



Resultados Semestrais

1S2004

Gabinete de Relações com Investidores

Pedro Pires, Director
Gonçalo Santos
Elisabete Ferreira
Cristina Requicha
Rui Antunes
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, 29 de Julho de 2004

Resultados 1S2004	1
Overview sobre o EBITDA	2
Investimento Operacional	3
Cash Flow & Dívida Financeira	4
EDP Produção	5
EDP Energia	9
Enernova & EDP Bioelétrica	10
EDP Distribuição	12
Hidrocantábrico	15
Brasil	19
Telecomunicações	22
Tecnologias da Informação	24
Resultados Financeiros e Extraordinários	25
Demonstração de Resultados Consolidada	26
Balanço Consolidado & Cash Fow	27
Demonstração de Resultados por Negócio	28
Balanço por Negócio	30
Cash Flow por Negócio	32

Resultados Financeiros (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Proveitos e Ganhos Operacionais	3,532.0	3,345.7	5.6%
Custos Operacionais	2,545.4	2,468.0	3.1%
EBITDA	986.6	877.7	12.4%
Resultados Operacionais	551.6	406.8	35.6%
Resultados Financeiros	(181.5)	(182.5)	0.6%
Resultados Extraordinários	(20.1)	59.4	-
Resultado Líquido	274.9	182.0	51.0%
EPS	0.092	0.061	51.0%
Investimento Operacional	447.1	337.0	32.6%

Dívida Financeira (€ M)	1S2004	YE2003	Δ
Dívida Financeira	7,459.9	7,492.7	(32.8)
Dívida Líquida	7,256.4	7,205.2	51.2

Principais Indicadores	1S2004	1S2003	Δ%
Número de Clientes			
Portugal	5,775,815	5,688,924	1.5%
Hidrocontábrico (1)	569,531	557,686	2.1%
Brasil	2,951,534	2,797,941	5.5%
Vendas de Electricidade (GWh)			
Portugal	19,413	18,875	2.8%
Hidrocontábrico (1)	6,052	5,805	4.3%
Brasil	9,864	9,950	-0.9%
N. de Empregados (Core Business)			
Portugal	8,202	8,959	-8.4%
Hidrocontábrico (1)	1,590	1,383	15.0%
Brasil	3,732	3,889	-4.0%

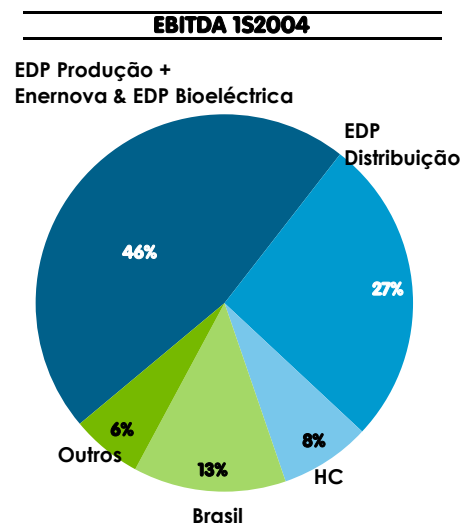
- O Grupo EDP registou um forte crescimento ao nível operacional no 1S2004. **O EBITDA cresceu 12,4%** enquanto que o EBIT aumentou 35,6%.
- O crescimento do EBITDA consolidado deveu-se:
 - (i) a um **crescimento saudável do consumo de energia** nos mercados onde o Grupo EDP desenvolve as suas actividades: mais 5,2% em Portugal, e mais 4,1% em Espanha e nas áreas de concessão da EDP no Brasil;
 - (ii) à **entrada em funcionamento da TER**, contribuindo com mais 400 MW de capacidade instalada e 1.155 GWh de produção de electricidade;
 - (iii) às **revisões tarifárias** efectuadas no ano passado na Bandeirante e na Enersul;
 - (iv) à **contribuição da Naturcorp** para os resultados do 1S2004, no seguimento da aquisição, por parte da Hidrocontábrico, de uma participação de 56,8% em Julho de 2003;
 - (v) a um **enfoque no controle de custos e melhorias de eficiência** no negócio da electricidade na Península Ibérica. Os fornecimentos e serviços externos, numa base consolidada, caíram 7,9% ⁽²⁾, enquanto os custos com pessoal decresceram 5,9% com a introdução do "Plano de Racionalização de Recursos Humanos".
- O EBIT beneficiou de uma alteração na contabilização da compensação relativa à amortização dos activos subsidiados. Excluindo este efeito, o **EBIT cresceu 25,6%**.
- Os **Resultados Financeiros** registaram uma ligeira melhoria beneficiando de um **decréscimo de 4,0% nos juros financeiros líquidos** no seguimento da redução da dívida financeira.
- O **Resultado Líquido ascendeu a €274,9 milhões**, o que representa um **crescimento anual de 51%**. A Produção e o Brasil foram as áreas que mais contribuíram para este crescimento.

⁽¹⁾ A Hidrocontábrico é consolidada pelo método de consolidação proporcional (40%). Os valores acima apresentados respeitam a 100% da HC.

Nota: As contas apresentadas neste documento são não-auditadas.

⁽²⁾ Ajustado pelos custos directos da ONI que são contabilizados como FSEs nas contas consolidadas do Grupo EDP.

EBITDA (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
EDP Produção	450.8	405.1	11.3%
EDP Energia	(1.3)	32.6	-
Enernova & EDP Bioeléctrica	8.9	3.9	130.8%
EDP Distribuição	262.1	265.1	-1.2%
Hidrocantábrico	77.0	61.9	24.4%
Brasil	129.7	86.8	49.5%
Oni	12.8	(2.5)	-
Tecnologias da Informação	21.6	21.1	2.2%
Outros e Ajustamentos	25.0	3.7	-
EBITDA Consolidado	986.6	877.7	12.4%



- O EBITDA da **EDP Produção** aumentou 11,3% no seguimento da entrada em funcionamento da TER e da transferência da actividade de gestão de energia para a EDPP. A EDPP também beneficiou de uma compra eficiente de combustíveis (poupanças de €9,7 milhões vs. 1S2003).

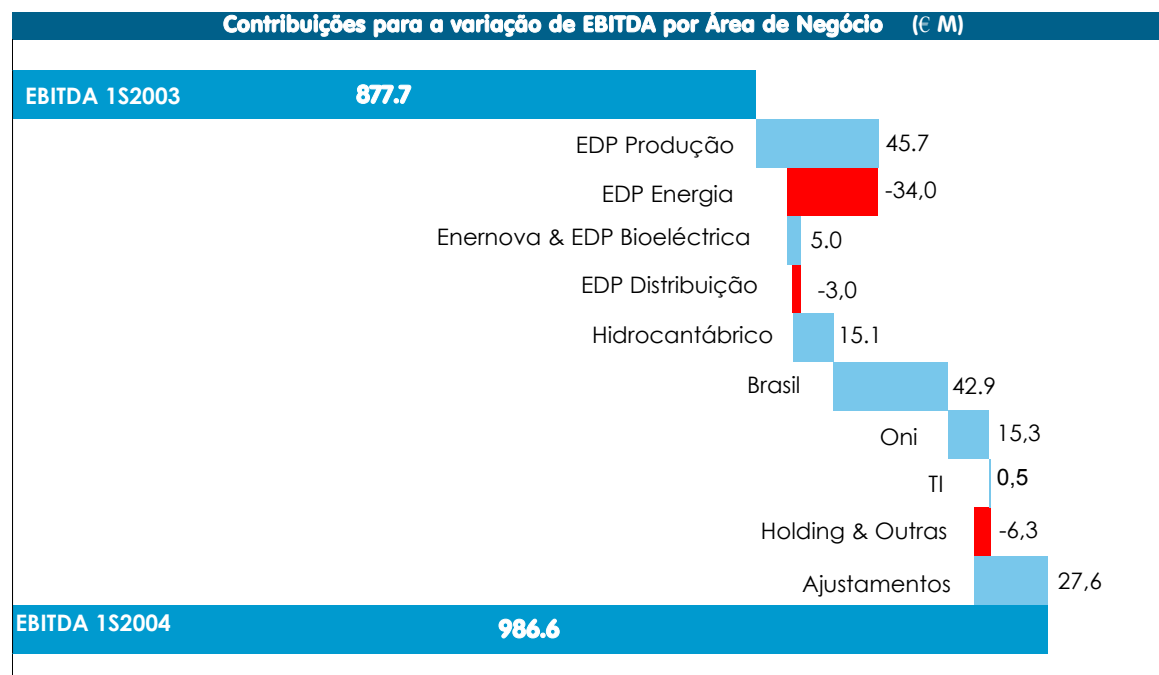
- A **EDP Distribuição** beneficiou de um aumento de 5,2% do consumo de energia, que apesar da redução das tarifas de URD, resultou num aumento de €8,9 milhões do Provento Permitido para a actividade de URD. Adicionalmente, o Programa de Racionalização dos RH iniciado no ano passado, resultou numa redução de 649 trabalhadores na EDPD até Junho de 2004, contribuindo para uma redução de 7,3% dos custos com pessoal.

