Hidrocontábrico por empréstimos intra-grupo. Esta reestruturação de dívida, cuja conclusão deverá ocorrer no 1T2005, deverá possibilitar poupanças significativas ao nível dos custos financeiros (estimados em €6 milhões por ano), e representa o primeiro passo para a obtenção das sinergias identificadas aquando do anúncio do plano de integração da Hidrocontábrico.

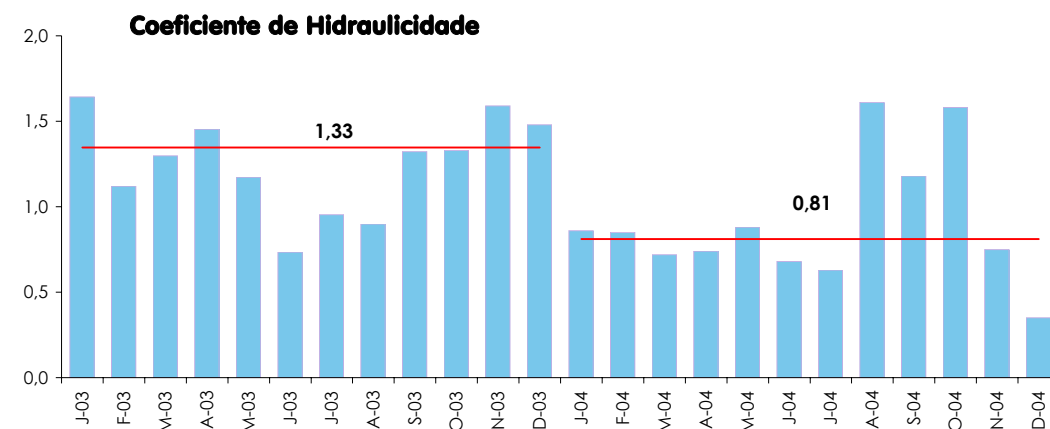
⁽¹⁾ Em 2004, o Balanço da HC foi consolidado a 100% enquanto que a Demonstração de Resultados foi consolidada a 40%

⁽²⁾ Líquido de €263 milhões de Bonds Escelsa no 2004

Emissão de Energia em Portugal

Emissão de Energia (GWh)	2004	2003	Δ%
Emissão Hidroelétrica (SEP)	8.718	13.964	-37,6%
Emissão Termoelétrica (SEP)	11.756	12.619	-6,8%
Produção Vinculada	20.475	26.583	-23,0%
Hidroelétrica (SENV)	398	705	-43,5%
CCGT (SENV)	3.419	203	-
Produção Não-vinculada	3.817	907	320,7%
Biomassa	49	38	28,3%
Eólica	237	128	84,7%
Cogeração	656	679	-3,4%
Mini Hídrica	141	196	-28,2%
Produção em Regime Especial	1.083	1.042	4,0%
Total emissão EDP Produção	25.374	28.531	-11,1%
Emissão Central Térmica do Pego (SEP)	4.422	4.168	6,1%
Emissão Central Térmica da Tapada (SEP)	6.153	5.404	13,9%
Emissão Central Hídrica de Alqueva	100	-	-
Autoprodutores (SEI)	3.858	3.184	21,2%
Saldo Importador / Exportador	6.481	2.793	132,0%
Vendas Directas Cli. Indust. (incl. em Coger.)	(461)	(532)	13,3%
Bombagem	(408)	(485)	15,9%
Consumo referido à emissão	45.519	43.064	5,7%
Compensação síncrona	(35)	(31)	-11,6%
Consumos próprios da produção	(8)	(3)	-166,3%
Consumos próprios da Rede de Transporte	(10)	(10)	3,2%
Perdas na rede de transporte	(657)	(759)	13,4%
Energia entregue na distribuição	44.808	42.261	6,0%
Coefficiente de Hidraulicidade	0,81	1,33	-

Emissão Term. (GWh)	2004	2003	Δ%	Fuel	MW
Tapada do Outeiro	5	(1)	-	Fuelóleo	46,9
Carregado	327	1.091	-70,0%	Fuelóleo/Gás Nat	710,2
Barreiro	200	195	2,8%	Fuelóleo	56,0
Setúbal	1.689	1.834	-7,9%	Fuelóleo	946,4
Sines	9.530	9.473	0,6%	Carvão	1.192,0
Alto de Mira ⁽¹⁾ + Tunes	5	26	-80,2%	Gaóleo	197,0
Emissão Term. (SEP)	11.756	12.619	-6,8%		



• A procura de electricidade foi, mais uma vez, bastante elevada, tendo aumentado 6,0% em 2004. Neste ano, a produção total da EDP totalizou 25.374 GWh, inferior em 11% devido a uma menor pluviosidade (coeficiente de hidraulicidade de 0,81 vs. 1,33 em 2003). Como consequência, observou-se uma redução da contribuição das nossas centrais hidroelétricas de 52% para 36% da geração da EDP. O contributo da EDP para o total de energia entregue ao sistema caiu de 66% em 2003 para 56% em 2004, sobretudo devido a um 2004 hidrologicamente seco e a 2003 hidrologicamente húmido.

• As centrais a fuelóleo, que detêm CAEs estabelecidos com a REN para fornecimento no SEP, registaram uma diminuição de 919 GWh na geração em 2004 face a 2003, sobretudo nas centrais do Carregado e de Setúbal. De notar que, de acordo com os CAEs, a remuneração destas centrais hídricas e térmicas tem por base a sua disponibilidade e não a energia produzida, pelo que, apesar da redução da geração, a margem bruta não foi afectada.

• A maior contribuição para o aumento da geração térmica veio dos dois grupos da TER (CCGT), que entraram em funcionamento no SENV em 2004, aumentando a capacidade termoelétrica em 784MW. O primeiro grupo (TER I) entrou em funcionamento a 14 de Fevereiro e contribuiu com 2,6 TWh para a emissão total, enquanto que o segundo grupo (TER II) começou a operar a 1 de Novembro tendo a sua emissão totalizado 0,8 TWh.

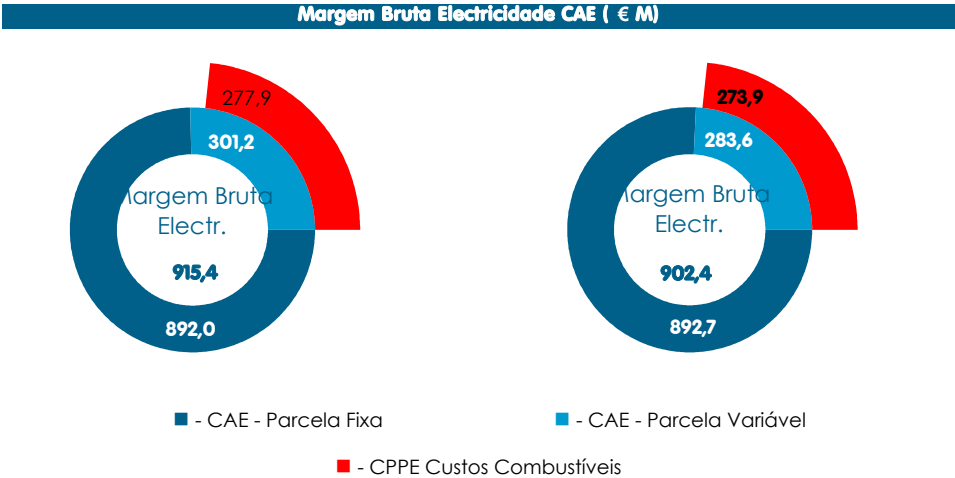
• A continuada transferência da procura de electricidade do SEP para o mercado liberalizado foi colmatada com geração das centrais que operam no SENV, nomeadamente a TER (CCGT), e com importações de Espanha, aproveitando os baixos preços da pool durante a maior parte de 2004.

⁽¹⁾ A central de Alto de Mira (132 MW) foi descomissionada a 30 de Junho de 2003

SEP (€ M)	2004	2003	Δ%
CAE Parcela Fixa	892,0	892,7	-0,1%
CAE Parcela Variável	301,2	283,6	6,2%
Vapor (Barreiro) & Cinzas	6,1	6,1	0,4%
(-) Carvão	179,1	130,5	37,2%
(-) Fuelóleo	86,3	117,7	-26,7%
(-) Gás Natural	11,9	22,9	-48,1%
(-) Gasóleo	0,6	2,7	-78,6%
(-) Autoconsumo de electricidade	2,7	3,1	-12,8%
Margem Bruta CAE	918,8	905,3	1,5%

SENV (€ M)	2004	2003	Δ%
Vendas de Electricidade	217,5	75,3	188,9%
(-) Custos directos (combustíveis + compras)	149,1	59,1	152,4%
Margem Bruta SENV	68,4	16,2	322,3%

PRE (€ M)	2004	2003	Δ%
Cogeração	54,6	53,7	1,7%
Mini-Hídricas (2)	10,8	13,9	-22,1%
(-) Gás Natural (Cogeração)	36,9	36,4	1,4%
(-) Compras de Electricidade	1,9	3,1	-39,5%
Margem Bruta PRE	26,6	28,1	-5,1%



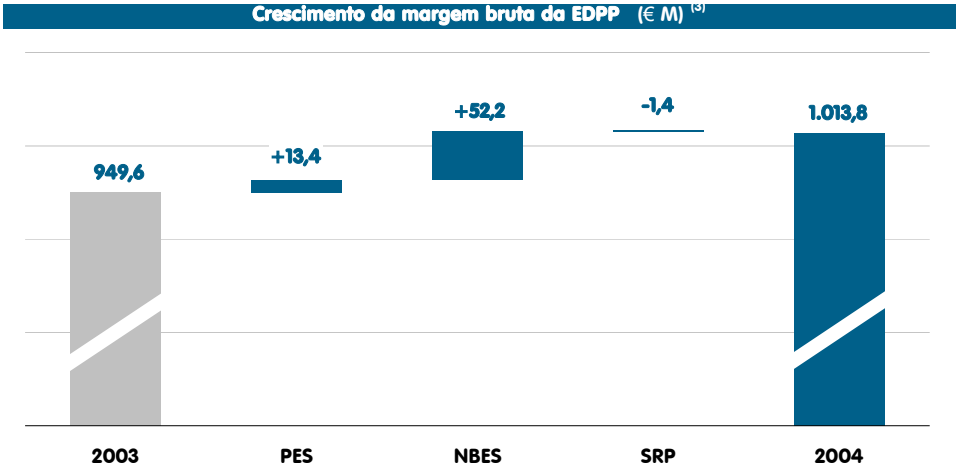
A margem bruta no Sistema Eléctrico Público (SEP) cresceu 1,5% em 2004 para €918,8 milhões. Considerando que a margem bruta das centrais do SEP não é afectada por alterações na geração de energia, devido ao perfil estável do retorno obtido através da Parcela Fixa dos CAE, a melhoria resulta dos custos com os combustíveis consumidos nestas centrais terem sido inferiores aos preços de referência implícitos na Parcela Variável dos CAE (€277,9 milhões vs. €301,2 milhões), uma poupança que ascendeu a €13,7 milhões adicionais em 2004:

- O aumento da Parcela Variável dos CAEs, que remunera o consumo de combustíveis das centrais do SEP de acordo com índices de combustíveis internacionais, reflecte a subida do índice de carvão da UE em 2004, decorrente de um aumento significativo da procura com origem na China e na Índia.
- O aumento de 37,2% dos custos com carvão em 2004 reflecte o consumo de stocks de carvão mais caros em Sines (em média €49/ton) face a 2003 (em média €37/ton). A redução de custos com Fuelóleo, Gás Natural e Gasóleo decorre da menor utilização dessas centrais.

A margem bruta no Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) mais do que quadruplicou devido: i) ao arranque de dois grupos da TER (CCGT) e; ii) a importações de Espanha, a preços da pool inferiores aos de anos anteriores.

- O departamento de gestão de energia, que foi transferida da EDP Energia (actualmente designada por EDP Comercial ou EDPC) para a EDPP no 4T2003, é responsável pelo despacho e gestão da venda de energia das centrais que operam no SENV, assim como pela compra de combustíveis para todas as centrais térmicas da EDPP.

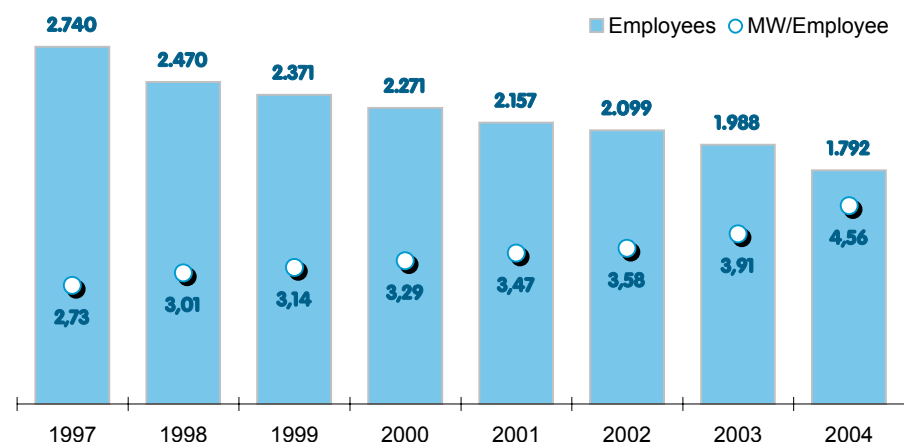
A margem bruta dos Produtores em Regime Especial (PRE) diminuiu como resultado de uma redução de 28,2% na geração das centrais hidroeléctricas com menos de 10MW, devido a uma menor pluviosidade em 2004.



⁽¹⁾ Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP a partir de Julho 2003. Para efeitos comparativos estas empresas foram desconsolidadas em ambos os períodos apresentados

⁽²⁾ Apenas inclui as vendas das centrais hidroeléctricas com capacidade instalada <10 MW (>10 MW são despachadas pelo depart. de gestão de energia) ⁽³⁾ Exclui "Prestações de Serviços" e "Outras Vendas"

Custos c/ Pessoal (€ M)	2004	2003	Δ%
Custos c/ Pessoal	117,6	119,3	-1,4%
Correcção das Reformas Antecipadas	13,2	13,1	0,5%
Encargos Sociais com Pré-Reformados	1,3	1,3	0,5%
Serviços Médicos com Inactivos	3,3	3,2	5,3%
Custos com Pessoal Ajustados	99,8	101,7	-1,9%
Número de empregados	1.792	1.988	-9,9%
Produção	1.073	1.184	-9,4%
Manutenção e Engenharia	463	510	-9,2%
Gestão de Energia	28	-	-
Sub-Holding	228	294	-22,4%
MW/Empregado	4,56	3,91	16,5%



FSEs Terceiros (€ M)	2004	2003	Δ%
Manutenção e trabalhos especializados	22,3	21,1	5,8%
Prémios de seguros	9,1	8,8	3,6%
Vigilância e segurança	2,8	2,6	7,9%
Rendas e alugueres	2,7	2,4	12,8%
Outros	20,1	14,8	35,7%
Total FSEs Terceiros	56,9	49,6	14,8%

- O Programa de Reestruturação de Recursos Humanos iniciado em 2003 continuou a ser implementado em 2004. O número de trabalhadores da EDPP diminuiu 10% (196 trabalhadores) em 2004. Os custos com pessoal em 2004 beneficiaram de 62 reformas flexíveis (6 de pessoal activo e 56 de pré-reformados), 12 rescisões por mútuo acordo, 161 pré-reformas e 1 reforma.
- O programa de reforma flexível, componente do Plano de Reestruturação de Recursos Humanos, permitiu uma redução no número de pré-reformados (56) em 2004 (92 em 2003), que aceitaram ser parcialmente pagos pelo sistema de Segurança Social Português. Esta medida permitiu: i) uma redução de €3,8 milhões nos Custos com Pessoal em 2004 (€2,7 milhões para a redução em 2003 e €1,1 milhões para a redução em 2004) e uma poupança esperada de €7,7 milhões nos próximos 5 anos (os salários dos pré-reformados são contabilizados nos Custos com Pessoal na rubrica "Correcção das Reformas Antecipadas" e, ii) a redução das responsabilidades com pensões, cujo valor inclui os salários acumulados dos pré-reformados até à idade da reforma. Em média, por cada pré-reformado que opte pelo plano de reforma flexível, as responsabilidades com pensões desse trabalhador (quer o complemento de pensão de reforma quer os salários acumulados até à data da reforma) cai para 30% do valor anual inicial.

- Apesar do aumento de 2,8% nos salários em 2004, os Custos com Pessoal diminuíram 1,4% (-1,9% se ajustados dos custos com pessoal inactivo).

- Os FSE's de Terceiros ao Grupo aumentaram devido: i) a custos de manutenção mais elevados, em consequência do arranque da TER (CCGT) e; ii) a custos mais elevados nos sistemas de telecomunicações associados ao telecomando dos centros electroprodutores. Por MW instalado, a manutenção aumentou menos de 1% face ao nível de 2003.

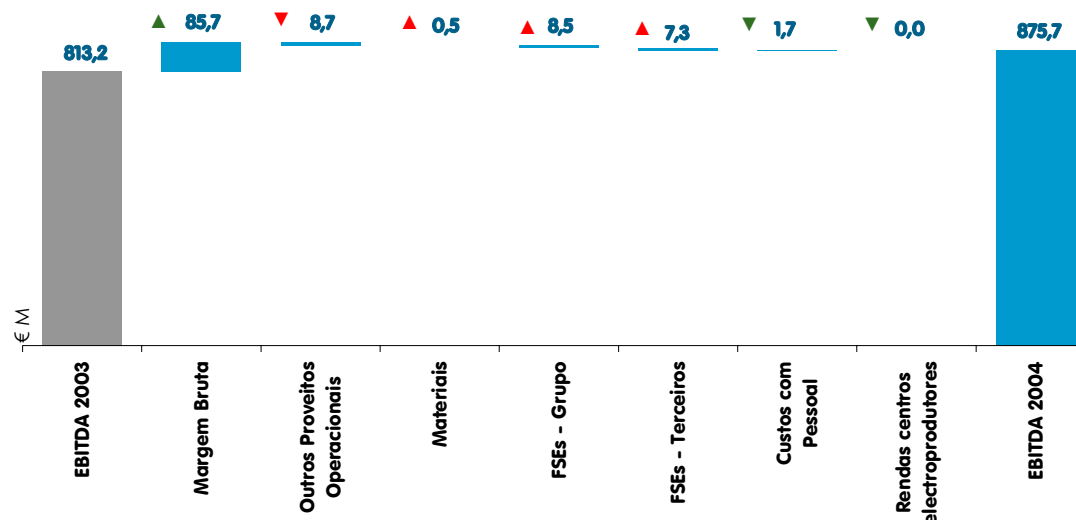
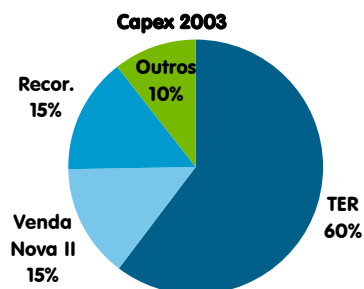
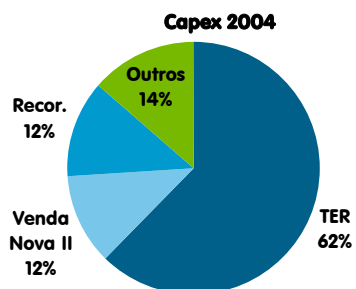
- Os FSE's de empresas do Grupo EDP aumentaram 46,3% maioritariamente devido a um aumento da facturação da EDP Valor (a empresa de serviços partilhados do Grupo EDP) e a fees de gestão da holding.

FSEs Grupo (€ M)	2004	2003	Δ%
Trabalhos especializados	19,5	10,7	82,6%
Rendas e alugueres	3,1	3,4	-8,3%
Electricidade	1,5	1,2	28,7%
Manutenção	1,7	1,6	8,8%
Outros	1,0	1,5	-33,6%
Total FSEs Grupo	26,8	18,3	46,3%

⁽¹⁾ Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP a partir de Julho 2003. Para efeitos comparativos estas empresas foram desconsolidadas em ambos os períodos apresentados

DR Operacional (€ M)	2004	2003	Δ%
Vendas de Electricidade	1.482,3	1.325,2	11,9%
Prestação de Serviços	38,4	16,9	127,6%
Outras Vendas	0,0	0,0	-
Volume de Negócios	1.520,7	1.342,1	13,3%
Compras de Electricidade	51,4	65,3	-21,3%
Combustíveis para produção de elec.	417,1	310,3	34,4%
Custos Directos da Actividade	468,5	375,6	24,7%
Margem Bruta	1.052,2	966,5	8,9%
Margem Bruta / Vendas	69,2%	72,0%	-2,8 p.p.
Material diversos e mercadorias	4,0	3,5	15,5%
FSEs Grupo	26,8	18,3	46,3%
FSEs Terceiros	56,9	49,6	14,8%
Custos com o pessoal	117,6	119,3	-1,4%
Rendas de Centros Electroprodutores	3,6	3,6	-1,3%
Outros custos (proveitos) operacionais	(3,3)	(3,8)	12,5%
Trabalhos para a própria empresa	(29,1)	(37,3)	21,9%
Custos Operacionais	176,5	153,2	15,2%
EBITDA	875,7	813,2	7,7%
EBITDA / Proveitos	57,6%	60,6%	-3,0 p.p.
Amortizações do exercício	245,0	230,5	6,3%
Compensação amort. activos subsidiados	(5,0)	-	-
Provisões	11,7	12,7	-7,4%
EBIT	624,0	570,0	9,5%
EBIT / Proveitos	41,0%	42,5%	-1,4 p.p.

Investimento Operacional (€ M)	2004	2003	Δ%
Produção vinculada	49,7	66,7	-25,6%
Produção não vinculada	128,7	143,7	-10,4%
Outros investimentos	14,7	11,1	33,2%
Encargos financeiros	13,5	14,6	-7,5%
Investimento Operacional Total	206,6	236,1	-12,5%
Investimento recorrente	25,8	34,7	-25,7%
Investimento não recorrente	180,8	201,4	-10,2%



• O EBITDA da EDPP aumentou 7,7% em consequência: i) da entrada em operação da TER (CCGT); ii) da aquisição eficiente de combustíveis e; iii) da transferência da actividade de gestão de energia da EDPC (ex-EDP Energia) para a EDPP.

• De notar que, em 2004, as transacções intra-grupo entre a EDPP e a EDPC, relacionadas com a compra de electricidade no mercado espanhol para o fornecimento de clientes não vinculados, estão reflectidas na rubrica de "Prestação de Serviços".

• A rubrica "Compra de Electricidade" não é comparável dado que em 2003 a HDN e a Hidrocenel (EDPP) estavam a comprar electricidade no mercado Espanhol e a vendê-la à EDPC (mercado liberalizado), enquanto que em 2004 o departamento de gestão de energia começou a actuar como intermediário da EDPC nestas transacções na pool. Actualmente, a maioria das compras de electricidade são apenas contabilizadas na EDPC e o departamento de gestão de energia apenas regista a diferença entre o preço de mercado e o preço contratado com a EDPC (ver página 9).

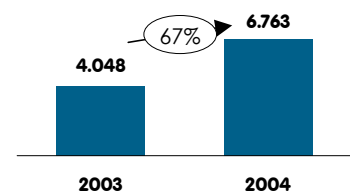
• O investimento operacional da EDPP diminuiu 12,5%, face a 2003, reflectindo a proximidade da conclusão de Venda Nova II e o fim da construção dos dois primeiros grupos da TER (CCGT). O investimento recorrente em 2003 incluía trabalhos na Central de Setúbal, que não ocorrem com uma base anual (aprox. €7 milhões).

(1) Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica [Energias renováveis] foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP a partir de Julho 2003. Para efeitos comparativos estas empresas foram desconsolidadas em ambos os períodos apresentados.

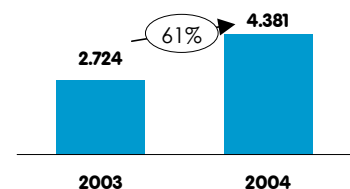
DR Operacional (€ M)	2004	2003	Δ%
Volume de Negócios	327,3	99,8	228,0%
Custos Directos da Actividade	311,7	48,6	541,8%
Margem Bruta	15,5	51,2	-69,7%
Margem Bruta / Vendas	4,7%	51,3%	-46,6 p.p.
FSEs	8,8	7,7	13,4%
Custos com o pessoal	3,6	3,3	10,4%
Outros custos (proveitos) operacionais	5,0	14,2	-64,8%
Trabalhos para a própria empresa	(0,4)	(1,0)	57,9%
Custos Operacionais	17,0	24,2	-29,9%
EBITDA	(1,4)	27,0	-
EBITDA / Proveitos	-0,4%	27,0%	-27,5 p.p.
Amortizações do exercício	3,8	3,5	11,1%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
Provisões	1,0	0,1	901,4%
EBIT	(6,3)	23,4	-
EBIT / Proveitos	-1,9%	23,5%	-25,4 p.p.

Dados Operacionais	2004	2003	Δ%
Número de Clientes	3.616	1.405	157,4%
Quota de Mercado (# de Clientes)	75%	73%	1,6%
Número de empregados	77	63	22,2%
Investimento Operacional	4,4	6,4	-31,4%

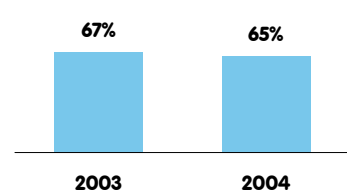
Vendas Totais - SENV (GWh)



Vendas EDP - SENV (GWh)



Quota Mercado EDP - SENV



• A EDP Comercial ou EDPC (anteriormente designada por EDP Energia) é a empresa do Grupo que fornece electricidade para o mercado liberalizado Português.

• A Margem Bruta da EDPC não é comparável com o período homólogo pois o departamento de gestão de energia, antes na EDPC, foi entretanto transferido para a EDPP. Actualmente a EDPC tem um contrato a preço fixo (com revisões periódicas) com o departamento de gestão de energia da EDPP que compra electricidade (nomeadamente na Pool Espanhola) ao serviço da EDPC. As compras ao preço da pool são facturadas directamente à EDPC e a diferença para o preço de transferência do contrato é cobrado ou facturado. Através deste mecanismo, a EDPC não é afectada pela volatilidade no curto prazo do preço da pool e os riscos associados podem ser melhor geridos pelo pessoal especializado do departamento de gestão de energia da EDPP.

• O número de clientes fornecidos pelo SENV registou um grande crescimento (1.920 em 2003 para 4.038 em 2004). A EDPC conseguiu aumentar a sua quota de mercado para 75%, alcançando um total de 3.616 clientes no final de 2004, resultando num acréscimo de 157% face a 2003.

• O total de energia fornecida no SENV cresceu 67% em 2004, para um total de 6.763 GWh. As vendas da EDPC cresceram 61% significando uma queda de 2p.p. na sua quota de mercado.

• De forma a ilustrar o efeito da eliminação das transacções intra-grupo entre a EDPC e a EDPP, na sequência da transferência da actividade de gestão de energia, apresentamos abaixo o EBITDA consolidado das duas empresas.

EBITDA - EDPP & EDP Energia (€ M)	2004	2003	Δ%
Volume de Negócios	1.707,2	1.390,2	22,8%
Compras de Electricidade	229,7	80,7	184,7%
Combustíveis para prod. de electric.	417,1	310,3	34,4%
Custos Directos da Actividade	646,8	391,0	65,4%
Margem Bruta	1.060,4	999,2	6,1%
FSEs	89,9	56,0	60,4%
Custos com o pessoal	121,3	116,4	4,2%
Outros custos (proveitos) operacionais	4,5	7,8	-41,7%
Trabalhos para a própria empresa	(29,5)	(27,4)	-7,8%
EBITDA	874,2	846,4	3,3%
EBITDA / Proveitos	51,2%	60,9%	-15,9%

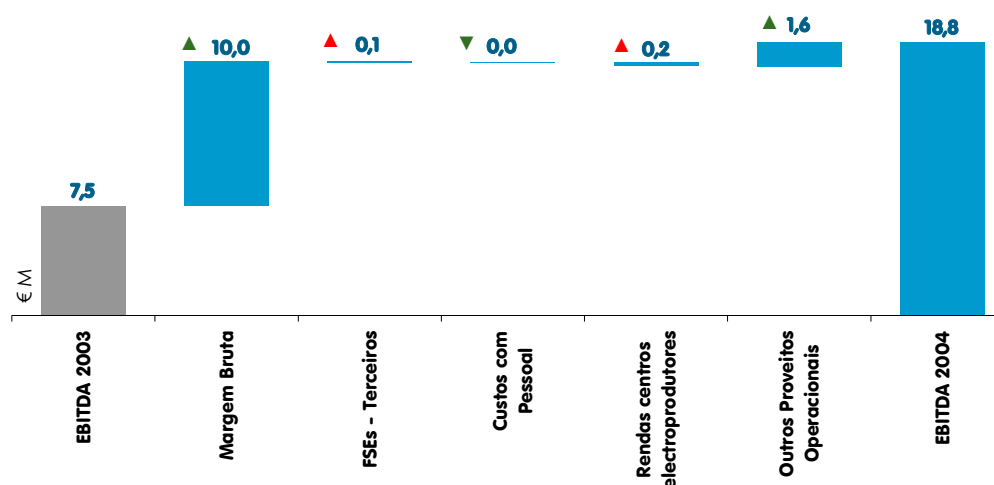
Capacidade Instalada - MW	2004	2003	Δ MW
Parques Eólicos	136	65	72
Biomassa	9	9	-
Total	145	74	72

Produção - GWh	2004	2003	Δ %
Enernova	237	128	84,7%
EDP Bioeléctrica	49	38	28,3%
Total	286	167	71,7%

DR Operacional (€ M)	2004	2003	Δ %
EDP Bioeléctrica	3,6	2,7	33,3%
Enernova	20,1	10,7	88,3%
Vendas de Electricidade	23,7	13,4	77,3%
Custos Directos da Actividade	2,4	2,0	18,4%
Margem Bruta	21,3	11,3	87,9%
Margem Bruta / Vendas	89,8%	84,7%	5,1 p.p.
FSEs	3,4	3,3	3,6%
Custos com o pessoal	1,0	1,0	-3,4%
Rendas de Centros Electroprodutores	0,5	0,3	83,9%
Outros custos (proveitos) operacionais	(0,4)	0,2	-
Trabalhos para a própria empresa	(2,0)	(0,9)	-116,2%
Custos Operacionais	2,5	3,8	-35,1%
EBITDA	18,8	7,5	149,7%
EBITDA / Proveitos	79,4%	56,4%	23,0 p.p.
Amortizações do exercício	7,0	3,8	81,6%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,2)	-	-
Provisões	0,0	0,1	-29,0%
EBIT	12,0	3,6	229,4%
EBIT / Proveitos	50,6%	27,3%	23,4 p.p.

Número de Empregados	2004	2003	Δ %
Número de Empregados	17	13	30,8%

Investimento Operacional (€ M)	2004	2003	Δ %
Investimento Operacional	54,5	39,7	37,3%



• A partir de Julho de 2003, os Produtores em Regime Especial, Enernova e EDP Bioeléctrica, foram excluídos do perímetro de consolidação da EDP Produção.

• A capacidade instalada de energia eólica aumentou 72 MW durante 2004, para 136 MW devido à entrada em funcionamento de 5 novos parques eólicos: Fonte da Quelha (12 MW), Alto Talefe (12 MW) e Padrela / Soutelo (7,5 MW) no 1T04; Vila Nova I (20 MW) no 3T04; e Serra do Açor (20 MW) no 4T04. A Enernova deu também início ao reforço potência do Parque Vila Nova I (6 MW) que é esperado que entre em serviço ainda durante o primeiro semestre de 2005. Estes projectos tem uma taxa interna de rentabilidade (TIR) esperada de aproximadamente 12%.

• Os 72 MW adicionais permitiram um aumento de 84,7%, para 237 GWh, na produção eólica apesar de uma menor disponibilidade de vento no ano de 2004 vs. 2003. No entanto, a produção eólica no 4T2004 foi particularmente elevada, devido aos 20 MW adicionais e a um factor de utilização⁽¹⁾ de 34% no 4T04, quando comparado com 22% nos 9M04, resultado do elevado número de horas vento que se verificaram neste período.

• O EBIT das renováveis do Grupo EDP mais que triplicou durante 2004. O elevado nível de investimento em parques eólicos aumentou os trabalhos para a própria empresa, enquanto que a entrada em serviço dos cinco novos parques levou a um aumento do output eólico e das amortizações.

⁽¹⁾ Factor de utilização: número de horas equivalentes de produção de um parque eólico, face ao número de horas totais no período, considerando a data de entrada em exploração industrial de cada parque.

Decreto-Lei para Energia Renovável em Portugal

- A 16 de Fevereiro de 2005, o Governo Português publicou o Decreto-Lei n.º 33-A/2005 que estabelece um novo quadro regulatório para a remuneração da geração a partir de fontes de energia renovável.

- O diploma actualiza os valores constates da fórmula de remuneração de electricidade produzida a partir de recursos renováveis, garantindo a respectiva remuneração por um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efectuados e expectativa de retorno económico mínimo dos promotores.

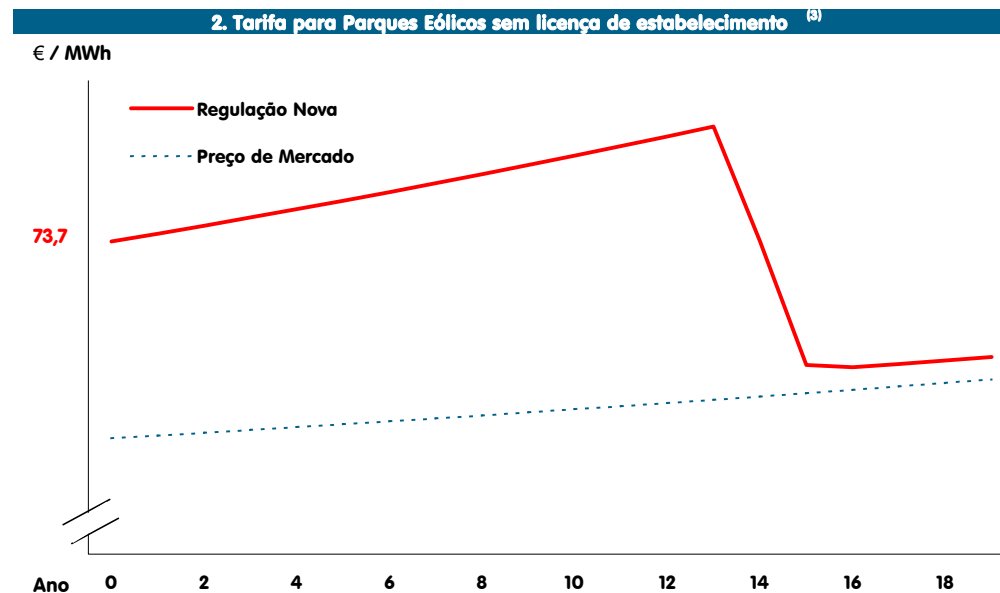
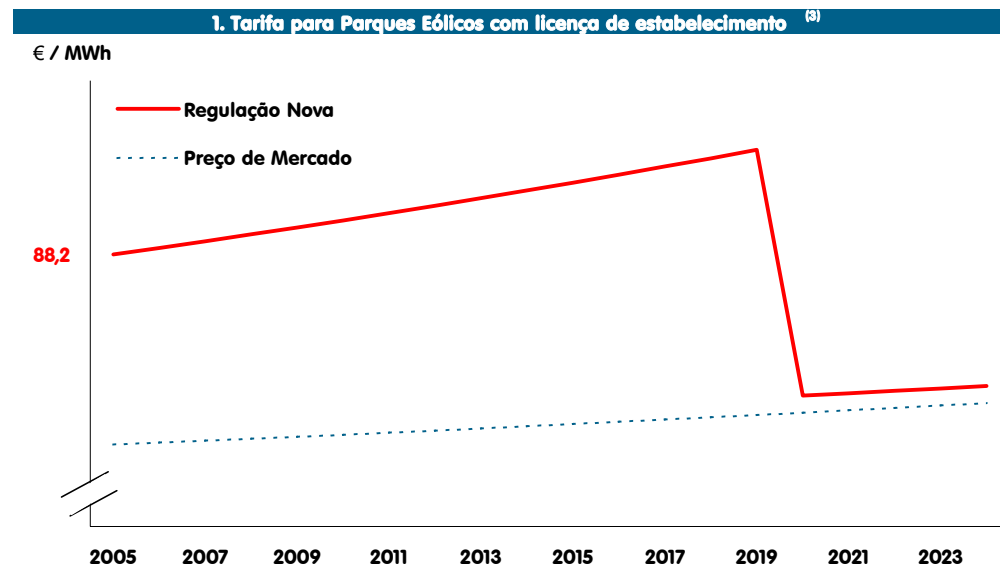
- Para os parques eólicos⁽¹⁾ que já tenham obtido licença de estabelecimento à data da entrada em vigor do novo DL ou que venham a obter a licença de estabelecimento num prazo de um ano após a entrada em vigor do DL, a tarifa mantém-se a actual €88,2/MWh para 2005, evoluindo à taxa de inflação, por um prazo de 15 anos a contar da data de entrada em vigor do referido diploma. No final do período de garantia, a tarifa irá convergir para o preço de mercado mais um prémio pela venda de certificados verdes⁽²⁾. (Gráfico 1)

- Para parques eólicos cuja licença de estabelecimento seja obtida após um ano da data de entrada em vigor do novo DL, a tarifa inicial é calculada com base nos parâmetros definidos no referido diploma, e evolui com a taxa de inflação. Esta tarifa é aplicável aos primeiros 33 GWh entregues à rede, até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede. Uma vez que uma destas duas condições ocorra, a tarifa irá convergir para o preço de mercado mais um prémio pela venda de certificados verdes⁽²⁾. (Gráfico 2: tarifa de €73,7/MWh, considerando um parque eólico com um factor de utilização de 27% (2.350 horas/ano))

- Não é esperado um impacto no plano de negócios 2005-2007 da EDP por duas razões: (i) 40% da capacidade eólica instalada em 2007 (339 MW) já têm licença de estabelecimento atribuída estando, por isso, ao abrigo da "antiga" tarifa; (ii) O plano de negócios da EDP já considera a convergência entre as tarifas eólicas de Portugal e Espanha que, por si só já implica uma redução na remuneração da produção eólica, em Portugal.