- A **Hidrocantábrico** continua a ser negativamente influenciada pelo aumento do preço do carvão importado e preços baixos na pool. O crescimento do EBITDA deve-se à aquisição da empresa Basca de distribuição de gás Naturcorp (meados de 2003), que contribuiu com €45 milhões para o EBITDA da Hidrocantábrico.

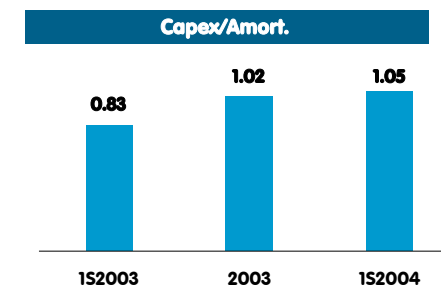
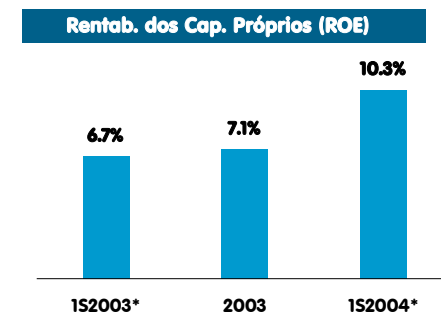
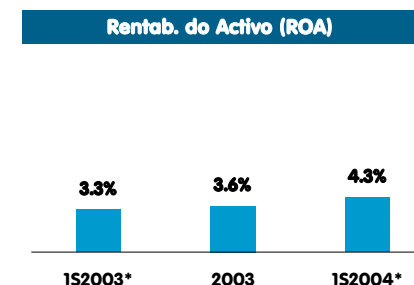
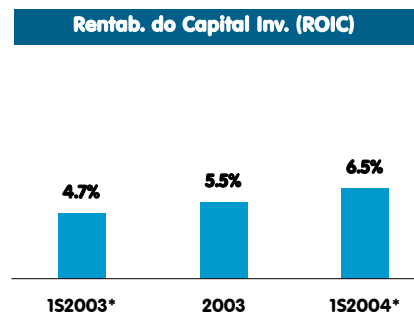
- O aumento de 4,1% do consumo nas áreas de concessão da EDP no **Brasil** bem como as revisões tarifárias do ano passado na Bandeirante (+18,08% em Outubro) e na Enersul (+42,26% em Abril) impulsionaram a boa performance do EBITDA no Brasil (+50% em relação ao 1S2003).

- O EBITDA da **ONI** aumentou em €15,3 milhões em relação ao 1S2003, no seguimento de uma redução de 15,6% dos custos operacionais.

- Em consequência, o **EBITDA do Grupo EDP** aumentou 12,4% no período em análise para os €986,6 milhões no 1S2004 devido essencialmente a um crescimento saudável da procura de energia e ao controle de custos. O core business e as operações no Brasil foram os principais contribuidores para este aumento.



Investimento Operacional (€ M)	1S2004	2003	1S2003
EDP Produção	99.9	236.1	79.3
Enernova & EDP Bioelétrica	31.4	39.7	7.0
EDP Distribuição	157.4	343.6	141.2
(-) Transferência activos Edinfor	-	12.0	-
(-) Subsídios em numerário	34.6	59.7	28.5
(=) Investimentos "cash" do Grupo	122.8	271.9	112.7
Hidrocantábrico (40%)	50.8	71.0	29.4
Brasil	114.0	125.8	66.8
Telecomunicações	13.5	46.2	18.3
Tecnologias da Informação	7.3	55.5	18.1
Outros	7.3	14.1	5.4
Total	447.1	860.4	337.0



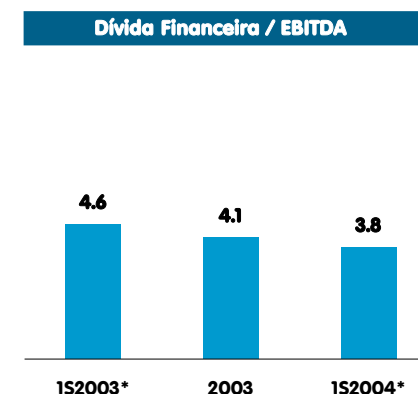
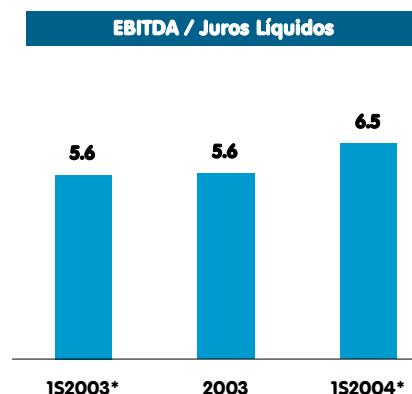
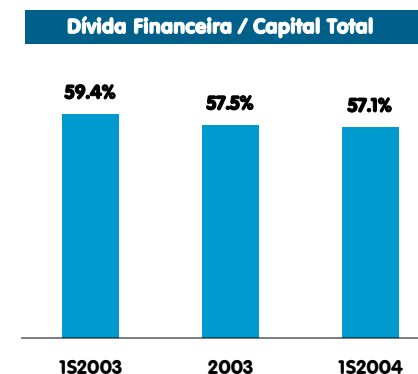
- O investimento operacional do Grupo EDP ascendeu a €447,1 milhões no 1S2004, o que representa um crescimento anual de 33%. Note-se que os valores aqui apresentados correspondem ao cash-out-flow do Grupo EDP, tendo em consideração o método de consolidação de cada uma das suas subsidiárias.
- O investimento operacional da EDPP aumentou 26% no período em análise, devido ao investimento realizado no segundo grupo de 400 MW da TER (€80,6) milhões. O primeiro grupo da TER entrou em exploração a 14 de Fevereiro de 2004 e prevê-se a entrada em funcionamento do segundo grupo da TER em Outubro de 2004. A EDP irá construir um terceiro grupo de 400 MW na TER, investindo cerca de €197 milhões até 2006, quando este grupo deverá começar a operar. Prevê-se que a EDP comece a investir neste terceiro grupo no 2S2004.
- No 1S2004, a Enernova investiu em 3 novos parques eólicos (Alto do Talefe, Fonte da Quelha e Padrela) com uma capacidade instalada total de 31,5 MW. A Enernova planeia investir cerca de €196,0 milhões em 262 MW de capacidade adicional até 2006. Os novos investimentos em parques eólicos têm uma TIR esperada de 12%.
- O investimento operacional na Hidrocantábrico aumentou 72,8% devido ao investimento, de €65,6 milhões, efectuado no parque eólico de Albacete (124 MW) cuja entrada em funcionamento se prevê para o 4T2004. O investimento total da Hidrocantábrico para este projecto está estimado em €117 milhões, dos quais €83 milhões já foram investidos. Espera-se uma TIR de 10,6% para este projecto.
- A maioria do investimento da EDPD foi efectuada na rede de distribuição com vista a melhorar a qualidade do serviço. O investimento na rede de distribuição aumentou 21,6% no período e reflectiu-se numa redução do tempo de interrupção equivalente (100 min. no 1S2004 vs. 161 min. no 1S2003). O Regulador (ERSE) remunera este investimento a uma taxa nominal de 9% antes de impostos.
- No Brasil, o aumento de 71% do investimento operacional está associado à central hidroelétrica de Peixe Angical (450 MW), cujo investimento totalizou R\$313,3 milhões no 1S2004. Prevê-se que a central de Peixe Angical entre em funcionamento no ano 2006.
- O investimento operacional da ONI diminuiu 26% em relação ao 1S2003, reflectindo as menores necessidades de investimento da ONI dado que a maioria do investimento necessário à expansão da rede já foi efectuado.