⁽¹⁾ Para mais informação sobre outras tecnologias renováveis, consulte o Decreto-Lei n.º 33-A/2005

⁽²⁾ Assumindo a existência de certificados verdes transaccionáveis. Caso não existam, aplica-se, durante um período adicional de cinco anos, a tarifa referente às centrais renováveis com início de exploração nessa data.



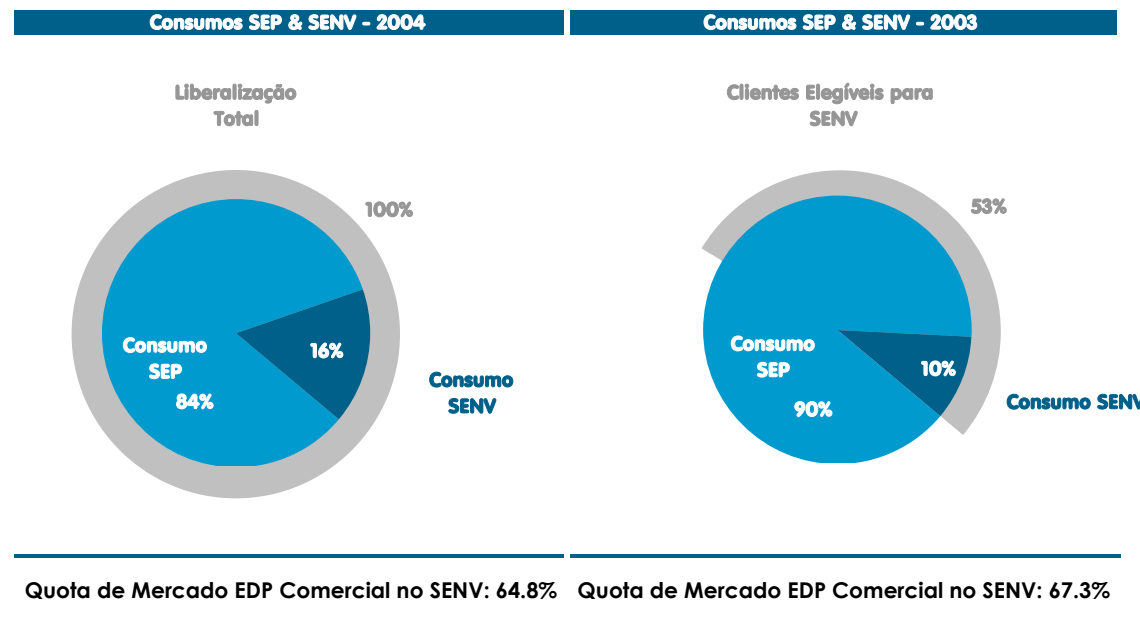
⁽³⁾ Considerando um Parque Eólico com um Factor de Utilização de 27% (2350 horas/ano)

Procura de Electricidade



Vendas de Energia (GWh)	2004	2003 (1)	Δ%
Energia Entregue na Distribuição	44.808	42.261	6,0%
Vendas a centrais do Grupo EDP	(13)	(15)	13,0%
Consumos Próprios da Distribuição	(29)	(33)	13,0%
Perdas da Distribuição	(3.451)	(3.259)	-5,9%
Vendas Energia SEP + SENV (2)	41.315	38.955	6,1%
Vendas de Energia SEP (3)	34.552	34.907	-1,0%
MAT (Muito Alta Tensão)	1.222	1.115	9,6%
AT (Alta Tensão)	4.340	3.680	17,9%
MT (Média Tensão)	6.506	8.600	-24,3%
BTE (Baixa Tensão Especial)	3.155	3.050	3,4%
BT (Baixa Tensão)	18.112	17.296	4,7%
IP (Iluminação Pública)	1.218	1.167	4,4%
Vendas de Energia SENV (4)	6.763	4.048	67,1%
EDP	4.381	2.724	60,8%
AT (Alta Tensão)	25	46	-44,6%
MT (Média Tensão)	4.337	2.679	61,9%
BTE (Baixa Tensão Especial)	19	-	-
Outros	2.381	1.324	79,9%
AT (Alta Tensão)	24	68	-65,0%
MT (Média Tensão)	2.343	1.256	86,6%
BTE (Baixa Tensão Especial)	14	-	-

Número de Clientes	2004	2003	Δ
Clientes SEP	5.818.504	5.766.368	52.136
MAT (Muito Alta Tensão)	20	16	4
AT (Alta Tensão)	154	130	24
MT (Média Tensão)	18.184	19.039	(855)
BTE (Baixa Tensão Especial)	27.306	28.184	(878)
BT (Baixa Tensão)	5.728.865	5.676.952	51.913
IP (Iluminação Pública)	43.975	42.047	1.928
Clientes SENV	4.838	1.920	152,0%
EDP	3.616	1.405	157,4%
AT (Alta Tensão)	1	1	0,0%
MT (Média Tensão)	2.248	1.404	60,1%
BTE (Baixa Tensão Especial)	1.367	-	-
Outros	1.222	515	137,3%
AT (Alta Tensão)	2	2	0,0%
MT (Média Tensão)	887	513	72,9%
BTE (Baixa Tensão Especial)	333	-	-
Número de Clientes	5.823.342	5.768.288	55.054
Crescimento (%)			1,0%



• A procura de energia registou um crescimento anual de 6,1%, consequência de um verão particularmente quente, de um Inverno rigoroso e da opção por parte dos cogeneradores de venda ao sistema vinculado da totalidade da energia produzida. De notar também que o crescimento do consumo de electricidade em Portugal tem sido historicamente superior ao crescimento do PIB. Isto deve-se ao facto de o consumo de electricidade per capita em Portugal estar ainda abaixo da média Europeia.

• As vendas de energia no SEP, que representaram cerca de 84% do total de energia distribuída em Portugal, reduziram-se 1.0% devido à contínua passagem de alguns clientes de MT para o sistema não vinculado. Apesar da transferência de alguns clientes de BTE para o mercado liberalizado, este segmento apresentou um crescimento de 3,4%. A EDP captou 4 novos clientes de MAT e 24 novos clientes de AT que originaram crescimentos de 9,6% e 17,9% nas vendas de electricidade de MAT e AT, respectivamente.

• A liberalização total do mercado ocorreu em Agosto de 2004, no entanto, a possibilidade de opção pelo mercado não vinculado por parte dos clientes de BTN ainda está dependente da aprovação, por parte de ERSE, de certas soluções técnicas.

(1) O Balanço Energético do ano 2003 foi ajustado em 40 GWh para incluir as vendas da Soporgen e Energin como "Vendas ao Grupo EDP para consumo Final".

(2) Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final.

(3) SEP - Sistema Eléctrico Público.

(4) SENV - Sistema Eléctrico Não Vinculado.

• A “Margem Bruta de Electricidade” da EDP Distribuição (“Proveitos Permitidos”) aumentou 7,7% no período, com base no aumento da procura e custos com a compra de energia superiores ao esperado. Esta evolução resulta: (i) de um aumento de 2,0% nos proveitos permitidos para o Uso da Rede de Distribuição (URD), que representam 73% dos proveitos permitidos da EDPD; (ii) de um crescimento de 1,4% nos proveitos permitidos para a Comercialização de Redes (CREDES); (iii) de um aumento de 10,2% nos proveitos permitidos para a Comercialização no SEP (CSEP); (iv) de uma redução de €15,0 milhões no ajustamento tarifário do ano t-2 para as actividades de URD, CREDES e CSEP; e de um aumento de €77,1 milhões no ajustamento tarifário relativo à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.

• Os proveitos permitidos para o URD reflectem: (i) uma redução de 3,7% no proveito unitário de AT/MT e uma diminuição de 2,8% no proveito unitário de BT, bem como (ii) um aumento médio de 6,1% no consumo de energia.

• Os “Proveitos Permitidos para a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica” estão essencialmente relacionados com: (i) um ajustamento tarifário de €50,0 milhões relativo à recuperação das diferenças entre os custos estimados e reais com a compra de energia ao SENV pela EDPD no ano 2002; (ii) um ajustamento tarifário de €13,9 milhões respeitantes à recuperação de diferenças entre a tarifa cobrada ao cliente final pela EDPD

Proveitos Permitidos (€ M)	2004	2003 ⁽¹⁾
Proveito Unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	9,48	9,84
Energia entregue pela rede de distribuição em AT/MT (GWh)	41.613	39.188
Proveitos permitidos URD: BT (€ / MWh)	23,87	24,55
Energia entregue pela rede de distribuição em BT (GWh)	22.518	21.512
Proveitos permitidos para a actividade de URD	931,8	913,9
Valor médio dos activos afectos à CREDES (liqº de amortizações)	336,1	317,6
Remuneração para os activos afectos à CREDES (%)	9,0%	9,0%
Amortizações dos activos afectos à CREDES	70,4	61,9
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CREDES	60,6	68,4
Proveitos permitidos para a actividade de CREDES	161,2	159,0
Valor médio dos activos afectos à CSEP (liqº de amortizações)	47,2	32,5
Remuneração para os activos afectos à CSEP (%)	9,0%	9,0%
Amortizações dos activos afectos à CSEP	8,8	3,5
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CSEP	85,6	83,1
Proveitos permitidos para a actividade de CSEP	98,7	89,5
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para URD	(7,3)	(13,9)
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para CREDES	0,7	-
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para CSEP	0,4	22,7
Ajust. tarifários relativos ao ano t-2 para URD, CSEP e CREDES	(6,2)	8,8
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 na Compra/Venda de Energia	66,1	-
Ajust. tarifário relativo ao ano t-1 na Compra/Venda de Energia	21,3	10,2
Proveitos Permitidos para Compra/Venda de Energia	87,4	10,2
Proveitos Permitidos	1.272,9	1.181,5

⁽¹⁾ Os Proveitos Permitidos para 2003 foram calculados com base num Balanço Energético Estimado

Vendas de Energia & Margem Bruta (€ M)	2004	2003	Δ%
MAT (Muito Alta Tensão)	51,7	45,3	14,0%
AT (Alta Tensão)	205,7	166,3	23,7%
MT (Média Tensão)	490,3	618,4	-20,7%
BTE (Baixa Tensão Especial)	304,0	290,2	4,7%
BT (Baixa Tensão)	2.360,8	2.210,2	6,8%
Iluminação Pública	102,0	95,7	6,5%
Descontos de Interruptibilidade	(30,4)	(26,7)	-13,7%
Descontos de Correção Tarifária	(0,5)	(1,4)	65,3%
Facturação EDP Distribuição - SEP	3.483,5	3.398,0	2,5%
Facturação EDP Distribuição - SENV	126,6	70,5	79,7%
Reposição Distribuição 9M01	-	(6,7)	-
Reposição Distribuição 9M02	(57,7)	(10,2)	-
Reposição Distribuição 9M03	(21,3)	-	-
Distribuição 2002 ⁽²⁾	-	17,9	-
Distribuição 9M03	-	77,0	-
Distribuição 9M04	(13,2)	-	-
Desvios Tarifários	(92,1)	77,9	-
Proveitos de Electricidade	3.518,1	3.546,4	-0,8%
(-) Reposição Ajustamento Tarifário	(78,9)	0,9	-
Vendas da EDP Distribuição antes Rep. Ajust.	3.597,0	3.545,4	1,5%
Compras de Electricidade	2.324,1	2.364,0	-1,7%
Proveitos Permitido	1.272,9	1.181,5	7,7%

... (prevista e fixada pela ERSE) e os custos reais pagos à REN com a compra de energia no ano 2002; e (iii) um ajustamento tarifário de €21,3 milhões relativo à recuperação de diferenças entre os custos com combustíveis estimados e reais para a aquisição de energia no segmento de BT no ano 2003.

• O ajustamento tarifários de -€92,1 milhões, reconhecido em 2003, é composto por -€57,7 milhões referentes à reposição do ajustamento tarifário positivo contabilizado em 2002, -€21,3 milhões referentes à reposição do ajustamento tarifário positivo contabilizado em 2003 para a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (recuperação das diferenças entre os custos com combustíveis estimados e reais com a compra de energia para o segmento de BT) e -€13,2 milhões relativos ao ajustamento tarifário do ano 2004, consequência do consumo real no SEP ter sido 1,7% superior à estimativa da ERSE para fixação das tarifas de 2004.

• As compras de electricidade, que são um pass-through para a tarifa final, reflectem uma diminuição das vendas de electricidade para o SEP e um decréscimo dos custos com combustíveis (fuelóleo e gás natural) estimados pela ERSE para fixação das tarifas de 2004. Em 2004, os custos com combustíveis ficaram acima da estimativa da ERSE: (i) as diferenças do 1S2004 para os segmentos de AT/MT foram repercutidas nas tarifas do 2S2004; (ii) as diferenças do 2S2004 para os segmentos de AT/MT são repercutidas nas tarifas do 1S2005 e (iii) as diferenças do ano 2004 para os segmentos de BT são repercutidas nas tarifas do ano 2005 (Note-se as diferenças nos custos com combustíveis são calculadas trimestralmente e repercutidas nas tarifas com um desfazamento de 6 meses para os segmentos de AT/MT e no ano seguinte para os segmentos de BT).

⁽²⁾ Ajustamento extraordinário realizado ao desvio tarifário do ano 2002 no seguimento de uma correcção efectuada às quantidades de energia distribuídas nesse ano

Material (€ M)	2004	2003	Δ%
Trabalhos para a própria empresa	110,3	95,3	15,8%
Manutenção	13,9	16,1	-13,3%

Material	124,2	111,3	11,6%
-----------------	--------------	--------------	--------------

FSEs (€ M)	2004	2003	Δ%
FSEs - Grupo	101,5	90,7	11,9%
FSEs - Terceiros	114,9	115,6	-0,6%
Conservação e Reparação	36,1	35,3	2,4%
Trabalhos Especializados	34,3	35,6	-3,7%
Comunicação	16,4	16,3	0,8%
Prémios de Seguros	6,6	5,7	16,5%
Outros	21,5	22,8	-5,7%

Total FSEs	216,4	206,3	4,9%
-------------------	--------------	--------------	-------------

Custos com Pessoal (€ m)	2004	2003	Δ%
Total Custos com Pessoal	355,1	393,8	-9,8%
Correcção das Reformas Antecipadas	59,8	75,5	-20,9%
Encargos Sociais com Ref. Antecipadas	8,9	11,1	-19,4%
Serviços Médicos com inactivos	14,5	14,0	4,1%
Custos com Pessoal Ajustados	271,9	293,2	-7,3%

Número de Empregados	5.532	6.334	-12,7%
-----------------------------	--------------	--------------	---------------

• Os custos com materiais aumentaram 11,6% para €124,2 milhões, dos quais 89% estão relacionados com investimentos realizados na rede de distribuição e levados a "trabalhos para a própria empresa". Consequentemente, os custos com materiais para manutenção e conservação diminuíram 13,3%, beneficiando de uma redução no número de avarias na rede devido aos esforços desenvolvidos para melhoria da qualidade do serviço e a condições climáticas mais favoráveis.

• Os FSEs Grupo aumentaram 11,9% no período, devido: (i) a um aumento nos custos com TI (+€4,4 milhões) e (ii) a um aumento nos custos de gestão e com sistemas de informação, prestados pela EDP, S.A. (+€4,2 milhões).

• Os FSEs Terceiros diminuíram 0,6%, reflectindo: (i) um aumento de 2,4% nos custos de manutenção, que foi mais do que compensado por uma redução de 3,7% nas despesas com trabalhos especializados, no seguimento de menores custos com o Contact Centre.

• As maiores poupanças foram conseguidas nos custos com pessoal. Os custos com pessoal totais decresceram 9,8% no período, isto apesar de um aumento médio salarial de 2,8%.

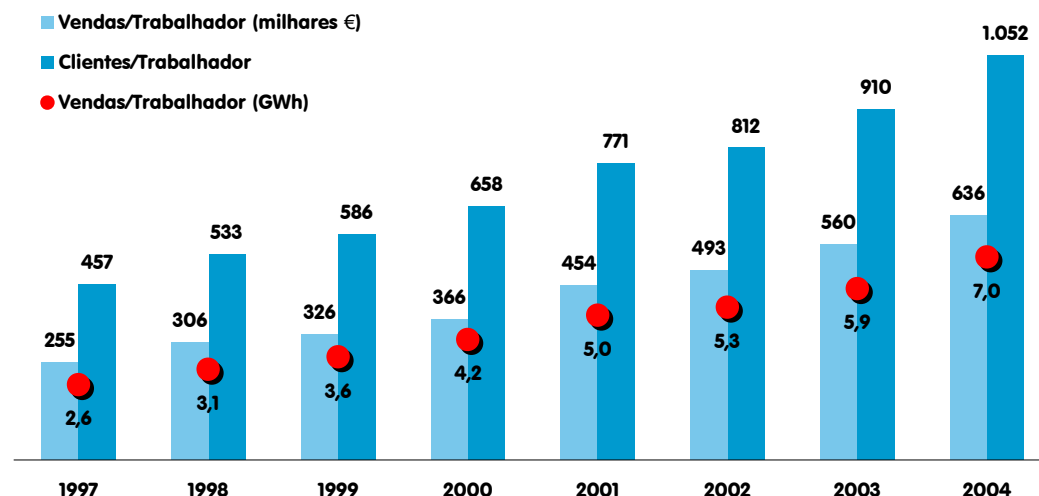
• No 4T2004, no âmbito do "Plano de Racionalização de Recursos Humanos" (PRRH), a EDP negociou 37 rescisões e 302 antecipações à pré-reforma e pré-reformas. Em 2004, o PRRH resultou numa redução de 791 trabalhadores na EDP – 86 rescisões e 705 antecipações à pré-reforma e pré-reformas – que adicionados aos 500 empregados reduzidos em 2003, totaliza uma redução de 1.291 trabalhadores para os primeiros dois anos do programa. Recorde-se que o objectivo da EDP apontava para uma redução de 1.350 trabalhadores até 2006. O Activo Regulatório criado no âmbito do PRRH ascende actualmente a €447milhões. Adicionalmente, a EDP procedeu a 25 reformas no ano 2004.

• Outra medida de eficiência de RH, que não a negociada com a ERSE, consiste nas "reformas flexíveis". Em 2004, a EDP acordou com 281 pré-reformados a antecipação à idade legal da reforma. Estas implicam um custo extraordinário de €10,5 milhões, mas espera-se que proporcionem poupanças nos custos com pessoal de €37 milhões nos próximos 5 anos. Esta medida reflecte-se positivamente nas rubricas de custos com pré-reformas.

• Em 2004, o PRRH possibilitou poupanças nos custos com pessoal de €33 milhões (€22 milhões por via das rescisões, antecipações à pré-reforma e pré-reformas, e €11 milhões por via de antecipações à idade legal da reforma). No entanto, estas reduções de custos, que se reflectem essencialmente nas rubricas de custos com pre-reformas, não têm impacto ao nível do consolidado porque a EDP utiliza a provisão, especialmente criada ao nível da Holding para cobrir os custos com pré-reformas, directamente contra os custos com pessoal.