Cash Flow (€ m)	1S2004
Resultado Líquido	274.9
Cash Flow Operac. antes de Inv. em Fundo Maneio e Capex	881.3
Invest. em Fundo de Maneio e Capex	(476.4)
Cash Flow Operacional Líquido	404.9
Cash Flow não Operacional	(372.1)
(Aumento)/Redução da Dívida Financeira	32.8

Ver página 27 para uma Demonstração de Fluxos de Caixa mais detalhada.

Dívida Financeira (€ M)	1S2004	YE2003	1S2003
Holding	5,319.8	5,356.2	5,825.3
EDP Produção	36.3	38.8	67.6
Enernova & EDP Bioeléctrica	17.6	18.7	-
EDP Distribuição	-	-	-
EDP Energia	0.1	-	16.5
Hidrocantábrico (40%)	728.2	786.1	805.8
Brasil (1)	618.8	547.3	631.4
Telecomunicações	688.2	685.5	675.0
Tecnologias da Informação	22.6	23.6	22.6
Outros	28.4	36.5	(41.2)
Dívida Financeira Total	7,459.9	7,492.7	8,003.1
Caixa e Equivalentes	203.5	287.5	142.8
Dívida Líquida	7,256.4	7,205.2	7,860.3

Rating da Dívida	
S&P	
Rating	A
Outlook	Negativo
Moody's	
Rating	A3
Outlook	Estável



• A Dívida Financeira do Grupo EDP reduziu-se em €32,8 milhões para €7.459,9 milhões no 1S2004 no seguimento de uma redução da dívida da EDP S.A. (€36,4 milhões) e da Hidrocantábrico (€57,9 milhões), e de um aumento da dívida no Brasil (€71,5 milhões). No entanto, a dívida líquida, aumentou ligeiramente depois do Grupo ter investido €447,1 milhões na actividade operacional e de ter pago dividendos no montante de €268 milhões.

• O cash flow gerado pelas operações no core business possibilitou uma redução da dívida da EDP S.A.. A EDP Produção registou um cash flow operacional líquido de €320,1 milhões, que inclui o efeito do início das operações da CCGT-TER; o cash flow operacional líquido de €135,2 milhões na EDP Distribuição reflecte o aumento de 5,2% no consumo de electricidade em Portugal (ver página 32). A redução de dívida na Hidrocantábrico foi conseguida através da melhoria da gestão do fundo de maneio bem como do cash flow operacional que gerou.

• No 1S2004, as subsidiárias brasileiras e a ONI representavam cerca de 18%, ou €1.307,0 milhões da dívida consolidada do Grupo EDP. O aumento da Dívida Financeira no Brasil, quando comparada com Dezembro de 2003, deve-se em parte ao início do financiamento, por parte do BNDES, do investimento na central hidroeléctrica de Peixe Angical (R\$174,1 milhões).

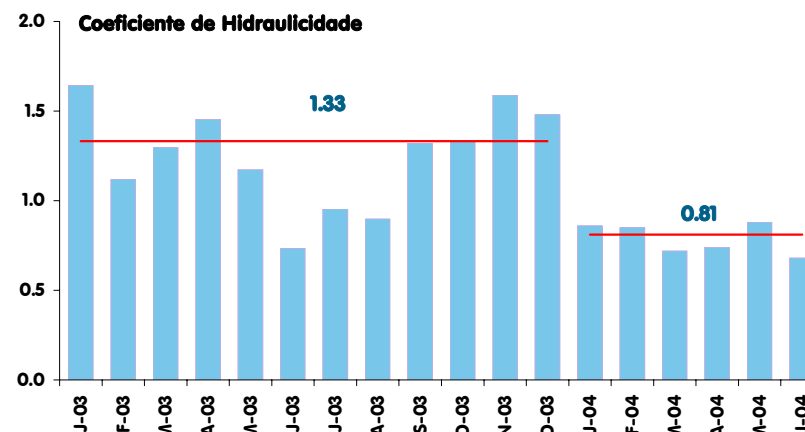
• Em resultado da boa performance operacional do Grupo, os rácios de crédito melhoraram a todos os níveis.

⁽¹⁾Líquido de €293 milhões de Bonds Escelsa no 1S2004

* 1S2004 e 1S2003 anualizados.

Emissão de Energia (GWh)	1S2004	1S2003	Δ%
Emissão Hidroelétrica (SEP)	5,335	8,709	-38.7%
Emissão Termoelétrica (SEP)	5,440	5,459	-0.3%
Produção Vinculada	10,775	14,168	-23.9%
Hidroelétrica (SENV)	230	429	-46.4%
CCGT (SENV)	1,155	-	-
Produção Não-vinculada	1,385	429	222.8%
Biomassa	24	19	23.1%
Eólica	96	58	66.3%
Cogeração	358	346	3.4%
Mini Hídrica (2)	83	128	-35.0%
Produção em Regime Especial	561	551	1.8%
Total emissão EDP Produção	12,721	15,148	-16.0%
Emissão Central Térmica do Pego (SEP)	1,974	1,812	8.9%
Emissão Central Térmica da Tapada (SEP)	3,049	2,112	44.3%
Emissão Central Hídrica de Alqueva (SEP)	34	-	-
Autoprodutores (SEI)	1,882	1,633	15.3%
Saldo Importador / Exportador	3,351	940	256.4%
Vendas Directas Cli. Indust. (incl. em Coger.)	(268)	(261)	-2.9%
Bombagem	(176)	(211)	16.2%
Consumo referido à emissão	22,567	21,174	6.6%
Compensação síncrona	(22)	(20)	-12.4%
Consumos próprios da produção	(6)	(2)	-256.8%
Consumos próprios da Rede de Transporte	(5)	(5)	1.5%
Perdas na rede de transporte	(340)	(398)	14.5%
Energia entregue na distribuição	22,193	20,749	7.0%
Coefficiente de Hidraulicidade	0.81	1.30	-

Emissão Term. (GWh)	1S2004	1S2003	Δ%	Combust.	Cap. Inst
Tapada do Outeiro	-	-	-	Carvão/Fuel	46.9
Carregado	165	290	-43.0%	Fuel/G. Nat.	710.2
Barreiro	70	75	-5.9%	Fuel	56.0
Setúbal	313	699	-55.2%	Fuel	946.4
Sines	4,887	4,390	11.3%	Carvão	1,192.0 ⁽¹⁾
Alto de Mira + Tunes	5	6	-6.3%	Gasóleo	197.0 ⁽¹⁾
Emissão Term. (SEP)	5,440	5,459	-0.3%		3,148.5



• A emissão total da EDPP caiu 16% para os 12.721 GWh, devido à menor pluviosidade no 1S2003 em comparação com o período homólogo e, portanto, menor utilização das nossas centrais hidroelétricas (44% vs 61% no 1S2003). O coeficiente de hidraulicidade foi de 0,81 vs. 1,30 no 1S2003. Dado que a EDPP detém virtualmente toda a capacidade de produção hidroelétrica em Portugal, a sua contribuição para o consumo referido à emissão diminuiu de 73% no 1S2003 para 57% no 1S2004.

• O primeiro grupo da TER (CCGT), que entrou em exploração a 14 de Fevereiro de 2004, contribuiu com 1.155 GWh para o total de emissões, dos quais 367 GWh foram emissões em período de teste. Durante o 2T2004, o segundo grupo da TER iniciou emissões de teste (17 GWh), sendo de esperar que entre em serviço industrial em Outubro de 2004.

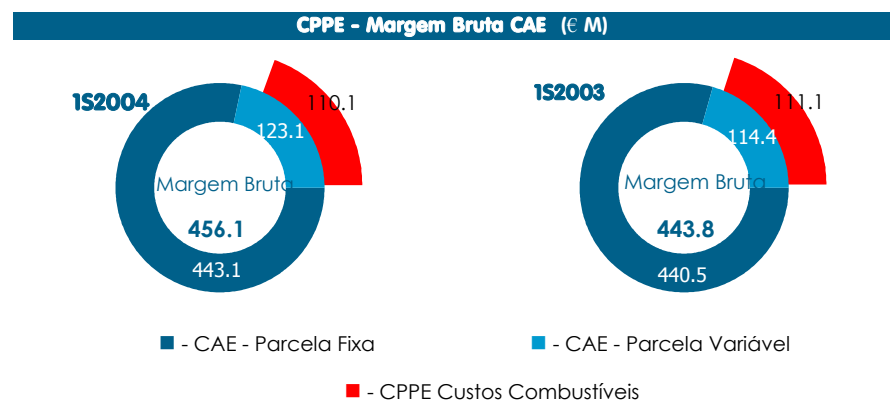
• Sines, uma central termoelétrica a carvão de base do sistema electroprodutor Português, aumentou a sua emissão em 497 GWh no 1S2004 devido ao facto de no primeiro semestre de 2003 ter sido submetida a intervenções de manutenção, o que diminuiu a disponibilidade desta central para produzir energia naquele período. Estas intervenções de manutenção estão previstas no CAE estabelecido com a REN e portanto não influenciam a parcela fixa dos mesmos.

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

Vendas de Electricidade (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
CAE Parcela Fixa	443.1	440.5	0.6%
CAE Parcela Variável	123.1	114.4	7.6%
Total CPPE	566.2	554.9	2.0%
TER/Trading (SENV)	75.6	35.8	111.3%
Cogeração (Soporgem e Energin)	20.3	20.5	-1.0%
Mini Hídrica ⁽²⁾	5.9	9.0	-34.0%
Total EDP Produção	668.0	620.2	7.7%

Custos com Combustíveis (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Carvão	80.7	59.7	35.3%
Fuel	21.4	45.0	-52.4%
Gás natural	7.4	5.8	27.6%
Gasóleo	0.6	0.7	-15.3%
CPPE (SEP)	110.1	111.1	-0.9%
Gás natural (TER, Soporgem & Energin)	52.0	18.9	174.9%
Total EDP Produção	162.0	130.0	24.7%

Compras de Electricidade (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Trading, Auto-consumo e Cogeração	18.0	30.4	-40.8%



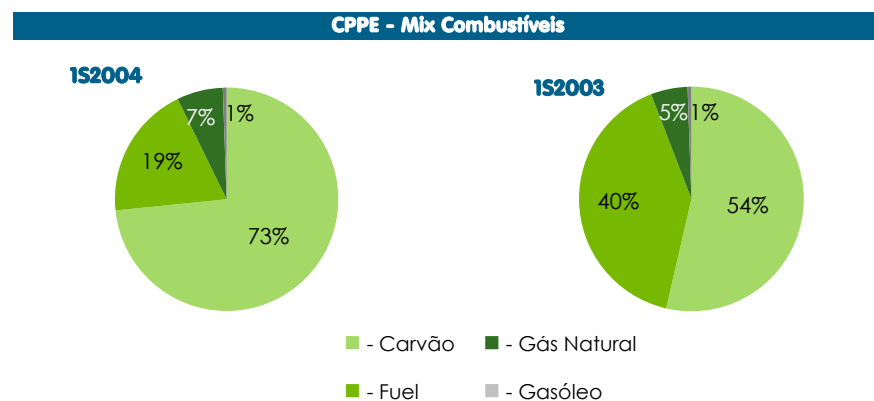
- A parcela variável dos CAEs aumentou 7,6% devido a um maior recurso à central termoelétrica de Sines num período em que os preços do carvão aumentaram significativamente. Os custos de carvão e de fuel consumidos nas centrais da CPPE foram inferiores aos preços de referência implícitos na parcela variável dos CAEs (€110,1 milhões vs. €123,1 milhões). A EDPP beneficiou de contratos de carvão de longo prazo acordados antes do aumento do preço do carvão e da utilização de stocks no 1T2004 valorizados preços inferiores.

- No 1S2003 a paragem programada em Sines para manutenção diminuiu a disponibilidade da central nesse período, não tendo, no entanto, afectado a componente fixa do CAE de Sines.

- Os custos com combustíveis estão mais elevados face aos do 1S2003, devido à maior disponibilidade da central de Sines e ao consumo de stocks de carvão mais caros (nomeadamente no 2T2004).

- A actividade de gestão de energia, que foi transferida da EDP Energia para a EDPP, é responsável pelo despacho, venda de energia e compra de combustíveis das centrais da EDPP. A rubrica de "TER/Trading (NBES)" acima apresentada, está fundamentalmente ligada à TER (incluindo emissões em período de teste) e às centrais hidroeléctricas da EDPP no sistema não-vinculado (HDN e Hidrocel).

- A margem bruta dos Produtores em Regime Especial diminuiu devido a uma queda de 35% na emissão das centrais hidroeléctricas com menos de 10 MW.



⁽¹⁾ Os PRE Enernova e EDP Bioelétrica (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)

Custos c/ Pessoal (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Custos c/ Pessoal	60.0	60.1	-0.2%
Prémios para pensões	5.7	5.9	-3.2%
Correcção das Reformas Antecipadas	6.7	6.6	1.2%
Encargos Sociais com Pré-Reformados	0.7	0.7	1.2%
Serviços Médicos com Inactivos	1.5	1.5	0.2%

Custos com Pessoal Ajustados	45.4	45.4	0.0%
-------------------------------------	-------------	-------------	-------------

Número de empregados	1,944	2,087	-6.9%
Produção	1,166	1,139	2.4%
Manutenção e Engenharia	499	634	-21.3%
Gestão de Energia	29	-	-
Sub-Holding	250	314	-20.4%
MW/Empregado	4.00	3.60	11.1%

FSEs Terceiros (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Manutenção e trabalhos especializados	8.2	8.8	-6.8%
Prémios de seguros	4.5	4.3	3.6%
Vigilância e segurança	1.1	1.1	-1.6%
Rendas e alugueres	1.4	1.3	7.5%
Outros	6.6	4.4	51.3%
Total FSEs Terceiros	21.8	19.9	9.5%

FSEs Grupo (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Trabalhos especializados	6.8	4.4	54.5%
Rendas e alugueres	1.4	1.5	-6.7%
Electricidade	0.8	0.7	14.2%
Manutenção	0.2	0.1	41.2%
Outros	0.4	0.4	-0.9%
Total FSEs Grupo	9.6	7.1	34.3%

• O Programa de Reestruturação de Recursos Humanos iniciado em 2003 continuou a ser implementado no 1S2004. O número de trabalhadores caiu em 143 desde 1S2003 e a redução bruta em pessoal inclui 100 reformas flexíveis (RF), 5 rescisões por mútuo acordo (MA) e 104 pré-reformas (PR) no 2S2003 e 56 RF, 3 MA e 18 PR no 1S2004. O quadro de pessoal agora ascende a 1.944 empregados, incluindo 29 da actividade de gestão de energia. Este Programa de Reestruturação de RH reflecte-se no decréscimo de 0,2% nos custos com pessoal, apesar do aumento médio de 2,8% nos salários em 2004.