• A produtividade tem vindo a aumentar de forma consistente. As vendas e electricidade por empregado aumentaram em 33% nos últimos dois anos.

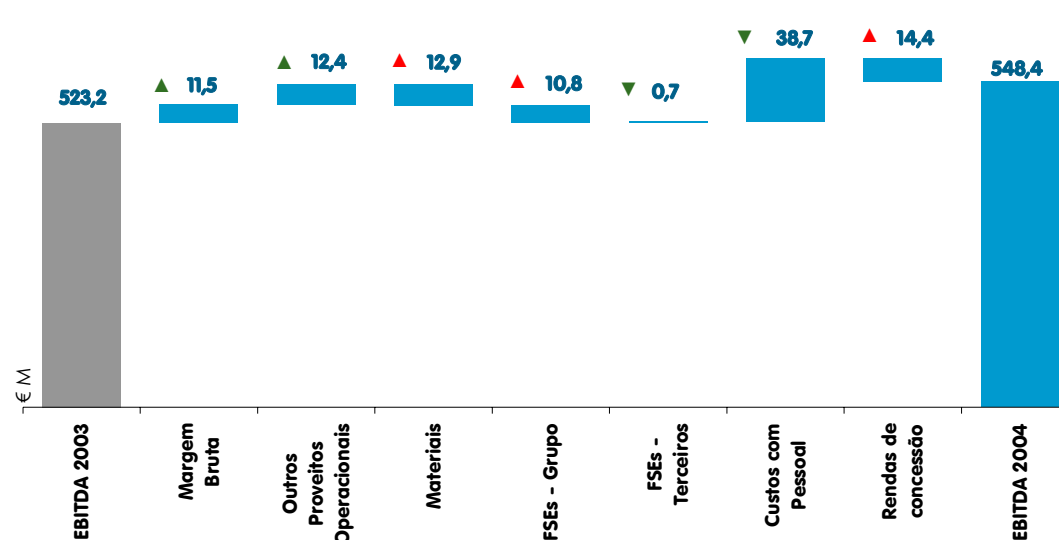
Clientes/Trabalhador & Vendas/Trabalhador



⁽¹⁾ O "Proveito Diferido" inicialmente criado para cobrir as responsabilidades criadas com as antecipações à pré-reforma e pré-reformas do PRRH foi reclassificado como "Provisão"

DR Operacional (€ M)	2004	2003	Δ%
Vendas de Electricidade - Grupo	86,8	35,7	-
Vendas de Electricidade - Terceiros	3.431,3	3.510,6	-2,3%
Prestação de Serviços	23,9	24,7	-3,3%
Outras Vendas	2,7	1,9	40,5%
Proveitos Operacionais	3.544,7	3.573,1	-0,8%
Compras de Electricidade	2.324,1	2.364,0	-1,7%
Margem Bruta	1.220,6	1.209,1	1,0%
Margem Bruta / Proveitos	34,4%	33,8%	0,6p.p.
 Materiais Diversos e Mercadorias	124,2	111,3	11,6%
FSEs Grupo	101,5	90,7	11,9%
FSEs Terceiros	114,9	115,6	-0,6%
Custos com o Pessoal	355,1	393,8	-9,8%
Rendas de Concessão	186,1	171,7	8,4%
Outros Custos/(Proveitos) Operacionais	(13,2)	(13,4)	1,5%
Trabalhos para a Própria Empresa	(196,4)	(183,8)	-6,8%
Custos Operacionais	672,2	685,9	-2,0%
EBITDA	548,4	523,2	4,8%
EBITDA/Proveitos	15,5%	14,6%	0,8p.p.
 Amortizações do Exercício	352,4	345,5	2,0%
Comp. amort. activos subsidiados	(72,4)	-	-
Provisões	47,6	42,7	11,5%
EBIT	220,8	135,0	63,6%
EBIT/Proveitos	6,2%	3,8%	2,5p.p.

Investimento (€ M)	2004	2003	Δ%
Rede de Distribuição	414,8	346,7	19,6%
Sistemas Informáticos	7,2	14,8	-51,5%
Outros Investimentos	46,5	43,2	7,6%
Investimento Operacional	468,4	404,7	15,8%
 Subsídios em Numerário	88,0	59,7	47,4%
Subsídios em Espécie	70,4	61,0	15,3%
(-) Total Subsídios ao Investimento	158,4	120,8	31,2%
Investimento Oper. Líquido Subsídios	310,0	283,9	9,2%



• Apesar da margem bruta ter aumentado em apenas 1.0% no período, os esforços desenvolvidos pela empresa para melhorar a sua eficiência operacional possibilitaram um aumento anual de 4.8% no EBITDA, para €548,4 milhões em 2004.

• As rendas de concessão (calculadas com base nas vendas em BT do ano anterior, que aumentaram 7,2%) reflectem o aumento de 0.25 p.p., para 7,5%, da taxa média a pagar aos municípios.

• As provisões totalizaram €47,6 milhões em 2004, o que representa um crescimento anual de 11,5%. Em 2003, as provisões beneficiaram de uma alteração dos procedimentos contabilísticos (a constituição de provisões para clientes de cobrança duvidosa foi anulada por contrapartida do proveito extraordinário resultante da redução deste tipo de provisões), o que não se verificou em 2004 uma vez que a maioria dos proveitos extraordinários com provisões resulta do write-off de dívidas de clientes.

• A compensação da amortização dos activos subsidiados, que vinha sendo considerada como um proveito extraordinário, foi contabilizada ao nível operacional.

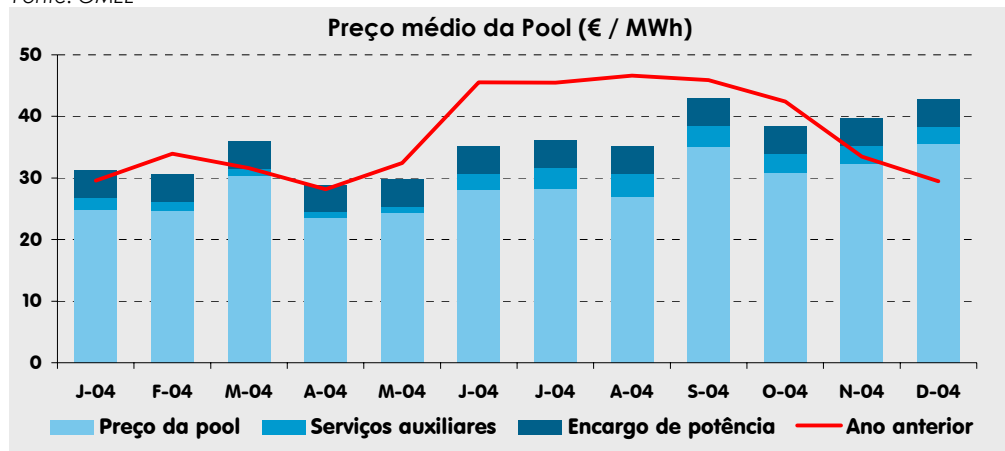
• O investimento operacional da EDPD aumentou 15,8% no período, para €468,4 milhões em 2004, dos quais 89% foram investidos na rede de distribuição para melhoria da qualidade do serviço. O investimento na rede de distribuição aumentou 19,6% no período e possibilitou uma melhoria do tempo de interrupção equivalente na rede de MT (215 min. em 2004 vs. 341 min. em 2003).

Hidrocantábrico (100%) - Produção & Comercialização



Balanzo Energético em Espanha (GWh)	2004	2003	Δ%
Produção	194.221	183.633	5,8%
Regime Especial	43.959	39.659	10,8%
Importações	8.061	8.537	-5,6%
Vendas e compras do Sistema	246.241	231.830	6,2%
Distribuição Regulada	156.704	158.804	-1,3%
Comercialização	78.209	65.561	19,3%
Exportações	11.328	7.465	51,8%

Fonte: OMEL



Produção de Electricidade da HC (GWh)	2004	2003	Δ%
Hidroeléctrica	854	861	-0,8%
Nuclear	1.237	1.257	-1,6%
Aboño	6.644	6.573	1,1%
Soto de Ribera	3.712	3.918	-5,3%
Termoeléctrica (clássica)	10.356	10.491	-1,3%
CCGT Castejón	1.961	1.546	26,8%
Produção Total	14.407	14.154	1,8%
Bombagem	(109)	(127)	
Energia entregue na Pool	14.298	14.028	1,9%
Quota de Mercado da Hidrocantábrico	7,4%	7,6%	-0,3 p.p.

Produção - Preços Venda e Custos Comb.	2004	2003	Δ%
Preço Médio de Venda da HC (€/MWh) ⁽¹⁾	33,8	35,8	-5,6%
Custo Médio dos Combustíveis (€/MWh) ⁽²⁾	20,7	16,1	28,6%

Comercialização - Vendas Energia a Clientes	2004	2003	Δ%
Electricidade Fornecida - GWh	4.616	4.712	-2,0%
Vendas de Electricidade - € M	259,1	260,8	-0,7%
Número de Clientes	5.276	3.376	56,3%

Margem Bruta (Produção + Comercialização)	2004	2003 ⁽³⁾	Δ%
Proveitos Operacionais	806,1	911,4	-11,5%
Custos Directos da Actividade	546,7	597,6	-8,5%
Margem Bruta	259,4	313,8	-17,3%

• Em 2004, a procura de electricidade do mercado espanhol apresentou um crescimento homólogo de 4,0%, explicado pela maior actividade económica. A Hidrocantábrico apresentou um crescimento homólogo de 1,8% na produção de electricidade, devido ao aumento de 26,8% na geração da CCGT Castejón num período seco (o coeficiente de hidraulicidade em Espanha caiu de 1,15 para 0,79), a qual compensou a redução de 5,3% na produção eléctrica da central Soto de Ribera devido à revisão geral trienal no grupo III efectuada em Abril de 2004.

• Os preços da pool em 2004, embora inferiores à média de 2003, recuperaram no último trimestre para cerca de €40/MWh em média devido à reduzida pluviosidade incaracterística neste período. É de notar, que em 2004 a Hidrocantábrico contabilizou €9,5 milhões de CTCs por diferenças, o que compensou parcialmente o menor preço médio da pool.

• Em 2004, o aumento do custo médio com combustíveis pressionou as margens da actividade de geração da Hidrocantábrico. A subida dos preços do carvão importado é explicado por pressões na procura na China e na Índia, enquanto o custo do gás natural, embora inferior a 2003, foi influenciado no último trimestre pela subida do preço do petróleo e derivados durante 2004.

• A margem bruta da actividade de Produção e Comercialização apresentou uma queda de 17% (recuperando no 4T devido ao aumento do preço da pool) explicada pelo impacto negativo do aumento do custo médio com combustíveis (-€64,7 milhões) e por uma diminuição do preço médio de venda na pool (-€24,5 milhões). No entanto, este efeito foi parcialmente compensado por um crescimento na energia vendida à pool (+€5,3 milhões), pelos CTCs por diferenças positivos (+€12,3 milhões versus 2003) e por uma melhor performance da actividade de comercialização (+€5,7 milhões).

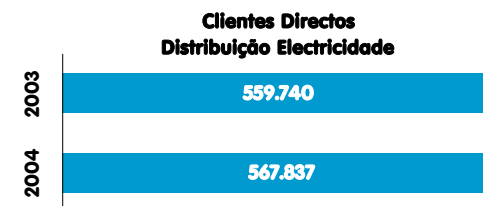
⁽¹⁾ Inclui mercado grossista, serviços de suporte e pagamentos de capacidade. ⁽²⁾ Excluindo emissão hidroeléctrica. ⁽³⁾ Inclui vendas e compras de gás em 2003

Hidrocantábrico (100%) - Distribuição de Electricidade & Gás



Distrib. Electricidade (GWh)	2004	2003	Δ%
Baixa Tensão	2.254	2.148	4,9%
Média Tensão	1.057	991	6,7%
Alta Tensão	5.691	5.520	3,1%
Electricidade Distribuída	9.002	8.659	4,0%
dos quais: clientes acesso	1.403	1.245	12,7%

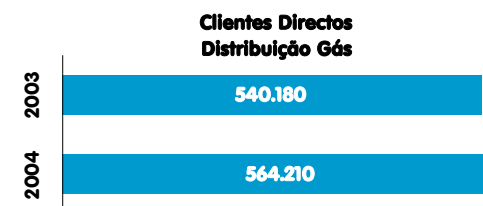
Distrib. Electricidade (€ M)	2004	2003	Δ%
Transmissão	7,6	6,4	19,2%
Distribuição	93,4	92,6	0,9%
Comercialização	7,4	7,7	-3,4%
Proveito Permitido	108,4	106,6	1,7%



Distribuição de Electricidade: Os proveitos de distribuição reflectem o aumento no proveito permitido, atribuído por Real Decreto para 2004, enquanto que o aumento do proveito permitido na actividade de transmissão está relacionado com a entrada em serviço de novas instalações, cuja remuneração tem como base o retorno do capital investido (Obrigações do Tesouro Espanhol a 10 anos mais 150 bps) De acordo com o Real Decreto que define o proveito permitido para as actividades reguladas para 2005, dos €2.942,7 milhões atribuídos à actividade de distribuição de electricidade, €95 milhões foram atribuídos à Hidrocantábrico.

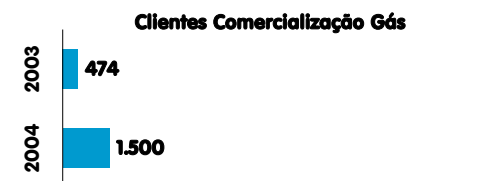
Distribuição Gás (GWh) ⁽¹⁾	2004	2003	Δ%
Gás distrib. a clientes directos	7.227	4.370	-
Gás distrib. a clientes acesso	14.832	5.257	-
Gás Distribuído	22.059	9.627	-

Distribuição Gás (€ M) ⁽¹⁾	2004	2003	Δ%
Transmissão	10,5	5,5	-
Distribuição	96,5	63,1	-
Comercialização	11,1	5,3	-
Proveito Permitido	118,0	73,9	-



Comercialização Gás (GWh)	2004	2003	Δ%
País Basco	9.099	2.934	-
Resto de Espanha	1.890	2.777	-
Gás Comercializado	10.989	5.711	-

Comercialização Gás (€ M)	2004	2003	Δ%
País Basco	119,9	65,6	-
Resto de Espanha	25,7	41,5	-
Gás Comercializado	145,5	107,0	-



Em 2004 o consumo no sector do gás em Espanha aumentou cerca de 16% devido principalmente ao aumento da produção de electricidade com base na tecnologia CCGT. O aumento do número de clientes, principalmente no segmento liberalizado, também contribuiu para este crescimento.

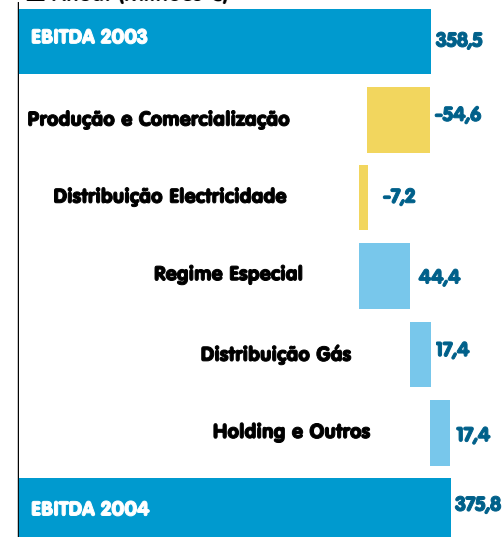
Distribuição de Gás: A consolidação da Naturcorp desde Agosto de 2003 contribuiu para o aumento de 12.432 GWh no gás distribuído pela Hidrocantábrico em comparação com 2003. Através da Naturcorp a Hidrocantábrico alcançou uma quota de 7% no mercado de distribuição de gás em Espanha, em comparação com uma quota de 4% em 2003. De acordo com a Lei que define o proveito permitido para as actividades reguladas do sector do gás para 2005, dos €1.179,7 milhões atribuídos à actividade de distribuição de gás, €120,8 milhões ou 10% foram atribuídos à Naturcorp e suas subsidiárias (€108,9 milhões se considerarmos o método de consolidação das subsidiárias da Naturcorp).

Comercialização de Gás: A consolidação da Naturcorp também teve um impacto importante na comercialização de gás a clientes liberalizados. Em 2004 a Hidrocantábrico alcançou uma quota de 5,5% no mercado liberalizado (excluindo a comercialização para o sector eléctrico) em comparação com os 3,4% em 2003. Considerando a totalidade do mercado de gás em Espanha, regulado e liberalizado, a Hidrocantábrico registou vendas de gás na ordem dos 18.216 GWh, correspondendo a uma quota de 7,2% (excluindo a comercialização para o sector eléctrico).

⁽¹⁾ Considerando os dados operacionais das subsidiárias da Naturcorp a 100%, enquanto que a informação financeira está apresentada considerando o método de consolidação.

Áreas de Negócio Breakdown	Produção & Comerc.			Distribuição Electricidade			Gás			Regime Especial		
	2004	2003	△%	2004	2003	△%	2004	2003	△%	2004	2003	△%
Receitas	806,1	911,4	-11,5%	436,8	428,1	2,0%	635,4	241,8	-	67,8	34,0	99,7%
Custos Directos	546,7	597,6	-8,5%	319,9	315,4	1,4%	483,9	151,5	-	31,1	17,9	73,4%
Margem Bruta	259,4	313,8	-17,3%	116,9	112,6	3,8%	151,5	90,4	-	36,8	16,1	129,1%
Margem Bruta/Receitas	32,2%	34,4%	-2,2 p.p.	26,8%	26,3%	0,4 p.p.	23,8%	37,4%	-	54,2%	47,3%	7 p.p.
Custos com o pessoal	38,2	36,2	5,7%	20,7	22,7	-9,0%	17,0	8,7	-	4,7	4,7	0,2%
Outros custos (Líqu.)	31,8	33,6	-5,5%	32,6	19,1	70,9%	23,4	14,9	-	3,1	(0,2)	-
EBITDA	189,4	244,0	-22,4%	63,6	70,9	-10,2%	111,1	66,8	-	29,0	11,6	150,0%
EBITDA/Receitas	23,5%	26,8%	-3,3 p.p.	14,6%	16,6%	-2,0 p.p.	17,5%	27,6%	-	42,7%	34,1%	8,6 p.p.
Amortizações	95,5	93,3	2,3%	30,6	29,1	5,2%	30,7	18,5	-	14,1	5,9	140,5%
Comp. amort. activos subsidiados	(0,1)	-	-	(1,8)	-	-	(1,5)	-	-	(0,2)	-	-
Provisões	0,7	0,8	-16,6%	0,4	1,1	-67,2%	0,5	0,0	-	0,2	0,7	-77,5%
EBIT	93,5	149,9	-37,6%	34,4	40,6	-15,3%	81,5	48,2	-	14,9	5,0	198,7%
EBIT/Receitas	11,6%	16,4%	-4,8 p.p.	7,9%	9,5%	-1,6 p.p.	12,8%	19,9%	-	22,0%	14,7%	7,3 p.p.
Capex	34,9	26,5	31,7%	38,7	47,0	-17,5%	56,6	30,0	88,7%	168,0	78,3	114,6%
# empregados	562	585	-3,9%	357	395	-9,6%	299	277	8,1%	121	98	23,5%

△ Anual (Milhões €)



Produção e Comercialização: O EBITDA da actividade de produção e comercialização de electricidade apresentou uma queda de 22,4%, devido principalmente ao aumento do custo médio com combustíveis e, com um menor efeito, ao menor preço médio da pool em 2004.