• Os prémios para pensões diminuíram como consequência do programa de reformas flexíveis, componente do Plano de Reestruturação de Recursos Humanos. Em 2003 e no âmbito deste programa de reformas flexíveis, cerca de 100 pré-reformados (cujos salários são contabilizados na rubrica "Correcção das Reformas Antecipadas") aceitaram ser remunerados pelo sistema de Segurança Social Português, reduzindo assim a responsabilidade com pensões da EDP. No 1S2004 o número de reformas flexíveis na EDPP ascendeu a 56. Durante este período o custo médio do plano de reestruturação por pré-reformado e indemnização por despedimento na EDPP foi de €305 mil.

• Os custos com "Manutenção e trabalhos especializados" diminuíram 6,8% devido, por um lado, a um maior recurso a empresas de manutenção e engenharia do Grupo e, por outro, à paragem para manutenção em Sines durante o 1S2003 que inflacionou os custos de manutenção e trabalhos especializados desse período.

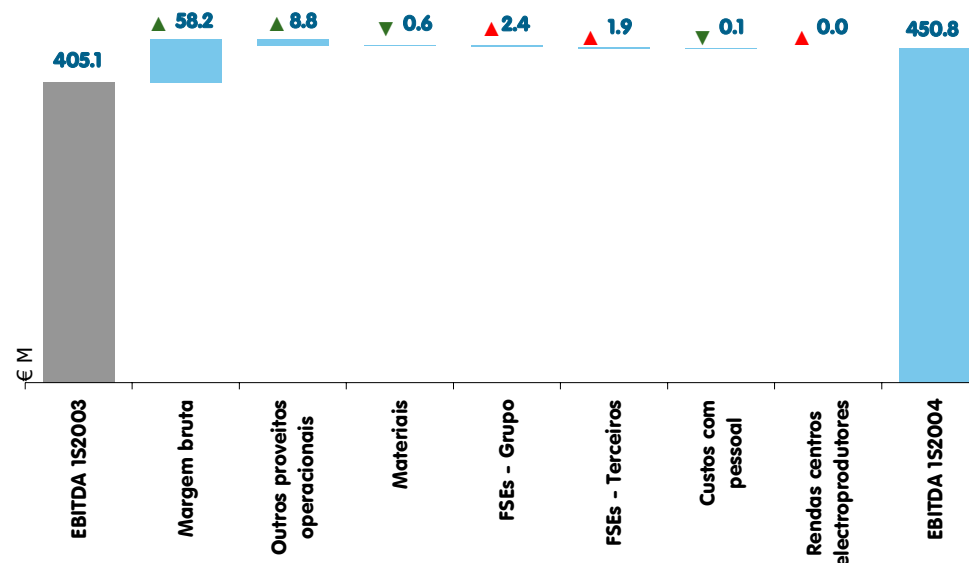
• Os Outros FSE's de Terceiros ao Grupo aumentaram devido ao maior nível de actividade da O&M Serviços (serviços de manutenção) e a custos mais elevados nos sistemas de telecomunicações associados ao telecomando dos centros electroprodutores.

• Os FSE's de empresas do Grupo EDP aumentaram 34% principalmente devido a um aumento da facturação da EDP Valor, a empresa de serviços partilhados do Grupo EDP.

⁽¹⁾ Os PRE Enernova e EDP Bioelétrica (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)	1S2004	1S2003	Δ%
Vendas de Electricidade	668.0	620.2	7.7%
Prestação de Serviços	35.7	6.5	-
Outras Vendas	10.4	9.6	8.3%
Volume de Negócios	714.1	636.2	12.2%
Compras de Electricidade	18.0	30.4	-40.8%
Combustíveis para produção de electricidade	162.0	130.0	24.7%
Custos Directos da Actividade	180.0	160.4	12.3%
Margem Bruta	534.1	475.9	12.2%
Margem Bruta / Vendas	74.8%	74.8%	0.0 p.p.
Material diversos e mercadorias	1.4	2.0	-27.8%
FSEs Grupo	9.6	7.1	34.3%
FSEs Terceiros	21.8	19.9	9.5%
Custos com o pessoal	60.0	60.1	-0.2%
Rendas de Centros Electroprodutores	1.8	1.8	1.4%
Outros custos (proveitos) operacionais	(3.9)	(2.0)	-100.7%
Trabalhos para a própria empresa	(7.4)	(18.2)	59.3%
Custos Operacionais	83.2	70.7	17.7%
EBITDA	450.8	405.1	11.3%
EBITDA / Proveitos	63.1%	63.7%	-0.5 p.p.
Amortizações do exercício	116.2	116.2	0.0%
Compensação amort. activos subsidiado:	(0.0)	-	-
Provisões	5.7	4.9	16.2%
EBIT	329.0	284.0	15.8%
EBIT / Proveitos	46.1%	44.6%	1.4 p.p.

Investimento Operacional (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Produção vinculada	10.7	24.0	-55.4%
Produção não vinculada	80.7	39.3	105.5%
Outros investimentos	1.9	4.1	-52.8%
Encargos financeiros	6.6	11.9	-45.0%
Investimento Operacional Total	99.9	79.3	26.0%
Investimento recorrente	5.9	10.0	-41.7%
Investimento não recorrente	94.0	69.2	35.8%



• A rubrica de "Prestações de Serviços" reflecte essencialmente transacções intra-grupo com a EDP Energia relacionadas com a aquisição de electricidade na Pool Espanhola para o fornecimento de clientes não-vinculados.

• O EBITDA da EDPP aumentou 11,3% reflectindo a transferência da actividade de gestão de energia para a EDPP, o início de operações na TER e a aquisição eficiente de combustíveis.

• O custo com compras de electricidade diminuem porque no 1S2004 o departamento de gestão de energia esteve a actuar ao serviço da comercializadora como intermediário na Pool Espanhola de energia, substituindo assim compras da HDN e da Hidrocenel. Em 2004 a maior parte das compras são contabilizadas pela EDP Energia e o departamento de gestão de energia da EDPP apenas regista a diferença entre o preço da pool e o preço acordado com a EDP Energia (ver página 9 para maior detalhe).

• As Provisões aumentaram devido ao facto do estudo actuarial para benefícios médicos para 2004 ter sido mais conservador, nomeadamente ao utilizar uma taxa de desconto inferior e uma tábua de mortalidade mais actual.