A transferência interna de trabalhadores para a actividade de comercialização influenciou negativamente os custos com pessoal. Os custos operacionais mantiveram-se estáveis, uma vez que as receitas ('outros proveitos') relacionadas com o serviço CRM prestado às actividades de distribuição compensaram o aumento de custos com pessoal.

Distribuição de Electricidade: O aumento dos proveitos regulados, o incremento em outras receitas relacionadas com o aluguer da infra-estrutura subterrânea de distribuição de electricidade, assim como os serviços de manutenção a parques eólicos, levaram a um crescimento de 3,8% da margem bruta em 2004. Os custos operacionais de 2004 não são comparáveis com 2003 porque alguns custos ao nível da holding são agora imputados às actividades (-€9,9 milhões). Numa base comparável o EBITDA teria crescido 4%.

Gás: Esta actividade contribuiu com mais €44,4 milhões para o EBITDA consolidado, devido principalmente à consolidação integral da Naturcorp desde Agosto de 2003. É de referir que grande parte do EBITDA da actividade de gás provém da actividade de distribuição regulada, dando assim origem a cash-flows operacionais estáveis.

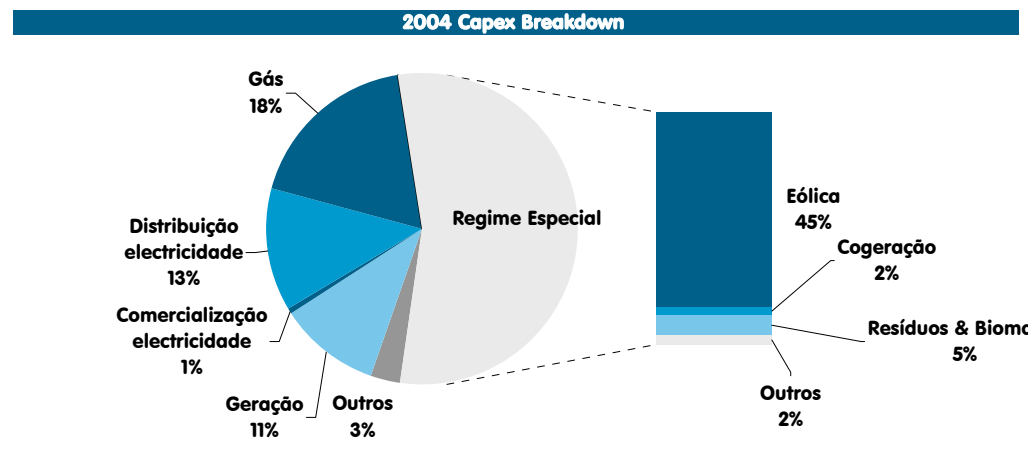
Regime Especial: A Hidrocantábrico aumentou a sua capacidade instalada nos produtores em regime especial de 143 MW em 2003 para 346 MW em 2004 (+142 MW em parque eólicos, +39 MW em resíduos e +18 MW em cogeração), no seguimento do forte investimento no período. Como resultado, a produção de electricidade em regime especial da Hidrocantábrico aumentou 179% para os 586 GWh. É importante referir que a energia eólica alcançou os 223 MW de capacidade instalada e 277 GWh de produção eléctrica, contribuindo com €17,1 milhões para a margem bruta de 2004, o que representa um aumento de €15,5 milhões em relação a 2003.

Capex (€ M)	2004	2003	Δ%
Geração	33,1	21,2	55,9%
Comercialização de electricidade	1,8	5,2	-66,3%
Distribuição de electricidade	38,7	47,0	-17,5%
Gás	56,6	30,0	88,7%
Regime Especial	168,0	78,3	114,6%
Outros	9,1	10,8	-15,8%
Investimento Operacional	307,3	192,5	59,6%
Investimento recorrente	135,1	111,3	21,4%
Investimento não-recorrente	172,3	81,2	112,0%
(-) Subsídios	13,2	14,9	-11,5%
Capex	294,1	177,6	65,6%

Resultados Financeiros (€ M)	2004	2003	Δ%
Juros financeiros líquidos	(77,4)	(84,4)	8,3%
Empresas do grupo & associadas	3,1	2,0	52,9%
Amortização do Goodwill	(81,1)	(70,0)	-16,0%
Outros	(1,6)	(3,7)	56,8%
Resultados Financeiros	(157,0)	(156,0)	-0,6%

Amortização do Goodwill (€ M)	2004	2003	Δ%
Goodwill aquisição	46,5	46,5	0,0%
Naturcorp	32,6	19,0	71,6%
Genesa	1,5	1,6	-6,9%
Outros	0,5	2,8	-82,9%
Total	81,1	70,0	16,0%

Resultados extraordinários (€ M)	2004	2003	Δ%
Ganhos / (Perdas) em imobilizações	20,9	(0,2)	-
Correcções exercícios anteriores (líq.)	(6,6)	(11,0)	39,5%
Outros Ganhos / (Perdas)	13,8	12,8	7,8%
Resultados extraordinários	28,1	1,7	-



- Em 2004 o investimento operacional aumentou 65,6% em comparação com 2003, devido principalmente ao forte investimento na actividade em regime especial e à consolidação de um ano completo da Naturcorp.

- O investimento na actividade em regime especial apresentou um forte crescimento no período devido à conclusão, em Novembro de 2004, do parque eólico de Albacete (124 MW). Durante 2004 a Hidrocantábrico investiu €96,4 milhões neste projecto, sobre o qual é esperado uma TIR de 10,6%. Adicionalmente, em 2004, a Hidrocantábrico investiu €11,0 milhões na conclusão da construção de 39 MW em projectos de geração de energia eléctrica a resíduos.

- No que respeita à actividade de gás, a Hidrocantábrico investiu €17,7 milhões na rede de transporte e €26,3 milhões na rede de distribuição.

- No seguimento da redução da dívida financeira de €1.965 milhões em 2003 para €1.806 milhões em 2004, o custo dos juros financeiros líquidos diminuiu 8,3%. No entanto, o total dos resultados financeiros apresentou uma queda de 0,6% devido ao aumento de custos non-cash (devido à consolidação do ano completo do goodwill resultante da aquisição da Naturcorp).

- No 4T2004 a Hidrocantábrico desinvestiu de actividades não estratégicas, focando-se no seu negócio tradicional. A Hidrocantábrico vendeu à Ono a sua participação de 34,964% na Retecal, um operador regional de cabo, por um montante de €57,5 milhões em numerário. Com esta venda a Hidrocantábrico contabilizou uma mais valia de €25,0 milhões.

Demonstração de Resultados (€ M)	2004	2003	Δ%
Volume de Negócios	1.783,6	1.656,4	7,7%
Custos Directos da Actividade	1.218,6	1.125,1	8,3%
Margem Bruta	565,0	531,2	6,4%
Margem Bruta / Proveitos	31,7%	32,1%	-0,4p.p.
Fornecimentos e serviços externos	91,8	83,4	10,1%
Custos com o pessoal	97,7	92,8	5,3%
Outros custos (ou proveitos) operacionais	15,0	6,5	-
Trabalhos para a própria empresa	(15,3)	(10,0)	-53,5%
Custos Operacionais	189,2	172,7	9,5%
EBITDA	375,8	358,5	4,8%
EBITDA/Proveitos	21,1%	21,6%	-0,6p.p.
Amortizações	173,6	150,3	15,5%
Compensação amort. activos subsid.	(3,6)	-	-
Provisões	0,7	2,7	-74,0%
EBIT	205,1	205,6	-0,2%
EBIT/Proveitos	11,5%	12,4%	-0,9p.p.
Resultados Financeiros	(157,0)	(156,0)	-0,6%
Resultados Extraordinários	28,1	1,7	-
RAI	76,3	51,3	48,8%
Impostos	23,1	7,2	218,4%
Interesses Minoritários	17,9	13,0	37,5%
Resultado Líquido	35,3	31,0	14,0%

Número de Empregados	2004	2003	Δ%
Número de Empregados	1.566	1.569	-0,2%



Em 2004, o EBITDA consolidado da Hidrocantábrico foi afectado:

(i) pela diminuição da margem bruta da actividade de geração devido à subida dos preços do carvão importado desde o 4T2003 e ao menor preço médio da pool em 2004 (-€89,2 milhões). O efeito dos preços baixos da pool foi parcialmente compensado pelo recebimento de CTCs (+€12,3 milhões versus 2003) e por uma melhoria da margem bruta na actividade de comercialização (+€5,7 milhões);

(ii) pelo aumento de 4% na margem bruta da actividade de distribuição de electricidade (+€4,2 milhões) devido ao aumento dos proveitos regulados e das prestações de serviços;

(iii) pelo aumento de €17,4 milhões no EBITDA da actividade em regime especial, beneficiando dos parques eólicos Cantábrico (65 MW), Arlanzón (34 MW) e Albacete (124 MW);

(iv) pelo aumento de €44,4 milhões no EBITDA da actividade de gás, devido à consolidação da Naturcorp desde Agosto de 2003.

- Em 2004, o nível de amortizações aumento 15,5% devido à consolidação de um ano completo da Naturcorp e ao nível do investimento na actividade em regime especial
- O resultado líquido apresentou um crescimento de 14%, no seguimento de um aumento de capacidade em parques eólicos, consolidação de um ano completo da Naturcorp e da mais-valia obtida na venda da Retecal.

Vendas de Energia & Margem Bruta

Electricidade entregue na distribuição

Perdas da distribuição

Residencial

Industrial

Comercial

Outros

Empresas de Distribuição

Venda de electricidade a clientes

Elec. distribuída a clientes de acesso

Total Distribuído

Bandeirante

2004 2003 Δ%

13.442 12.390 8,5%
(1.254) (1.009) 24,2%

2.283 2.132 7,1%

4.355 5.227 -16,7%

1.235 1.180 4,7%

941 1.004 -6,2%

- - -

8.814 9.543 -7,6%

3.375 1.837 83,7%

12.189 11.381 7,1%

Escelsa

2004 2003 Δ%

8.254 8.185 0,8%
(1.076) (997) 7,9%

1.192 1.195 -0,3%

2.498 2.745 -9,0%

775 754 2,8%

856 888 -3,6%

305 318 -4,2%

5.626 5.900 -4,7%

1.552 1.287 20,6%

7.178 7.187 -0,1%

Enersul

2004 2003 Δ%

3.606 3.391 6,4%
(578) (533) 8,4%

912 872 4,6%

580 654 -11,4%

585 547 6,8%

762 712 7,0%

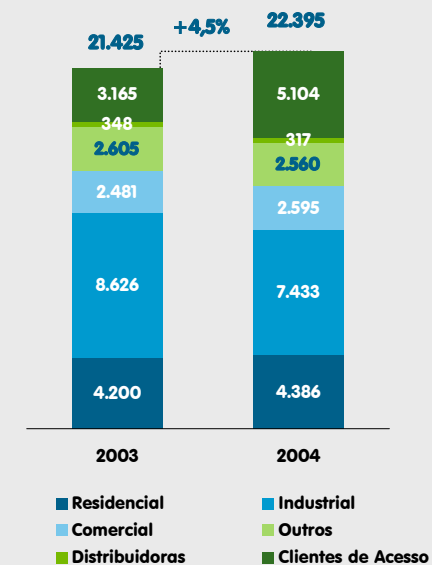
12 30 -60,3%

2.850 2.816 1,2%

178 41 332,4%

3.028 2.857 6,0%

Total de Electricidade distribuída no mercado Brasileiro (GWh)



Margem Bruta (R\$ m)

Residencial

Industrial

Comercial

Outros

Empresas de Distribuição

Venda de electricidade a clientes

Electric. distribuída a clientes de acesso

Outras Receitas⁽¹⁾

Receitas Totais

(-) Custos directos da actividade

Margem Bruta

717,7 599,6 19,7%

728,4 734,9 -0,9%

331,9 283,5 17,1%

180,8 164,8 9,8%

- - -

1.958,9 1.782,8 9,9%

121,8 34,1 257,3%

(129,2) (142,5) 9,3%

1.951,5 1.674,4 16,5%

1.237,6 1.235,7 0,2%

713,8 438,7 62,7%

329,5 301,3 9,4%

339,4 315,9 7,4%

195,8 171,0 14,5%

149,6 139,7 7,1%

28,5 26,2 8,9%

1.042,9 954,0 9,3%

81,6 39,2 108,3%

(64,8) (49,5) -30,9%

1.059,6 943,7 12,3%

672,6 580,2 15,9%

387,0 363,5 6,5%

272,0 219,7 23,8%

111,3 97,9 13,7%

170,2 135,0 26,1%

146,2 115,0 27,1%

1,9 4,8 -59,8%

701,6 572,4 22,6%

11,1 2,3 375,2%

(11,6) (11,1) -4,0%

701,1 563,6 24,4%

357,2 288,3 23,9%

344,0 275,3 24,9%

Tarifa Média ao cliente (R\$/MWh)

222,2 186,8 19,0%

185,4 161,7 14,6%

246,2 203,3 21,1%

• O volume de distribuição de electricidade das subsidiárias brasileiras apresentou um crescimento de 4,5% face a 2003, reflectindo o forte crescimento económico na região. Este efeito foi particularmente sentido na região fortemente industrializada de São Paulo servida pela Bandeirante, onde o consumo industrial (consumidores cativos + livres) aumentou cerca de 9%. A queda do consumo na área de concessão da Escelsa é principalmente explicada pelo uso de soluções de auto-geração por parte dos grandes clientes e, pelas temperaturas amenas e forte pluviosidade durante parte de 2004, que afectaram os segmentos residencial e rural, respectivamente. Por outro lado a Enersul beneficiou das elevadas temperaturas e do tempo seco na região durante (residencial e rural) e pelo forte crescimento da economia local.

• A margem bruta da Bandeirante apresentou um crescimento de 63%, beneficiando do crescimento de 7,1% no consumo e dos aumentos tarifários concedidos na revisão tarifária de Outubro de 2003 (+18,08%) e no ajustamento tarifário de Outubro de 2004 (+15,95%). É de notar que, em Outubro de 2004, a ANEEL reduziu a tarifa concedida em Outubro de 2003 de 18,08% para 10,51%, em função de uma correcção provisória da Base de Activos Remunerados da empresa. Tal correcção poderá ter um impacto retroactivo estimado em R\$103,9 milhões que respeita ao excesso de receitas contabilizadas entre Outubro de 2003 e Outubro de 2004. Este montante foi totalmente amortizado nos 9M2004 (ver Resultados 9M2004 para mais detalhes).

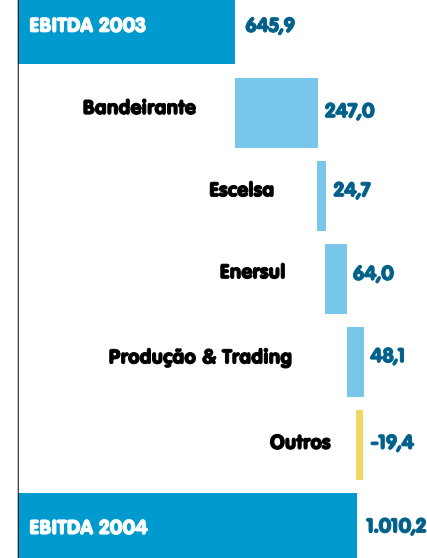
• A Escelsa apresentou um crescimento de 6,5% na margem bruta no seguimento da manutenção do consumo aos níveis de 2003 e dos aumentos tarifários concedidos no ajustamento de Agosto de 2003 (+17,30%) e na revisão de Agosto de 2004 (+4,96%). O aumento concedido divide-se no seguinte: i) um aumento de 6,33% foi atribuído no processo de revisão tarifária; ii) um aumento de 3,74% está maioritariamente relacionado com a compensação dos desvios passados dos custos não controláveis (CVA); e iii) um redução de 5,11% devido ao ajustamento negativo do Base de Activos Remunerados da Escelsa, com efeitos retroactivos nas tarifas cobradas aos clientes desde Agosto 2001. Deste modo, a Escelsa terá que devolver à tarifa, até Agosto de 2005, R\$56,7 milhões, os quais já foram contabilizados nos 9M2004.

• O aumento de 24,9% da margem bruta da Enersul está principalmente relacionado com o crescimento do consumo e com aumento médio de 17,02% nas tarifas em Abril de 2004.

⁽¹⁾ Inclui reposições tarifárias e acréscimos tarifários, taxas sobre receitas, electricidade não facturada e outros.

Demonstração de Resultados R\$ milhões	Bandeirante			Escelsa			Enersul			Produção & Trading ⁽¹⁾		
	2004	2003	Δ%	2004	2003	Δ%	2004	2003	Δ%	2004	2003	Δ%
Proveitos Operacionais	1.951,5	1.674,4	16,5%	1.059,6	943,7	12,3%	701,1	563,6	24,4%	396,4	231,7	71,1%
Custos Directos da Actividade	1.237,6	1.235,7	0,2%	672,6	580,2	15,9%	357,2	288,3	23,9%	221,4	102,9	115,2%
Margem Bruta	713,8	438,7	62,7%	387,0	363,5	6,5%	344,0	275,3	24,9%	175,0	128,8	35,9%
Margem Bruta/Proveitos	36,6%	26,2%	10,4 p.p.	36,5%	38,5%	-2,0 p.p.	49,1%	48,9%	0,2 p.p.	44,2%	55,6%	-11 p.p.
Materiais diversos e mercadorias	6,6	7,0	-6,5%	10,3	8,6	19,0%	13,9	11,7	19,0%	0,4	0,3	15,0%
Fornecimentos e serviços externos	101,5	75,2	35,0%	58,2	43,0	35,4%	45,1	35,7	26,4%	56,4	61,1	-7,8%
Custos com o pessoal	92,0	92,3	-0,3%	73,4	71,0	3,3%	59,2	53,3	11,0%	6,1	4,6	32,0%
Outros custos operacionais (Liq.)	12,0	9,5	26,5%	15,3	35,8	-57,1%	3,4	16,2	-79,2%	4,2	2,9	46,7%
Custos Operacionais	212,2	184,1	15,3%	157,2	158,4	-0,8%	121,5	116,8	4,0%	67,0	68,9	-2,8%
EBITDA	501,7	254,7	97,0%	229,8	205,1	12,1%	222,5	158,5	40,3%	108,0	59,9	80,3%
EBITDA / Proveitos	25,7%	15,2%	10,5 p.p.	21,7%	21,7%	0,0 p.p.	31,7%	28,1%	3,6 p.p.	27,2%	25,9%	1,4 p.p.
Amortizações	84,5	72,8	16,0%	61,1	59,1	3,3%	55,0	54,6	0,7%	17,1	15,0	14,2%
Provisões	109,3	5,6	-	12,8	17,9	-28,5%	13,5	14,7	-7,8%	3,6	-	-
EBIT	307,9	176,2	74,7%	155,9	128,1	21,7%	154,0	89,2	72,5%	87,3	44,9	94,3%
Dívida Financeira (Externa + Grupo)	783,6	790,6	-0,9%	1.577,8	1.650,1	-4,4%	544,5	587,5	-7,3%	660,9	219,8	200,8%
# empregados	1.206	1.261	-4,4%	1.227	1.309	-6,3%	902	944	-4,4%	228	196	16,3%

Δ Anual (Milhões R\$)



Bandeirante: Em 2004, a Bandeirante beneficiou de um forte crescimento no consumo e dos aumentos tarifários, os quais contribuíram para o crescimento de 97% do EBITDA. Neste período, a empresa implementou um programa integrado de modernização, o qual teve um impacto nas licenças de software e nos serviços externos. Este programa inclui o sistema Customer Care & Service (CCS) com vista a melhorar a gestão do cliente, e programas de manutenção preventiva, implementados no último trimestre, no sentido de melhorar a qualidade de serviço técnica. É de notar que a duração equivalente de interrupção por cliente (DEC) diminuiu 18%, de 8,2 horas em 2003 para 6,8 horas em 2004.

Escelsa: Apesar do consumo estável ao nível de 2003, a Escelsa conseguiu apresentar crescimentos na margem bruta e no EBITDA devido aos aumentos tarifários e uma pequena descida dos custos operacionais. Em 2004 a Escelsa decidiu fazer outsourcing de serviços de manutenção de rede, assim como ao call center, o que levou a um aumento de custos com fornecimentos e serviços externos. Isto contribuiu para a redução de 82 trabalhadores em 2004 e para um aumento dos custos com pessoal abaixo da inflação. Adicionalmente, a empresa incorreu em custos mais elevados com serviços de corte de electricidade (pelo não pagamento de facturas) e subsequentes re-ligações, uma medida implementada com vista a aumentar o recebimento de clientes e reduzir os incobráveis. A duração equivalente de interrupção por cliente (DEC) aumentou 7%, de 10,7 horas em 2003 para 11,5 horas em 2004, devido a dois incidentes no sistema interligado (não considerando estes incidentes, o tempo de interrupção teria descido para as 10,1 horas).

Enersul: Em 2004, a Enersul beneficiou de um forte crescimento no consumo e dos aumentos tarifários, os quais contribuíram para o crescimento de 40% do EBITDA. Em 2004, a empresa apresentou um aumento dos custos com o envio de facturas (uma decisão judicial determinou que as facturas teriam de ser entregues pelos Correios), com cortes e re-ligações de energia eléctrica, e com manutenção da rede (devido principalmente ao aumento da rede de distribuição). É de notar que a duração equivalente de interrupção por cliente (DEC) diminuiu 14%, de 11,1 horas em 2003 para 9,5 horas em 2004. Os custos com pessoal foram afectados pelos ajustamentos salariais superiores a 10%.

Produção e Trading: Em Dezembro 2004, a EDP desinvestiu da cogeneradora Fafen por R\$96 milhões, pelo qual os valores financeiros acima apresentados só incluem a Fafen até Novembro de 2004. Em relação à central hídrica do Lajeado, o direito da EDP à sua energia alcançou os 1,187 GWh e as suas vendas de electricidade aumentaram 10%, de R\$80,1 milhões para R\$88,1 milhões, devido ao aumento da tarifa, a qual está indexada à inflação. Adicionalmente, o aumento de 77% no volume de electricidade vendido da empresa de comercialização e trading Enertrade (de 2,737 GWh em 2003 para 4,849 GWh em 2004), assim como menores despesas com fornecimentos e serviços externos (queda da renda paga à Investco – empresa detentora da central do Lajeado), também contribuiu para o crescimento de 80% do EBITDA.

⁽¹⁾ Este segmento inclui as centrais do Lajeado e Fafen, e a empresa de trading/comercializadora Enertrade. ⁽²⁾ Considerando 100% da Fafen e 27,37% da electricidade produzida pela UHE Lajeado.

Capex (R\$ milhões)	2004	2003	Δ%
Bandeirante	119,9	136,3	-12,0%
Escelsa	108,6	64,5	68,5%
Enersul	93,7	56,0	67,4%
Distribuição	322,3	256,7	25,5%
Investco - Lajeado (27.65%)	5,8	20,2	-71,5%
Fafen	-	109,7	-
Peixe Angical	700,1	70,3	895,7%
Enertrade	0,5	0,4	25,6%
Produção & Trading	706,3	200,6	252,1%
EDP Brasil S.A. e outros	1,3	3,8	-65,3%
Total Capex	1.029,9	461,1	123,4%

Dívida Financeira (R\$ milhões)	2004	2003	Δ%
Moeda local	293,9	486,1	-39,5%
Dívida em dólares	358,7	42,6	742,4%
Bandeirante	652,6	528,7	23,4%
Moeda local	416,9	417,0	0,0%
Dívida em dólares	1.160,8	1.274,4	-8,9%
Escelsa (including Magistra)	1.577,8	1.691,4	-6,7%
Moeda local	310,8	303,3	2,5%
Dívida em dólares	167,6	148,0	13,2%
Enersul	478,4	451,3	6,0%
Distribuição	2.708,8	2.671,4	1,4%
Investco - Lajeado (27.65%)	202,7	219,8	-7,8%
Peixe Angical	458,2	-	-
Geração & Trading	660,9	219,8	200,8%
EDP Brasil S.A. e outros	141,8	148,0	-4,2%
Total Dívida Financeira	3.511,5	3.039,2	15,5%

Resultados financeiros (R\$ milhões)	2004	2003	Δ%
Juros financeiros líquidos	(407,0)	(428,6)	5,0%
Diferenças de câmbio	123,0	192,3	-36,0%
Selic s/ racionamento e 'Parcela A'	99,4	173,9	-42,8%
Outros	(77,4)	(16,6)	-367,5%
Resultados financeiros	(262,0)	(79,0)	-231,5%

• O investimento operacional no Brasil mais que duplicou em relação a 2003, principalmente devido ao aumento do investimento em central hídrica de Peixe Angical, a qual deverá entrar em operação. É importante referir que estes valores de investimento correspondem a 100% do projecto, do qual a EDP detém 60% e a Furnas 40% (subsidiária da Electrobrás). Este projecto está também a ser financiado através de um empréstimo com o BNDES de R\$670 milhões. Em 2004 a EDP efectuou um investimento financeiro no projecto de R\$70 milhões (R\$274 milhões desde o início da sua construção).

• O investimento na actividade de distribuição aumentou 25,5% devido a investimentos regulatórios relacionados com o programa de Universalização do consumo a todos os clientes de baixa tensão. Em 2004 a Bandeirante, Escelsa e Enersul investiram no âmbito deste programa R\$3,2 milhões, R\$25,5 milhões e R\$36,3 milhões, respectivamente. Espera-se investimentos mais elevados na área de concessão da Enersul devido às suas características geográficas e demográficas. No entanto, espera-se que estes investimentos sejam remunerados nas revisões tarifárias de cada empresa distribuidora.

• A dívida financeira aumentou 15,5 ou R\$472,3 milhões em relação a 2003, principalmente devido ao financiamento do BNDES de R\$458,2 milhões para a construção da central de Peixe Angical. Em relação à Bandeirante, o aumento de 23,4% na dívida financeira a terceiros, está relacionado com o empréstimo obtido junto do BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento) para financiamento de projectos de investimento. Este empréstimo em Dólares de longo prazo, para além de melhorar o perfil da dívida da Bandeirante, está coberto contra a variação do Real/Dólar.

• Os resultados financeiros apresentaram uma queda de R\$183,0 milhões, devido a:

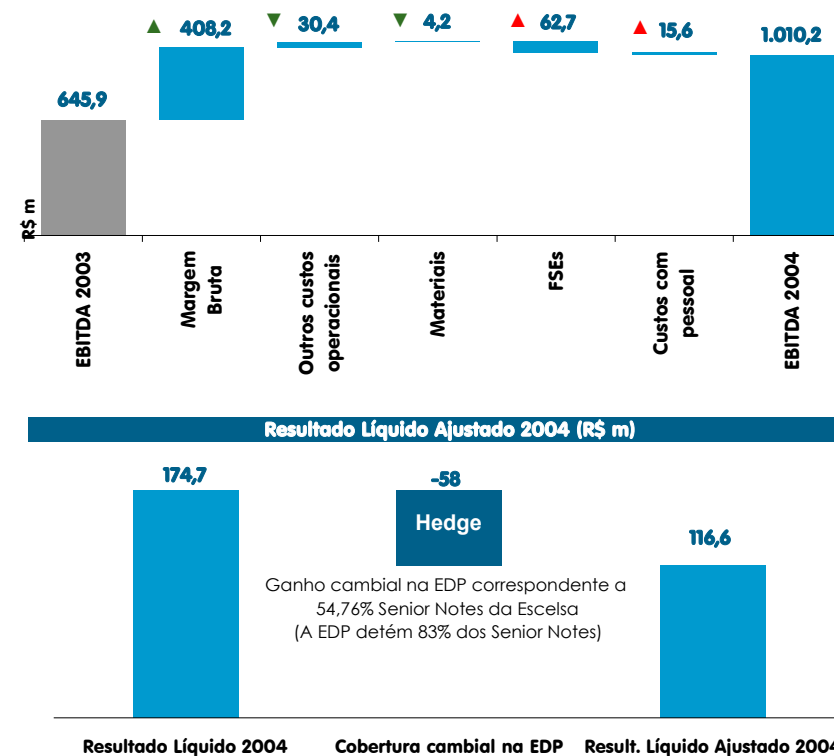
i) uma diminuição dos ganhos cambiais devido a uma menor valorização do Real face ao Dólar (+22% em 2003 versus +9% em 2004) a qual afecta a dívida denominada em Dólares no Brasil. É de referir que os Senior Notes da Escelsa (emissão em Dólares) estão cobertos ao nível da EDP (ver página seguinte);

ii) uma menor actualização monetária dos activos a recuperar relacionados com as perdas do racionamento e Parcela A, no seguimento da recuperação de receitas através das tarifas, da diminuição da taxa Selic (média de 2003 23% versus média de 2004 16%), e de um ajustamento negativo nos activos a recuperar (impacto de R\$25 milhões nesta linha) – isto foi parcialmente compensado por menores juros com os empréstimos especiais contratados junto do BNDES para compensar estas perdas regulatórias;

iii) uma provisão de R\$54,1 milhões (contabilizada em 'outros') relacionada com um empréstimo concedido pela Escelsa (via Magistra) à ESC90 Telecomunicações Ltda., um operador de telecomunicações no qual a Escelsa detém 49% (não é consolidada).

⁽¹⁾ Este segmento inclui a central hidroeléctrica do Lajeado, a cogeneradora Fafen até Novembro de 2004 e a empresa de trading/comercialização Enertrade.

Demonstração de Resultados	Milhões R\$			Milhões €		
	2004	2003	Δ%	2004	2003	Δ%
Proveitos Operacionais	3.920,2	3.362,9	16,6%	1.080,0	972,2	11,1%
Custos Directos da Actividade	2.297,9	2.148,9	6,9%	633,1	621,2	1,9%
Margem Bruta	1.622,2	1.214,0	33,6%	446,9	351,0	27,3%
Margem Bruta/Proveitos	41,4%	36,1%	5,3p.p.	41,4%	36,1%	5,3p.p.
Materiais diversos e mercadorias	31,1	35,3	-11,8%	8,6	10,2	-15,9%
Fornecimentos e serviços externos	290,4	227,6	27,6%	80,0	65,8	21,6%
Custos com o pessoal	254,6	239,0	6,5%	70,1	69,1	1,5%
Outros custos operacionais (Liq.)	35,9	66,3	-45,8%	9,9	19,2	-48,4%
Custos Operacionais	612,0	568,2	7,7%	168,6	164,3	2,6%
EBITDA	1.010,2	645,9	56,4%	278,3	186,7	49,1%
EBITDA / Proveitos	25,8%	19,2%	6,6p.p.	25,8%	19,2%	6,6p.p.
Amortizações	218,4	201,9	8,2%	60,2	58,4	3,1%
Provisões	141,5	38,2	270,5%	39,0	11,0	253,0%
EBIT	650,3	405,7	60,3%	179,2	117,3	52,7%
EBIT / Proveitos	16,6%	12,1%	4,5p.p.	16,6%	12,1%	4,5p.p.
Resultado Financeiro	(262,0)	(79,0)	-	(72,2)	(22,9)	-
Resultado Extraordinário	(95,4)	(166,4)	42,7%	(26,3)	(48,1)	45,4%
Resultado Antes de Impostos	292,9	160,3	82,7%	80,7	46,3	74,1%
Impostos	43,4	140,3	-69,1%	11,9	40,6	-70,5%
Interesses Minoritários	74,8	78,1	-4,2%	20,6	22,6	-8,7%
Resultado Líquido	174,7	(58,2)	-	48,1	(16,8)	-



• O EBITDA aumentou 56,4% devido principalmente ao crescimento do consumo e aos aumentos tarifários nas empresas de distribuição. No entanto, o EBITDA não reflecte o efeito retroactivo da correcção da tarifa de Outubro de 2003 da Bandeirante, de 18,08% para 10,51%, que deverá ser confirmado em Outubro de 2005. O possível excesso de receitas contabilizado pela Bandeirante em 2004, já se encontra coberto por uma provisão de R\$81,2 milhões e está reflectido ao nível do EBIT (R\$22,7 milhões adicionais respeitantes a 2003 estão reflectidos nos extraordinários).

• No que respeita aos custos operacionais, a EDP no Brasil está focada em diminuir os custos controláveis, nomeadamente através da redução do número de trabalhadores. Entre 2003 e 2004 reduziram-se 140 postos de trabalho. No entanto, os aumentos salariais acima dos 10% ao ano, devido à inflação, resultaram no agravamento dos custos com pessoal.

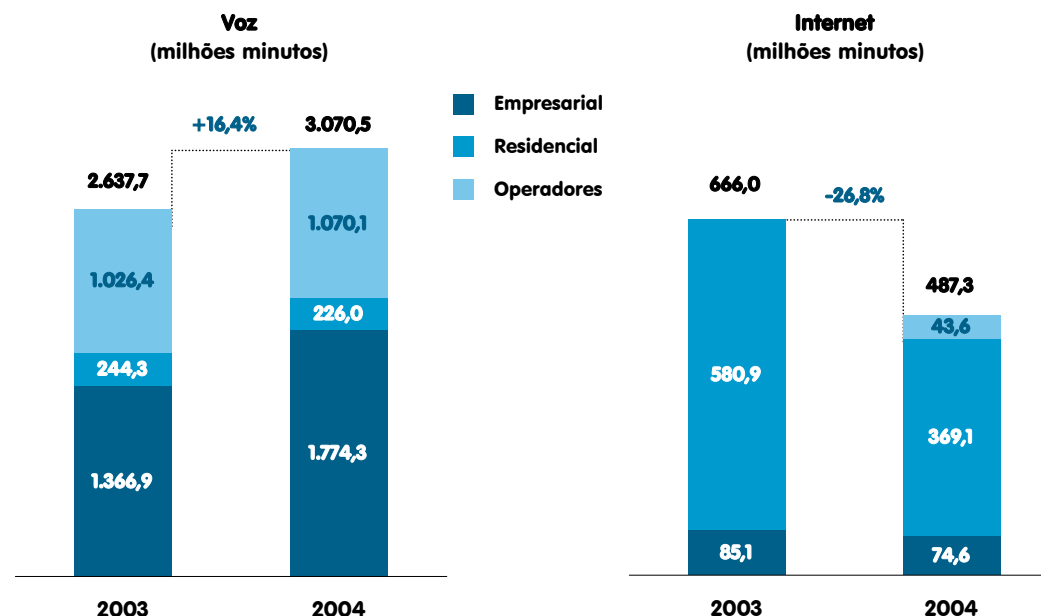
• Os resultados extraordinários incluem: i) R\$58,5 milhões em custos de exercícios anteriores associados com a correcção da ANNEL à revisão tarifária da Bandeirante em Outubro de 2003 e à revisão tarifária da Escelsa em Agosto de 2001; ii) R\$7,6 milhões de perda com o desinvestimento da participação de 80% na Fafen, a qual foi vendida em Dezembro de 2004 por um valor de R\$96 milhões; e iii) uma perda de R\$9,3 relacionada com a venda da turbina da central de Campo Grande da Enersul, a qual foi vendida no 3T2004 por um valor líquido de R\$42,3 milhões.

• O resultado líquido apresentou um forte crescimento para os R\$174,7 milhões no seguimento da boa performance operacional. Tendo em consideração, na consolidação do Grupo EDP, a perda cambial das Senior Notes da Escelsa detidos pela EDP, o resultado líquido ainda teria alcançado os R\$116,6 milhões.

D Resultados Operacionais (€ M)	ONI Telecom	Comunitel	Grupo ONI
Voz	73,2	162,7	209,0
Dados & Internet	61,2	20,9	79,6
Outros	23,5	3,9	28,8
Serviços de Telecomunicações	157,9	187,5	317,3
Vendas de Equipamento	4,5	0,8	8,1
Proveitos e Ganhos Operacionais	162,5	188,3	325,4
Serviços de Telecomunicações	71,3	115,0	160,6
Vendas de Equipamento	4,2	0,5	7,3
Custos directos da Actividade	75,5	115,5	167,9
Serviços de Telecomunicações	86,6	72,5	156,8
Vendas de Equipamento	0,4	0,3	0,8
Margem Bruta	87,0	72,8	157,6
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	53,5%	38,6%	48,4%
FSEs	46,7	39,0	81,3
Custos com o pessoal	27,4	23,4	54,0
Outros custos (proveitos) operacionais	(0,1)	0,2	0,1
Trabalhos para a Própria Empresa	(0,0)	-	(0,0)
Custos e Perdas Operacionais	73,9	62,6	135,4
EBITDA	13,0	10,2	22,1
EBITDA/Proveitos Operacionais	8,0%	5,4%	6,8%
Amortizações	44,3	20,1	64,2
Provisões	2,2	1,7	3,9
EBIT	(33,4)	(11,6)	(45,9)
EBIT/Proveitos Operacionais	(20,6%)	(6,2%)	(14,1%)

Número de Empregados	2004	2003	Δ%
ONI Telecom	572	559	2,3%
Comunitel	447	546	-18,1%
Outras Empresas	72	75	-4,0%
Total	1.091	1.180	-7,5%

Investimento Operacional (€ M)	2004	2003	Δ%
ONI Telecom	13,0	15,2	-14,8%
Recorrente	3,9	3,2	19,6%
Não Recorrente	9,2	12,0	-23,5%
Comunitel	20,5	30,9	-33,9%
Recorrente	0,8	8,2	-90,7%
Não Recorrente	19,7	22,8	-13,6%
Investimento Operacional	33,4	46,2	-27,6%



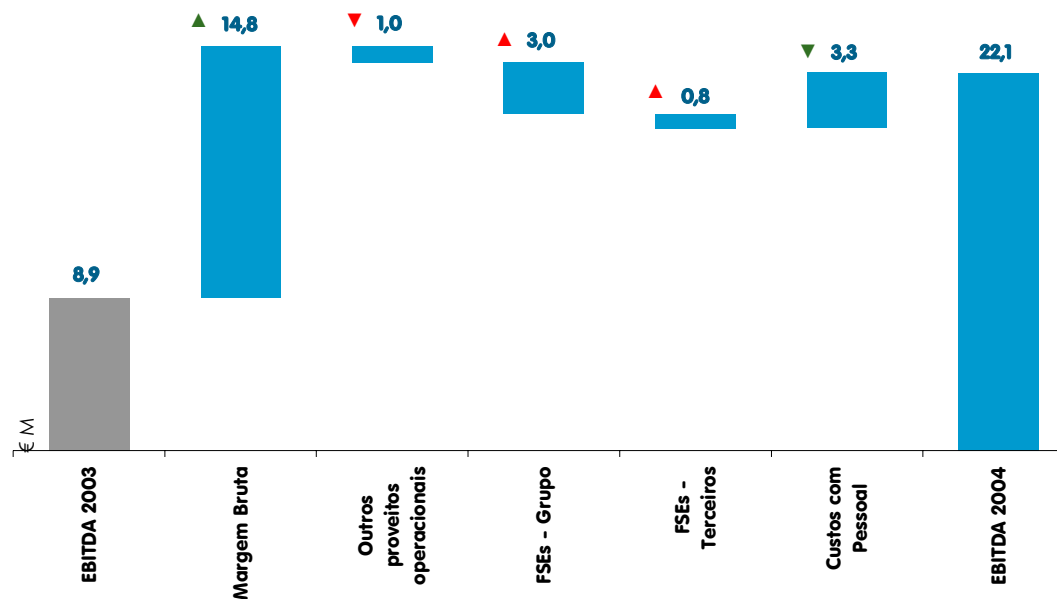
• O tráfego de voz comutado pelo Grupo ONI aumentou 16,4%, devido essencialmente a um aumento de 29,8% no segmento empresarial, para o qual a Comunitel contribuiu fortemente, com um crescimento de 45,4%. O tráfego ISP diminuiu 26,8% devido à contínua transferência de clientes de acesso Dial-up para o acesso de banda larga.