⁽¹⁾ Os PRE Enernova e EDP Bioelétrica (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)	1S2004	1S2003	Δ%
Volume de Negócios	156.3	60.0	160.5%
Custos Directos da Actividade	150.7	20.4	638.8%
Margem Bruta	5.5	39.6	-86.0%
Margem Bruta / Vendas	3.5%	66.0%	-62.4 p.p.
FSEs	2.9	3.2	-9.4%
Custos com o pessoal	1.6	1.8	-8.5%
Rendas de Centros Electroprodutores	0.0	0.0	-4.5%
Outros custos (proveitos) operacionais	2.5	2.5	-0.2%
Trabalhos para a própria empresa	(0.2)	(0.5)	71.2%
Custos Operacionais	6.9	6.9	-1.1%
EBITDA	(1.3)	32.6	-
EBITDA / Proveitos	-0.8%	54.4%	-55.3 p.p.
Amortizações do exercício	1.7	1.7	0.9%
Compensação amort. activos subsidiado:	-	-	-
Provisões	0.1	0.0	126.1%
EBIT	(3.1)	30.9	-
EBIT / Proveitos	-2.0%	51.5%	-53.5 p.p.

Comercialização - Clientes e Vendas	1S2004	1S2003	Δ%
Número de Clientes	1,906	913	108.8%
Quota de Mercado (# de Clientes)	73%	73%	0.0%
Quota de Mercado (Consumos)	69%	67%	2.1%
Vendas Electricidade (GWh)	2,177	1,026	112.2%

Número de empregados	1S2004	1S2003	Δ%
Número de empregados	68	53	28.3%

Investimento Operacional (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Investimento Operacional	1.6	1.7	-6.8%

- A EDP Energia é a empresa do Grupo para o mercado liberalizado Português.
- A Margem Bruta do 1S2004 da EDP Energia não é comparável com a do 1S2003 pois o departamento de gestão de energia, antes na EDP Energia, foi entretanto transferido para a EDPP. A EDP Energia 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 EDP Energia. As compras ao preço da pool são facturadas directamente à EDP Energia e a diferença para o preço de transferência do contrato é cobrado ou facturado. Através deste mecanismo, a EDP Energia 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.
- No 1S2003 a EDP Energia detinha contratos com 73% das instalações que estavam no SENV (de um total de 2.602 instalações) e mantinha a quota de mercado de há um ano (quando 1.244 instalações eram fornecidas no sistema não-vinculado).
- Como resultado do aumento no número de instalações clientes da EDP Energia, as vendas de electricidade em GWh mais que duplicaram desde o 1S2003.
- Os FSEs e os Custos com Pessoal em conjunto diminuiram 9,1%, devido essencialmente ao atraso no roll-out dos sistemas de informação.
- De forma a ilustrar o efeito da eliminação das transacções intra-grupo entre a EDP Energia 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	1S2004	1S2003	Δ%
Vendas de Electricidade	806.9	667.9	20.8%
Outras Vendas	10.4	9.6	78.4%
Volume de Negócios	817.3	677.5	20.6%
Compras de Electricidade	118.5	35.7	232.1%
Combustiveis para prod. de electric.	162.0	130.0	24.7%
Custos Directos da Actividade	280.5	165.7	69.3%
Margem Bruta	536.8	511.8	4.9%
FSEs	33.2	29.2	13.9%
Custos com o pessoal	61.6	61.8	-0.4%
Outros custos (proveitos) operacionais	(0.7)	1.8	-
Trabalhos para a própria empresa	(6.8)	(18.7)	63.7%
EBITDA	449.5	437.8	2.7%
EBITDA / Proveitos	55.0%	64.6%	-14.9%

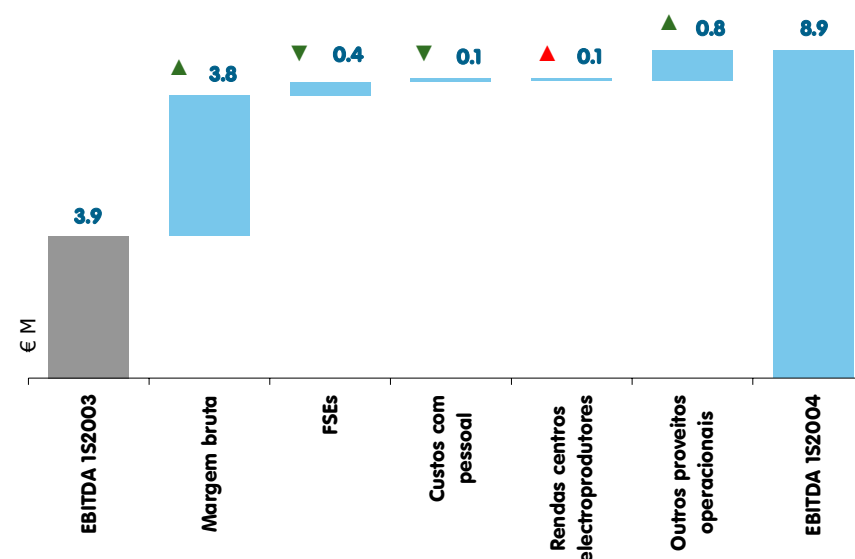
Capacidade Instalada - MW	1S2004	1S2003	△ MW
Parques Eólicos	96	47	50
Biomassa	9	9	0
Total	105	56	50

Produção - GWh	1S2004	1S2003	△%
Enernova	96	58	66.3%
EDP Bioelétrica	24	19	23.1%
Total	120	77	55.5%

DR Operacional (€ M)	1S2004	1S2003	△%
EDP Bioelétrica	1.7	1.3	27.6%
Enernova	8.5	5.0	70.0%
Vendas de Electricidade	10.2	6.3	61.1%
Custos Directos da Actividade	1.1	1.0	4.9%
Margem Bruta	9.2	5.3	71.9%
Margem Bruta / Vendas	89.5%	83.9%	5.6 p.p.
FSEs	0.8	1.1	-32.2%
Custos com o pessoal	0.5	0.6	-16.9%
Rendas de Centros Electroprodutores	0.2	0.1	58.8%
Outros custos (proveitos) operacionais	(0.1)	0.1	-
Trabalhos para a própria empresa	(1.1)	(0.5)	-136.4%
Custos Operacionais	0.2	1.5	-83.4%
EBITDA	8.9	3.9	130.8%
EBITDA / Proveitos	87.1%	60.8%	26.3 p.p.
Amortizações do exercício	2.3	1.9	19.7%
Compensação amort. activos subsidiado:	(0.1)	-	-
Provisões	0.0	0.0	62.1%
EBIT	6.6	1.9	241.7%
EBIT / Proveitos	64.5%	30.4%	34.1 p.p.

Número de Empregados	1S2004	1S2003	△%
Número de Empregados	14	12	16.7%

Investimento Operacional (€ M)	1S2004	1S2003	△%
Investimento Operacional	31.4	7.0	347.0%



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

• A capacidade instalada na Enernova aumentou em 50MW desde o 1S2003 e, em resultado, as emissões aumentaram 66,3% no período para 96 GWh.

• A Enernova e a Bioelétrica contribuíram com €8,9 milhões para o EBITDA do Grupo EDP, mais €5 milhões que no 1S2003.

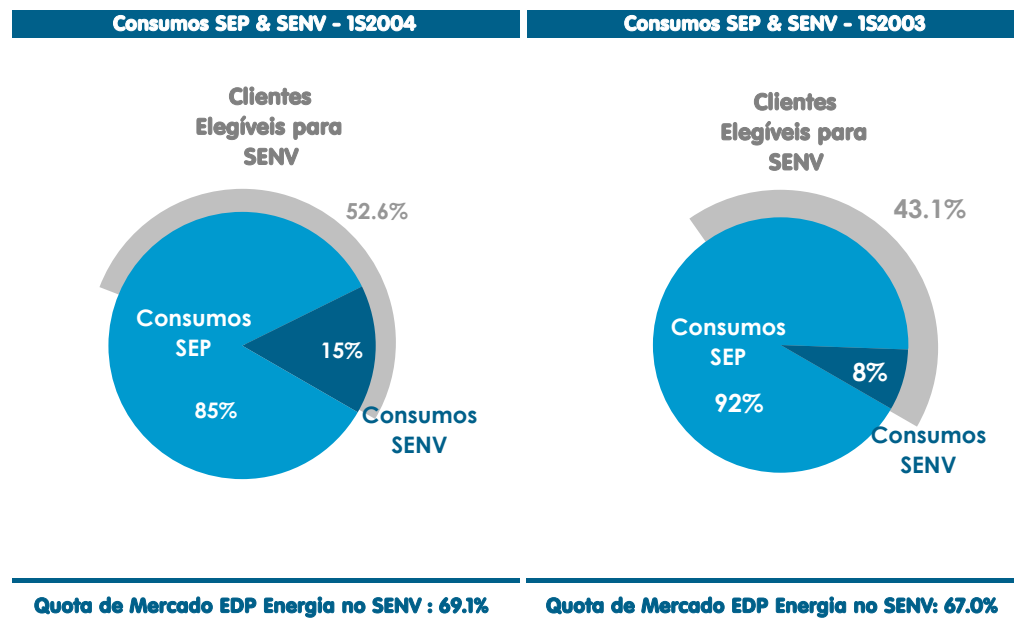
• Durante o 1S2004, a maioria do investimento da Enernova foi em 3 novos parques eólicos (Alto Talefe, Fonte da Quelha e Paradela) com uma capacidade instalada total de 31,5 MW. Os parques eólicos em construção têm uma TIR esperada de 12%. O Grupo EDP tem planos para investir aproximadamente €196 milhões em 262 MW de capacidade eólica adicional com entrada em funcionamento até 2006.

Vendas de Energia (GWh)	1S2004	1S2003	Δ%
Energia Entregue na Distribuição	22,193	20,749	7.0%
Consumos Próprios da Distribuição	(16)	(12)	-35.4%
Perdas da Distribuição	(1,791)	(1,357)	-32.0%
Vendas Energia SEP + SENV (1)	20,385	19,380	5.2%
Vendas de Energia SEP (2)	17,236	17,849	-3.4%
MAT (Muito Alta Tensão)	606	554	9.3%
AT (Alta Tensão)	2,037	1,718	18.6%
MT (Média Tensão)	3,378	4,558	-25.9%
BTE (Baixa Tensão Especial)	1,555	1,490	4.4%
BT (Baixa Tensão)	8,995	8,929	0.7%
IP (Iluminação Pública)	664	600	10.7%
Vendas de Energia SENV (3)	3,149	1,531	105.7%
Clientes EDP	2,177	1,026	112.2%
AT (Alta Tensão)	17	30	-43.9%
MT (Média Tensão)	2,161	996	116.8%
Outros	972	505	92.6%
AT (Alta Tensão)	10	35	-70.7%
MT (Média Tensão)	962	470	104.7%

Número de Clientes	1S2004	1S2003	Δ
Clientes SEP	5,773,909	5,688,011	85,898
MAT (Muito Alta Tensão)	18	13	5
AT (Alta Tensão)	142	123	19
MT (Média Tensão)	18,516	19,315	(799)
BTE (Baixa Tensão Especial)	28,691	27,676	1,015
BT (Baixa Tensão)	5,683,413	5,599,139	84,274
IP (Iluminação Pública)	43,129	41,745	1,384
Clientes SENV	2,602	1,244	1,358
EDP	1,906	913	993
AT (Alta Tensão)	1	2	(1)
MT (Média Tensão)	1,905	911	994
Non-EDP	696	331	365
AT (Alta Tensão)	1	2	(1)
MT (Média Tensão)	695	329	366
Número de Clientes	5,776,511	5,689,255	87,256
Crescimento (%)			1.5%

⁽¹⁾ Inclui as Vendas ao Grupo para Consumo Final.

⁽²⁾ SEP - Sistema Eléctrico Público ⁽³⁾ SENV - Sistema Eléctrico Não Vinculado.



- A procura de energia registou um crescimento anual de 5,2% para um total de 20.385 GWh no 1S2004. No SEP, que representa cerca de 85% do total da energia distribuída em Portugal, a passagem de alguns clientes de MT para o SENV traduziu-se numa redução de 3,4% das vendas de energia. No entanto, a EDP captou 5 novos clientes industriais e 19 clientes de AT que originaram crescimentos de 9,3% e 18,6% nas vendas de energia de MAT e AT, respectivamente.

- No final do 1S2004, o número de clientes da EDP totalizava 5.776.511, o que representa um crescimento anual de 1,5%. O número de clientes com estatuto não vinculado totalizava 3.485, dos quais 2.602 estavam efectivamente a adquirir energia no mercado liberalizado. Entre o 1S2003 e o 1S2004, a EDP Energia, empresa do Grupo EDP que opera no SENV, alcançou uma quota de mercado de 69,1% através da comercialização de 2.177 GWh a 1.906 clientes.

- A liberalização total do mercado, que estava prevista para Junho de 2004, não ocorreu devido a atrasos na publicação do Decreto-Lei. Até Dezembro de 2003, eram considerados clientes elegíveis para o sistema não vinculado os consumidores de MAT, AT e MT. Em Abril de 2004, passaram a ser considerados clientes elegíveis os clientes de BTE.

• A “Margem Bruta de Electricidade” da EDP Distribuição (“Proveitos Permitidos”) aumentou 7,8% no período em análise, de €587,2 milhões no 1S2003 para €632,9 milhões no 1S2004. Esta evolução reflecte: (i) proveitos permitidos para o Uso da Rede de Distribuição (URD) superiores em 2,0%, sendo que estes representam 73% dos proveitos permitidos da EDPD para o 1S2004; (ii) um aumento de 1,4% nos proveitos permitidos para a Comercialização de Redes (CREDES); (iii) um aumento de 10,2% nos proveitos permitidos para a Comercialização no SEP (CSEP); (iv) uma redução de €7,5 milhões no ajustamento tarifário do ano t-2 para as actividades de URD, CREDES e CSEP e (iv) um aumento de €38,6 milhões no ajustamento tarifário relativo à actividade de Compra e Venda de Energia.

• Os proveitos permitidos para o URD reflectem: (i) uma diminuição de 3,7% e 2,8% no proveito unitário para os segmentos de AT/MT e BT, respectivamente (de acordo com a fórmula ‘IPC - X’) e (ii) um aumento de 5,2% no consumo de energia.

• Os custos com a compra de energia, que são um pass-through para a tarifa de venda ao cliente final, traduzem uma redução das vendas de energia no SEP bem como menores custos com combustíveis estimados pela ERSE no cálculo das tarifas para 2004.

Proveitos Permitidos (€ M)	1S2004	1S2003*
Proveito Unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	9.48	9.84
Energia entregue pela rede de distribuição em AT/MT (GWh)	20,547	19,136
Proveitos permitidos URD: BT (€ / MWh)	23.87	24.55
Energia entregue pela rede de distribuição em BT (GWh)	11,215	10,796
Proveitos permitidos para a actividade de URD	462.4	453.4
Proveitos permitidos CRedes: MAT/AT/MT	10.8	11.7
Proveitos permitidos CRedes: BTE	5.0	4.6
Proveitos permitidos CRedes: BT	64.8	63.2
Proveitos permitidos CREDES	80.6	79.5
Proveitos permitidos CSEP: MAT/AT/MT	7.9	4.2
Proveitos permitidos CSEP: BTE	2.3	1.2
Proveitos permitidos CSEP: BT	39.1	39.4
Proveitos permitidos CSEP	49.3	44.8
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para URD	(3.6)	(7.0)
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para CSEP	0.3	-
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para CREDES	0.2	11.4
Ajust. tarifários relativos ao ano t-2 para URD, CSEP e CREDES	(3.1)	4.4
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 na Compra/Venda de Energia	33.0	-
Ajust. tarifário relativo ao ano t-1 na Compra/Venda de Energia	10.6	5.1
Proveitos Permitidos para Compra/Venda de Energia	43.7	5.1
Proveitos Permitidos	632.9	587.2