• Os proveitos operacionais da Comunitel aumentaram 9,2% no período, devido essencialmente a um aumento de €11,3 milhões das receitas dos cartões pré-pagos e a um crescimento de 37,3% dos proveitos dos serviços de dados e Internet, devido a um aumento na oferta de acesso directo via OLL (Oferta do Lacete Local). A conclusão da primeira fase da rede de distribuição em Espanha está também a permitir um forte crescimento do número de clientes de voz e Internet.

• Os proveitos operacionais da ONI Telecom permaneceram estáveis, devido: (i) ao aumento das pressões competitivas no sector das Telecomunicações em Portugal, principalmente no segmento residencial, reflectindo-se numa diminuição de 6,5% dos proveitos dos serviços de voz; (ii) a uma diminuição de 18,9% nas receitas dos serviços de dados e Internet devido ao cancelamento de alguns contratos, que foram parcialmente compensados por (iii) um aumento de €6,5 milhões nas receitas provenientes de outros serviços de telecomunicações, tais como serviços de infra-estruturas e e-services. No segmento empresarial, as receitas aumentaram 5,3% no período, beneficiando da oferta de produtos para PME's tecnologicamente inovadores e de uma melhoria na qualidade do serviço.

• O investimento operacional totalizou €33,4 milhões, o que representa uma redução anual de 27,6%, consequência do Grupo ONI ter concluído a maioria do investimento em infra-estruturas.

D Resultados Operacionais (€ M)	2004	2003 ^m	Δ%
Serviços de Voz	209,0	210,0	-0,5%
Serviços de Dados & Internet	79,6	76,5	4,0%
Outros Serviços	28,8	21,8	31,8%
Serviços de Telecomunicações	317,3	308,3	2,9%
Vendas de Equipamento	8,1	4,5	-
Proveitos Operacionais	325,4	312,9	4,0%
Serviços de Telecomunicações	160,6	166,1	-3,4%
Vendas de Equipamento	7,3	3,9	-
Custos Directos da Actividade	167,9	170,0	-1,3%
Serviços de Telecomunicações	156,8	142,2	10,2%
Vendas de Equipamento	0,8	0,6	-
Margem Bruta	157,6	142,8	10,3%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	48,4%	45,6%	2,8p.p.
FSEs Grupo	3,8	0,8	-
FSEs Terceiros	77,5	76,6	1,1%
Custos com o pessoal	54,0	57,3	-5,7%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,1	(0,8)	-
Trabalhos para a Própria Empresa	(0,0)	-	-
Custos e Perdas Operacionais	135,4	133,9	1,2%
EBITDA	22,1	8,9	147,5%
EBITDA/Proveitos	6,8%	2,9%	3,9p.p.
Amortizações	64,2	68,6	-6,5%
Provisões	3,9	4,3	-9,2%
EBIT	(45,9)	(64,0)	28,2%
EBIT/Proveitos	(14,1%)	(20,4%)	6,3p.p.



• Os proveitos operacionais do Grupo ONI aumentaram 4,0% no período, devido essencialmente: (i) a um crescimento de 4,0% nas receitas dos serviços de dados e Internet e (ii) a um aumento de €6,9 milhões nas receitas de outros serviços de telecomunicações tais como serviços de infra-estrutura e e-services. As receitas dos serviços de voz permaneceram em torno dos €210 milhões.

• A margem bruta aumentou 10,1% no período, para €157,6 milhões em 2004, e a margem bruta em percentagem das vendas aumentou 2,8 p.p. no seguimento: (i) de uma melhoria de 1,0 p.p. da margem bruta da ONI Telecom, que beneficiou de um aumento nas vendas dos serviços de voz directos (que tem margens superiores aos serviços de voz indirectos), de menores custos de interligação e de uma redução nos preços do aluguer de circuitos e (ii) de uma melhoria de 1,9 p.p. na margem bruta da Comunitel, reflectindo um mix de serviços de telecomunicações mais rentável.

• Os FSE's do Grupo ONI aumentaram 5,0% no período, reflectindo: (i) uma redução de 9,4% na ONI Telecom, consequência de um contínuo enfoque na eficiência, sendo que as maiores poupanças de custos foram conseguidas ao nível dos custos com a rede fixa e trabalhos especializados, que foi mitigada por (ii) um aumento de 16,0% nos FSE's da Comunitel, no seguimento do aumento da actividade operacional da empresa. Os custos com pessoal diminuíram 5,7%.

• O EBIT aumentou €18,1 milhões quando comparado com o ano 2003, no seguimento de uma redução de 6,5% nas amortizações, reflectindo o fim do período de amortização de alguns activos do Grupo ONI bem como menores necessidades de investimento.

• No final de 2004, com a realização de suprimentos no valor de €65 milhões, os accionistas da ONI cumpriram a primeira fase de um plano de financiamento de €100 milhões. Os remanescentes €35 milhões serão realizados em 2005.

• No final do ano 2004, para satisfazer o cumprimento do artigo 35 do Código das Sociedades Comerciais, a ONI S.G.P.S. incorporou no seu Capital Social €324,1 milhões de perdas acumuladas e emitiu subsequentemente €24,0 milhões de novas acções, que foram subscritas através da incorporação de dívidas aos accionistas, o que resultou num novo capital social de €100 milhões.

⁽¹⁾ De forma a tornar a análise comparável, as contas do ano 2003 aqui apresentadas reflectem os seguintes ajustamentos de consolidação: (i) €28,7 milhões em receitas operacionais; (ii) €17,1 milhões em custos directos e; (iii) €11,6 milhões em custos operacionais.

Resultados Financeiros & Extraordinários



Resultados Financeiros (€ M)	2004	2003	Δ%
Empresas do Grupo e associadas	41,0	33,2	23,6%
Rendimentos de particip. de capital	30,5	36,7	-17,0%
Amortização do Goodwill	(95,5)	(92,4)	-3,4%
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	(24,1)	(22,5)	-6,8%
Juros financeiros líquidos	(324,5)	(354,2)	8,4%
Diferenças de câmbio	12,4	(10,7)	-
SELIC s/ racionamento e 'Parcela A'	27,4	50,3	-45,5%
Outros	(26,5)	(21,8)	-21,3%
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(311,2)	(336,5)	7,5%
Resultados Financeiros	(335,3)	(359,0)	6,6%

Impacto da Consolidação pelo MEP (€ M)	2004	2003	Δ%
REN (30%)	18,9	28,0	-32,6%
CEM (22%)	9,3	10,6	-12,1%
Electra (30,6%)	-	(8,8)	-
Turbogás (20%)	4,9	1,1	-
DECA II (EEGSA (21%))	5,9	2,6	132,7%
Outros	1,9	(0,3)	-
Total	41,0	33,2	23,6%

Amortização do Goodwill (€ M)	2004	2003	Δ%
Hidrocontábrico	38,3	33,8	13,2%
EBE	8,8	8,9	-0,2%
IVEN	21,6	21,7	0,0%
ACE Holding	3,5	4,3	-17,0%
Comunitel	15,5	16,1	-3,3%
Outros	7,7	7,8	-1,1%
Total	95,5	92,4	3,4%

Resultados Extraordinários (€ M)	2004	2003	Δ%
Ganhos/(Perdas) em imobilizações	(49,9)	34,2	-
Aumento/(redução) amort. & provisões	(51,2)	(56,7)	9,8%
Correcções exercícios anteriores (líq.)	(24,0)	(31,6)	24,2%
Correcção de hidráulidade	-	19,3	-
Compensação Amort. Activos Subsidiados	-	79,8	-
Dívidas incobráveis	(13,1)	(15,1)	12,9%
Ganhos/(Perdas) em existências	(8,2)	(1,4)	-
Outros Ganhos/(Perdas)	(18,4)	(42,9)	57,1%
Resultados Extraordinários	(164,7)	(14,4)	-

Os Resultados Financeiros foram influenciados por:

- Um aumento de €7,8 milhões em “**Emp. do Grupo e associadas**” dado que os resultados de 2003 foram afectados pela contabilização dos prejuízos acumulados da Electra (€8,8 milhões). O investimento naquela empresa foi totalmente provisionado no final de 2003. A redução na REN foi compensada pelo aumento da Turbogás e da EEGSA.
- Uma diminuição dos “**Rendim. de participações de capital**” na sequência: i) da venda da participação de 3% na Iberdrola no 2S2003 (€16,8 milhões de dividendos em 2003) mitigada ii) pela Galp (participação de 14,268%) ter mais de duplicado a distribuição de dividendos em 2004, para €13,3 milhões de €6,2 milhões em 2003; iii) pelo aumento de €2,3 milhões de dividendos do Millennium BCP (participação de 4,36%) para €12,8 milhões na sequência da distribuição de um dividendo ordinário de €0,06 brutos por acção (Abril 2004) e um dividendo adicional de €0,03 brutos por acção (Nov. 2004).
- O aumento em “**Amortização do Goodwill**” (3,4%), reflecte a aquisição da Naturcorp (HC) no 3T2003.
- Uma queda de 8,4% nos “**Juros financeiros líquidos**” na sequência: i) da redução do nível médio de dívida em 2004 face a 2003 e; ii) do aumento do peso da dívida financeira de curto prazo mais barata em detrimento da dívida de médio/longo prazo, aproveitando as baixas taxas de juro de referência.
- Um aumento nos **ganhos cambiais**, fruto de uma valorização de 9% do Real face ao Dólar em 2004 (17% no 2S2004), afectando a dívida denominada em Dólares das subsidiárias brasileiras.
- Um menor nível de juros sobre o activo a recuperar relacionado com o programa de racionamento Brasileiro de 2001/2002 (“**SELIC s/ racionamento e 'Parcela A'**”) na sequência: i) da recuperação do activo pela tarifa e; ii) uma queda na taxa de juro Selic (média 23% em 2003 vs. média 16% em 2004).

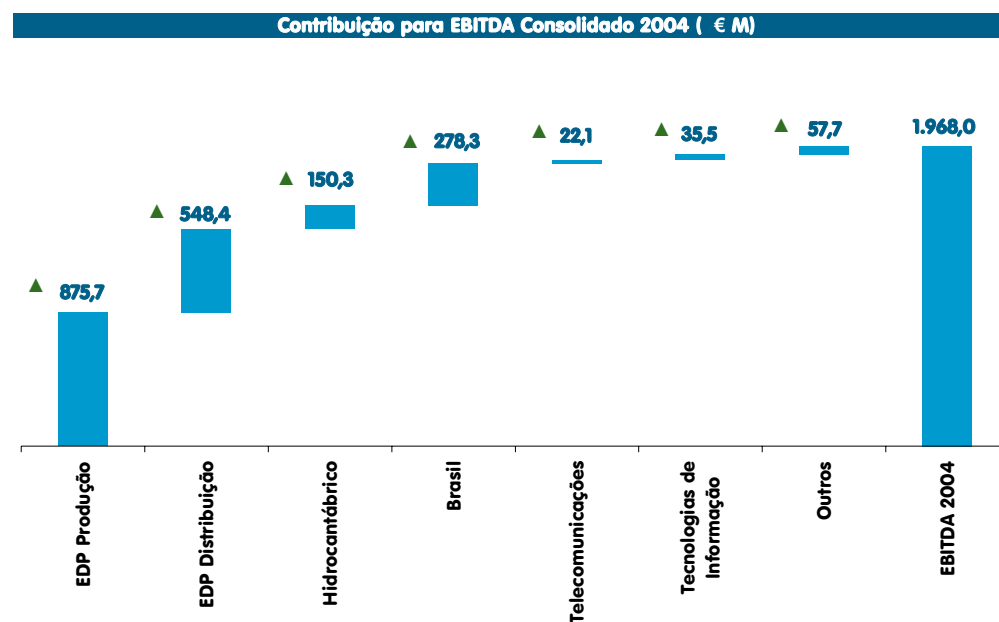
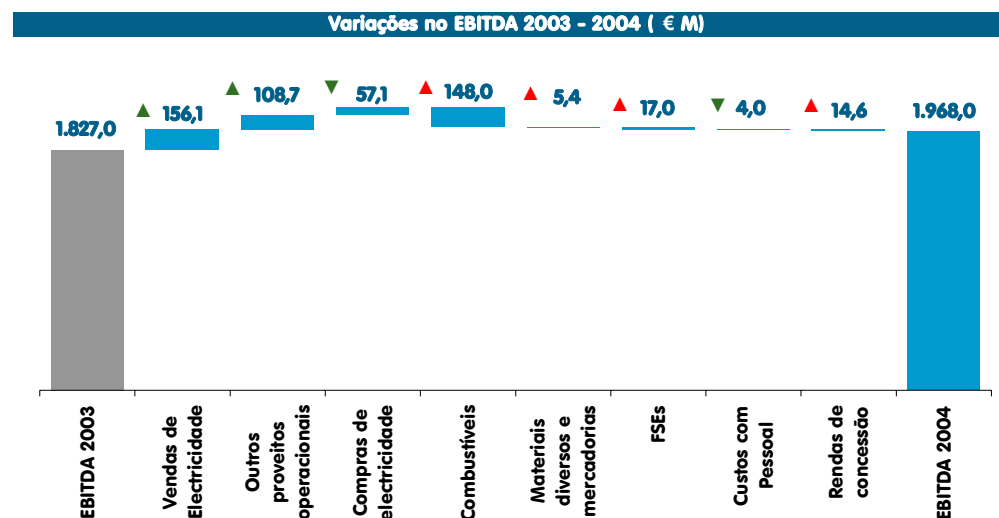
Os Resultados Extraordinários são explicados por:

- As **Perdas em Imobilizações** em 2004 incluem: i) o abate de activos (€11,0 milhões) pelo descomissionamento da central da Tapada do Outeiro, no seguimento do fim do CAE; ii) uma perda de R\$7,6 milhões (€2,1 milhões) na venda da Fafen no Brasil ii) uma perda de €35,0 milhões de imparidade do goodwill da Edinfor e da ACE (negócio de TIs). Estas imparidades foram registadas no seguimento da avaliação que precedeu o acordo de alienação de 60% da Edinfor à LogicaCMG por €81 milhões. A venda efectiva da Edinfor será contabilizada em 2005 não sendo expectável que a EDP venha a registar um resultado contabilístico significativo com esta transacção. Estas perdas foram mitigadas pela mais valia de €10 milhões na venda da Retecal pela HC no 4T2004.
- A rubrica “**Aumento/(redução) amort. & provisões**” em 2004 inclui €47,5 milhões de Provisões extraordinárias da ONI: i) a reversão de €40 milhões do crédito fiscal contabilizado em 2002 relativo à venda da Oni Way à Vodafone. O uso deste crédito fiscal está a ser revisto pelas autoridades e à medida que a Vodafone comece a beneficiar dele, o ganho será contabilizado na EDP; ii) três anos de amortização do direito de usufruto da rede de fibra óptica da Transgás' (€5 milhões), que não era contabilizada desde 2002 devido a desacordo entre a Oni e a Transgás sobre o valor do contrato e; iii) uma provisão para contingências fiscais (€2,5 milhões).
- As “**Correcções exercícios anteriores**” em 2004 incluem: i) €9,9 milhões da rectificação efectuada pela ANEEL sobre a revisão tarifaria de Agosto de 2001 da Escelsa (ver pags. 21 e 24) e; ii) €6,2 milhões por conta da rectificação efectuada pela ANEEL sobre a revisão tarifaria de Outubro de 2003 da Bandeirante (que nos 9M2004 havia sido incluída em provisões extraordinárias) (ver pags. 21 e 24).
- A “**Compens. amort. activos subs.**” (2003 - €79,8 milhões) é agora contabilizada como rubrica operacional;
- “**Perdas em existências**” reflectem a reavaliação em baixa dos stocks de carvão da EDPP (€5,6 milhões).
- A rubrica de “**Outros Ganhos/(Perdas)**” em 2004 inclui um custo de €25,1 milhões respeitante à compensação paga aos pré-reformados pela aceitação da antecipação à idade legal da reforma (reforma flexível);

Demonstração de Resultados Consolidada



D Resultados Consolidada (€ M)	2004	2003	Δ%
Vendas de Electricidade	6.474,2	6.318,2	2,5%
Outras Vendas	225,1	138,2	62,9%
Prestação de Serviços	522,4	521,2	0,2%
Proveitos Operacionais	7.221,7	6.977,5	3,5%
Electricidade & Gás	3.303,1	3.360,3	-1,7%
Combustíveis	546,0	398,0	37,2%
Materiais diversos e mercadorias	168,1	162,7	3,3%
Fornecimentos e Serviços Externos	649,5	632,5	2,7%
Custos com o Pessoal	642,6	646,6	-0,6%
Rendas de Concessão	190,2	175,6	8,3%
Outros Custos/(Proveitos) Operacionais	12,8	10,3	25,1%
TPE'S	(258,8)	(235,6)	-9,8%
Custos Operacionais	5.253,6	5.150,5	2,0%
EBITDA	1.968,0	1.827,0	7,7%
EBITDA/Proveitos	27,3%	26,2%	1,1p.p.
Amortizações	875,1	845,6	3,5%
Compensação amort. activo subsidiado	(79,6)	-	-
Provisões	114,1	75,7	50,7%
EBIT	1.058,4	905,7	16,9%
EBIT/Proveitos	14,7%	13,0%	1,7p.p.
Resultados Financeiros	(335,3)	(359,0)	6,6%
Resultados Extraordinários	(164,7)	(14,4)	-
Resultados Antes de Impostos	558,5	532,3	4,9%
IRC	256,8	239,3	7,3%
Impostos Diferidos	(97,2)	(43,7)	-122,3%
Interesses Minoritários	(41,3)	(44,4)	6,9%
Resultados Líquidos	440,2	381,1	15,5%



Cash Flow & Balanço Consolidado

Activo (€ M)	2004	YE2003
Activo fixo	18.133,1	15.084,1
Imobilizado incorpóreo	2.958,5	1.849,7
Imobilizado corpóreo	13.559,3	11.651,6
Investimentos financeiros	1.615,3	1.582,8
Outros Activos	3.226,1	2.334,8
Existências	168,6	159,2
Clientes (líquido)	1.297,4	1.108,7
Outros devedores (líquido)	1.482,1	779,4
Caixa e equivalentes	278,0	287,5
Acréscimos e diferimentos	641,0	622,4
Impostos diferidos	589,1	609,3
Total do Activo	22.589,3	18.650,7
Capital Próprio (€ M)	2004	YE2003
Capital	3.656,5	3.000,0
Acções próprias	(31,7)	(49,0)
Resultados transitados e outras reservas	2.336,7	1.965,9
Resultado líquido consolidado	440,2	381,1
Total do Capital Próprio	6.401,7	5.298,0
Interesses minoritários	801,0	236,5
Conta de correcção de hidraulicidade	364,2	387,5
Passivo (€ M)	2004	YE2003
Provisões	1.257,7	819,6
Dívida financeira	8.598,8	7.492,7
Curto prazo	1.857,8	1.457,5
Médio e longo prazo	6.741,0	6.035,3
Passivo de curto prazo	2.187,6	1.781,9
Fornecedores	849,5	782,6
Outros credores	1.338,1	999,3
Acréscimo e diferimentos	2.432,4	2.018,4
Impostos diferidos	545,9	616,1
Total do Passivo	15.022,4	12.728,7
Total do Capital Próprio + Passivo	22.589,3	18.650,7

Cash Flow (€ M)	2004
Resultado líquido	440,2
Ajustamento tarifário	92,1
Ajust. recuperação das Perdas com o Racionamento e "Parcela A"	53,3
Amortizações	875,1
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(79,6)
Amortização do goodwill	95,5
Provisões líquidas	8,4
Juros da conta de hidraulicidade	9,3
Diferenças de câmbio	(12,4)
Consolidação pelo Equity	(41,0)
Selic sobre as Perdas com o Racionamento e "Parcela A"	(27,4)
Impostos diferidos	(97,2)
Interesses minoritários	(41,3)
Outros Ajustamentos	133,9
A somar: Juros financeiros líq. e outros custos financ. (ou proveitos)	296,6
Cash Flow Operacional antes do Inv. em Fundo de Maneio	1.705,5
Investimento em Fundo de maneio	(41,5)
Cash Flow Operacional	1.664,0
Investimento Operacional	(1.051,3)
Cash Flow Operacional Líquido	612,7
Alienação de Imobilizados	104,4
Investimento financeiro	(1.350,1)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros (ou proveitos)	(296,6)
Dividendos pagos e distribuição de resultados	(268,0)
Aumento de Capital	1.208,0
Outras variações de fundo de maneio não operacional	(143,9)
(Aumento)/Redução da Dívida Financeira	(133,5)
Aumento da dívida pela consolidação de 100% da HC	(972,6)
Total de (Aumento)/Redução da Dívida Financeira	(1.106,1)

Demonstração de Resultados por Negócio



2004 (Milhões de €)	EDP Produção (1)	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioeléctrica	EDP Distribuição	HC (2)	Brasil	ONI	Tecnologias de Informação	EDP Consolidado
Vendas de Electricidade	1.482,3	324,8	23,7	3.518,1	491,6	995,1	-	-	6.474,2
Outras Vendas	0,0	-	-	2,7	198,9	-	8,1	23,4	225,1
Prestação de Serviços	38,4	2,5	-	23,9	22,9	84,9	317,3	151,2	522,4
Proveitos Operacionais	1.520,7	327,3	23,7	3.544,7	713,4	1.080,0	325,4	174,6	7.221,7
Electricidade e Gás	51,4	311,7	-	2.324,1	359,8	630,8	-	-	3.303,1
Combustíveis	417,1	-	2,4	-	124,2	2,3	-	-	546,0
Materiais Diversos e Mercadorias	4,0	-	-	124,2	3,5	8,6	7,3	20,3	168,1
Fornecimentos e Serviços Externos	83,7	8,8	3,4	216,4	36,7	80,0	241,8	63,0	649,5
Custos com o Pessoal	117,6	3,6	1,0	355,1	39,1	70,1	54,0	60,1	642,6
Rendas de Concessão	3,6	0,0	0,5	186,1	-	-	-	-	190,2
Outros Custos/(Proveitos)	(3,3)	5,0	(0,4)	(13,2)	6,0	9,9	0,1	(3,2)	12,8
TPE'S	(29,1)	(0,4)	(2,0)	(196,4)	(6,1)	-	(0,0)	(1,0)	(258,8)
Custos Operacionais	645,0	328,7	4,9	2.996,3	563,1	801,7	303,3	139,1	5.253,6
EBITDA	875,7	(1,4)	18,8	548,4	150,3	278,3	22,1	35,5	1.968,0
EBITDA/Proveitos	57,6%	-0,4%	79,4%	15,5%	21,1%	25,8%	6,8%	20,3%	27,3%
Amortizações	245,0	3,8	7,0	352,4	69,4	60,2	64,2	27,8	875,1
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(5,0)	-	(0,2)	(72,4)	(1,4)	-	-	-	(79,6)
Provisões	11,7	1,0	0,0	47,6	0,3	39,0	3,9	3,6	114,1
EBIT	624,0	(6,3)	12,0	220,8	82,1	179,2	(45,9)	4,0	1.058,4
EBIT/Proveitos	41,0%	-1,9%	50,6%	6,2%	11,5%	16,6%	-14,1%	2,3%	14,7%
Resultados Financeiros	(95,5)	(1,4)	(2,6)	(34,5)	(62,8)	(72,2)	(54,4)	(10,3)	(335,3)
Resultados Extraordinários	(17,8)	(1,2)	(0,5)	2,8	11,2	(26,3)	(50,5)	(43,3)	(164,7)
Resultados Antes de Impostos	510,8	(9,0)	9,0	189,1	30,5	80,7	(150,8)	(49,6)	558,5
IRC e Impostos Diferidos	141,2	(2,2)	2,4	47,0	9,2	11,9	4,6	2,9	159,6
Interesses Minoritários	0,2	-	-	-	7,2	20,6	0,1	(7,4)	(41,3)
Resultados Líquidos	369,4	(6,8)	6,6	142,0	14,1	48,1	(155,6)	(45,1)	440,2

Nota: Contas das áreas de negócio não auditadas

(1) Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDP.

(2) Consolidação proporcional (40%).

Demonstração de Resultados por Negócio



2003 (Milhões de €)	EDP Produção (1)	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioeléctrica	EDP Distribuição	HC (2)	Brasil	ONI	Tecnologias de Informação	EDP Consolidado
Vendas de Electricidade	1.325,2	64,2	13,4	3.546,4	542,2	923,1	-	-	6.318,2
Outras Vendas	0,0	-	-	1,9	105,3	-	4,5	27,0	138,2
Prestação de Serviços	16,9	35,5	-	24,7	15,0	49,1	308,3	159,3	521,2
Proveitos Operacionais	1.342,1	99,8	13,4	3.573,1	662,5	972,2	312,9	186,3	6.977,5
Electricidade e Gás	65,3	48,6	-	2.364,0	358,2	621,0	-	-	3.360,3
Combustíveis	310,3	-	2,0	-	85,5	0,3	-	-	398,0
Materiais Diversos e Mercadorias	3,5	-	-	111,3	6,3	10,2	3,9	24,5	162,7
Fornecimentos e Serviços Externos	67,9	7,7	3,3	206,3	33,4	65,8	243,5	70,1	632,5
Custos com o Pessoal	119,3	3,3	1,0	393,8	37,1	69,1	57,3	66,4	646,6
Rendas de Concessão	3,6	0,0	0,3	171,7	-	-	-	-	175,6
Outros Custos/(Proveitos)	(3,8)	14,2	0,2	(13,4)	2,6	19,2	(0,8)	(0,3)	10,3
TPE'S	(37,3)	(1,0)	(0,9)	(183,8)	(4,0)	-	-	(8,4)	(235,6)
Custos Operacionais	528,9	72,8	5,8	3.049,9	519,1	785,5	303,9	152,2	5.150,5
EBITDA	813,2	27,0	7,5	523,2	143,4	186,7	8,9	34,1	1.827,0
EBITDA/Proveitos	60,6%	27,0%	56,4%	14,6%	21,6%	19,2%	2,9%	18,3%	26,2%
Amortizações	230,5	3,5	3,8	345,5	60,1	58,4	68,6	24,3	845,6
Provisões	12,7	0,1	0,1	42,7	1,1	11,0	4,3	0,5	75,7
EBIT	570,0	23,4	3,6	135,0	82,2	117,3	(64,0)	9,3	905,7
EBIT/Proveitos	42,5%	23,5%	27,3%	3,8%	12,4%	12,1%	-20,4%	5,0%	13,0%
Resultados Financeiros	(74,8)	(0,3)	(1,4)	(37,2)	(62,4)	(22,9)	(62,2)	(12,5)	(359,0)
Resultados Extraordinários	(3,5)	1,0	0,1	79,2	0,7	(48,1)	(10,1)	(4,1)	(14,4)
Resultados Antes de Impostos	491,7	24,1	2,3	177,0	20,5	46,3	(136,2)	(7,3)	532,3
IRC e Impostos Diferidos	163,4	8,4	0,7	42,7	2,9	40,6	(17,8)	3,0	195,5
Interesses Minoritários	(0,2)	-	-	-	5,2	22,6	0,8	(4,1)	(44,4)
Resultados Líquidos	328,5	15,7	1,6	134,4	12,4	(16,8)	(119,3)	(6,2)	381,1

Nota: Contas das áreas de negócio não auditadas

(1) Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP.

(2) Consolidação proporcional (40%).

Balanço por Negócio



2004 (Milhões de €)	EDP Produção (1)	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioeléctrica	EDP Distribuição	HC (2)	Brasil	ONI	Tecnologias de Informação	EDP Consolidado
Imobilizado incorpóreo	13,1	1,9	0,0	7,9	1.425,8	147,0	268,3	28,3	2.958,5
Imobilizado corpóreo	4.185,0	86,9	164,6	4.498,0	2.835,0	1.067,9	216,3	69,0	13.559,3
Investimentos financeiros	25,4	10,1	3,5	0,2	106,9	19,2	0,6	0,6	1.615,3
Outros activos	394,4	140,9	16,8	1.273,1	391,4	773,6	168,3	65,1	2.948,1
Caixa e Equivalentes	11,7	4,0	-	21,1	112,6	94,8	3,7	3,4	278,0
Acréscimos e diferimentos	53,4	35,3	13,5	140,6	52,6	235,6	117,9	25,0	1.230,1
Total do activo	4.682,9	279,0	198,5	5.940,9	4.924,2	2.338,2	775,0	191,4	22.589,3
Provisões para riscos e encargos	104,6	1,2	0,3	756,1	91,0	137,2	76,4	4,1	1.257,7
Dívida financeira (Grupo + Terceiros)	2.193,0	118,6	72,2	1.228,1	1.817,8	978,4	713,6	22,6	8.598,8
Outros credores	262,2	90,2	70,5	692,1	522,0	405,8	189,9	42,2	2.187,6
Acréscimos e diferimentos	269,2	6,5	5,6	1.673,4	292,0	187,1	48,9	14,0	2.978,3
Total do passivo	2.828,9	216,5	148,6	4.349,8	2.722,8	1.708,5	1.028,8	82,9	15.022,4
Conta de correcção de hidraulicidade	-	-	-	-	-	-	-	-	364,2
Interesses minoritários	(0,2)	-	-	-	465,4	146,2	0,2	(5,0)	801,0
Capital próprio	1.854,2	62,4	49,9	1.591,1	1.736,0	483,5	(253,9)	113,4	6.401,7
Total do capital próprio + passivo	4.682,9	279,0	198,5	5.940,9	4.924,2	2.338,2	775,0	191,4	22.589,3

Nota: Contas das áreas de negócio não auditadas

(1) Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP.

(2) Consolidação integral

Balanço por Negócio

2003 (Milhões de €)	EDP Produção (1)	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioeléctrica	EDP Distribuição	HC (2)	Brasil	ONI	Tecnologias de Informação	EDP Consolidado
Imobilizado incorpóreo	6,7	-	0,0	0,8	582,1	151,4	283,6	70,8	1.849,7
Imobilizado corpóreo	4.241,6	88,8	126,1	4.389,2	1.113,5	1.111,7	230,0	95,4	11.651,6
Investimentos financeiros	7,7	0,1	0,0	0,2	38,9	16,9	1,4	0,5	1.582,8
Outros activos	1.015,8	16,8	10,5	1.009,5	127,1	798,8	193,6	82,6	2.047,3
Caixa e Equivalentes	10,1	0,2	0,1	30,3	36,3	104,4	6,2	2,4	287,5
Acréscimos e diferimentos	68,5	3,5	4,2	12,7	20,6	219,7	118,7	27,1	1.231,8
Total do activo	5.350,4	109,3	140,9	5.442,6	1.918,5	2.403,0	833,5	278,8	18.650,7
Provisões para riscos e encargos	92,8	1,1	0,2	341,1	38,7	212,1	37,2	2,3	819,6
Dívida financeira (Grupo + Terceiros)	2.487,7	-	52,2	778,1	733,4	989,8	702,8	89,2	7.492,7
Outros credores	754,7	17,6	51,5	1.187,6	173,9	436,5	179,7	114,8	1.781,9
Acréscimos e diferimentos	138,0	2,2	4,4	1.568,8	112,5	162,0	46,4	15,3	2.634,5
Total do passivo	3.473,2	20,9	108,3	3.875,6	1.058,4	1.800,5	966,2	221,6	12.728,7
Conta de correcção de hidraulicidade	-	-	-	-	-	-	-	-	387,5
Interesses minoritários	0,2	-	-	-	181,3	96,3	0,1	3,3	236,5
Capital próprio	1.877,1	88,5	32,6	1.566,9	678,7	506,2	(132,8)	53,8	5.298,0
Total do capital próprio + passivo	5.350,4	109,3	140,9	5.442,6	1.918,5	2.403,0	833,5	278,8	18.650,7

Nota: Contas das áreas de negócio não auditadas

(1) Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP.

(2) Consolidação proporcional (40%).

Cash Flow por Negócio



2004 (Milhões de €)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC ⁽¹⁾	Brasil	ONI	Tecnologias de Informação	EDP Consolidado
Resultado líquido	369,4	(6,8)	6,6	142,0	14,1	48,1	(155,6)	(45,1)	440,2
Ajustamento tarifário	-	-	-	92,1	-	-	-	-	92,1
Ajust. recuperação das Perdas com o Racionamento e "Parcela A"	-	-	-	-	-	53,3	-	-	53,3
Amortizações	245,0	3,8	7,0	352,4	69,4	60,2	64,2	27,8	875,1
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(5,0)	-	(0,2)	(72,4)	(1,4)	-	-	-	(79,6)
Amortização do goodwill	-	-	-	-	32,5	4,4	18,8	4,7	95,5
Provisões líquidas	8,5	1,0	0,0	24,0	(0,4)	37,6	(2,2)	3,6	8,4
Juros da conta de hidráulicidade	-	-	-	-	-	-	-	-	9,3
Diferenças de câmbio	1,4	-	-	0,0	0,8	(33,9)	(0,0)	(0,3)	(12,4)
Consolidação pelo Equity	2,8	-	-	-	(1,3)	0,5	(0,0)	(0,1)	(41,0)
Selic sobre as Perdas com o Racionamento e "Parcela A"	-	-	-	-	-	(27,4)	-	-	(27,4)
Impostos diferidos	(13,3)	(0,7)	(0,0)	(38,8)	-	(28,1)	4,4	(0,1)	(97,2)
Interesses minoritários	0,2	-	-	-	7,2	20,6	0,1	(7,4)	(41,3)
Outros Ajustamentos	18,5	1,5	-	(6,5)	(8,1)	16,5	53,6	39,0	133,9
A somar: Juros financeiros líq. e outros custos finan. (ou proveitos)	104,9	1,5	3,2	62,4	30,7	101,5	33,1	6,3	296,6
Cash Flow Operacional antes do Inv. em Fundo de Maneio	732,3	0,4	16,6	555,3	143,6	253,5	16,4	28,2	1.705,5
Investimento em Fundo de maneio	43,6	(40,5)	(15,8)	(29,4)	31,0	(14,4)	(1,1)	10,3	(41,5)
Cash Flow Operacional	775,8	(40,1)	0,9	526,0	174,6	239,1	15,3	38,5	1.664,0
Investimento Operacional	(206,6)	(4,4)	(54,5)	(310,0)	(117,7)	(284,9)	(33,4)	(20,4)	(1.051,3)
Cash Flow Operacional Líquido	569,2	(44,5)	(53,6)	216,0	56,9	(45,8)	(18,1)	18,1	612,7

Nota: Contas das áreas de negócio não auditadas

⁽²⁾ Consolidação proporcional (40%).

Capacidade Instalada da EDP na Ibéria

Regime Ordinário (MW)	2004	2003	△ MW
PORTUGAL			
Hidroelétrica (SEP)	3.903	3.903	-
Carvão (PES)	1.192	1.192	-
Fuelóleo / Gás Natural (SEP)	1.760	1.760	-
Gasóleo (SEP)	197	197	-
Produção Vinculada	7.052	7.052	-
Mini-Hídrica (SENV)	244	255	(11)
Hídrica Alqueva (SENV 50% em 2004)	120	-	120
CCGT (SENV)	784	392	392
Produção Não-Vinculada	1.148	647	501
Tejo Energia (SEP 10%)	58	58	-
Turbogás (SEP 40% em 2004, 20% em 2003)	396	198	198
Produtores Independentes	454	256	198
TOTAL PORTUGAL	8.654	7.955	699
ESPANHA			
Hidroelétrica	432	432	-
Nuclear ⁽¹⁾	166	166	-
Carvão	1.605	1.605	-
CCGT	393	393	-
TOTAL ESPANHA	2.595	2.595	-
TOTAL IBÉRIA	11.249	10.550	699

Regime Especial (MW)	2004	2003	△ MW
PORTUGAL			
Eólica	136	65	72
Mini-Hídrica (PRE)	66	56	10
Cogeração	111	111	-
Biomassa	9	9	-
TOTAL PORTUGAL	322	241	81
ESPANHA			
Eólica	223	81	142
Mini-Hídrica	3	3	-
Cogeração	41	24	18
Resíduos	72	33	39
Biomassa	7	3	4
TOTAL ESPANHA	346	143	203
TOTAL IBÉRIA	668	384	284