Vendas de Energia & Margem Bruta (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
MAT (Muito Alta Tensão)	25.0	24.4	2.7%
AT (Alta Tensão)	96.4	83.7	15.1%
MT (Média Tensão)	251.6	337.8	-25.5%
BTE (Baixa Tensão Especial)	152.1	142.9	6.5%
BT (Baixa Tensão)	1,221.0	1,113.5	9.7%
Iluminação Pública	55.2	49.2	12.4%
Descontos de Interruptibilidade	(14.3)	(12.9)	-10.9%
Descontos de Correção Tarifária	(0.2)	(0.8)	68.4%
Facturação EDP Distribuição - SEP	1,786.9	1,737.8	2.8%
Facturação EDP Distribuição - SENV	58.3	26.1	123.0%
Reposição Distribuição 1H01	-	(3.4)	-
Reposição Distribuição 1H02	(28.8)	(5.1)	-
Distribuição 2002	-	17.8	-
Distribuição 1H03	-	5.5	-
Reposição Distribuição 1H03	(10.6)	-	-
Distribuição 1H04	(78.9)	-	-
Desvios Tarifários	(118.3)	15.0	-

Proveitos de Electricidade	1,726.8	1,778.8	-2.9%
(-) Reposição Ajustamento Tarifário	(39.5)	9.4	-
Vendas da EDP Distribuição antes Rep. Ajust.	1,766.3	1,769.4	-0.2%
Compras de Electricidade	1,133.4	1,182.2	-4.1%
Proveito Permitido	632.9	587.2	7.8%

• Os “Proveitos Permitidos para a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica” estão essencialmente relacionados com: (i) um ajustamento tarifário de €25,0 milhões que reflecte as diferenças entre os custos estimados e reais com a compra de energia no SENV pela EDPD no ano 2002; (ii) um ajustamento tarifário de €10,6 milhões relativo às diferenças entre os custos com combustíveis estimados e reais para a aquisição de energia no segmento de BT no ano 2003; (iii) um ajustamento tarifário de €6,9 milhões respeitante a diferenças entre a tarifa cobrada ao cliente final (prevista e fixada pela ERSE) pela EDPD e os custos reais pagos à REN com a compra de energia no ano 2002 e (iii) €1,1 milhões relativos a custos com o mecanismo da convergência tarifária.

• O ajustamento tarifário de -€118.3 milhões, reconhecido em 2003, compõe-se da seguinte forma: (i) -€28,8 milhões referentes à reposição de metade do ajustamento tarifário positivo contabilizado em 2002; (ii) -€10,6 milhões referentes à reposição metade do ajustamento tarifário positivo contabilizado em 2002 para a actividade de Compra e Venda de Energia e ligado à recuperação das diferenças entre os custos com combustíveis estimados e reais com a compra de energia para o segmento de BT; e (iii) -€78,9 milhões relativos ao ajustamento tarifário do 1S2004, relacionado com um consumo real superior em 1,5% ao consumo estimado pela ERSE e com diferenças entre os custos com combustíveis estimados e reais com a compra de energia para o segmento de BT.

* Os Proveitos Permitidos no 1S2003 foram calculados com base num Balanço Energético estimado.

Material (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Trabalhos Própria Empresa	46.0	43.7	5.3%
Manutenção	7.4	7.7	-3.0%

Material	53.4	51.3	4.0%
-----------------	-------------	-------------	-------------

Fornecimentos e Serviços Externos (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
FSEs - Grupo	48.9	42.8	14.3%
FSEs - Terceiros	56.6	52.7	7.5%
Conservação e reparação	16.5	14.0	17.5%
Trabalhos especializados	17.0	17.0	0.2%
Comunicação	7.9	8.2	-4.0%
Prémios de Seguros	3.2	2.7	17.5%
Outros	12.1	10.8	12.1%

Fornecimentos e Serviços Externos	105.5	95.5	10.5%
--	--------------	-------------	--------------

Custos com Pessoal (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Custos com Pessoal	187.7	202.5	-7.3%
Prémios para Pensões	23.1	28.0	-17.8%
Correcção das Reformas Antecipadas	31.3	38.2	-18.1%
Encargos Sociais com Reformas Antecip.	5.7	5.6	1.6%
Serviços Médicos com Inactivos	6.9	6.7	2.4%

Custos com Pessoal Ajustados	120.8	123.9	-2.5%
-------------------------------------	--------------	--------------	--------------

Número de Empregados	6,176	6,807	-9.3%
-----------------------------	--------------	--------------	--------------

• O aumento de 4,0% dos custos com materiais está essencialmente relacionado com investimentos realizados na rede de distribuição. Estes custos foram na sua quase totalidade capitalizados e levados a "trabalhos para a própria empresa".

• Os FSEs Grupo aumentaram 14,3% no período para €48,9 milhões no 1S2004, devido essencialmente: (i) a um aumento nos custos de gestão prestados pela EDP, S.A. e pela EDP Valor e (ii) a um aumento dos serviços prestados pela IT-Log (Grupo Edinfor).

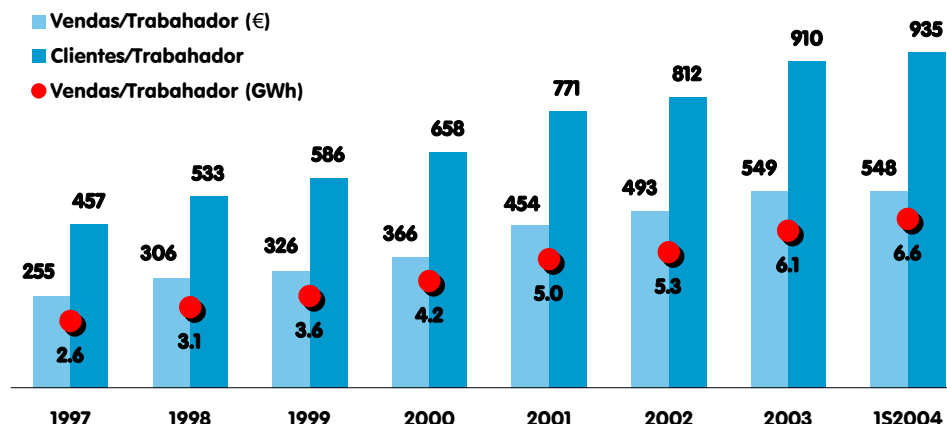
• Os FSEs Terceiros totalizaram €56,6 milhões, o que representa um crescimento de 7,5% em relação ao 1S2003. Este crescimento resulta do facto destes custos terem sido particularmente baixos no 1S2003 devido a alguns atrasos na facturação.

• Os custos com pessoal diminuíram 7,3% no período, essencialmente devido ao "Plano de Racionalização dos Recursos Humanos" (PRRH) iniciado em 2003. Os custos com salários pagos às Pré-reformas efectuadas no âmbito deste "Plano de Racionalização de Recursos Humanos" totalizaram €6,9 milhões no 1S2004. No entanto, este custo foi compensado pela amortização do Provento Diferido criado para este fim.

• A redução de 17,8% dos prémios para pensões que se seguiu ao estudo actuarial do ano 2004 reflecte: (i) a criação de um Activo Regulatório que cobre as responsabilidades com os Pré-reformados contemplados no PRRH da EDPD e (ii) a antecipação à idade legal da reforma de alguns pré-reformados. Até Julho de 2004, 264 pré-reformados na EDPD escolheram antecipar a idade da reforma (NPV de €6,5 milhões). Esta medida também teve um impacto positivo na correcção das reformas antecipadas.

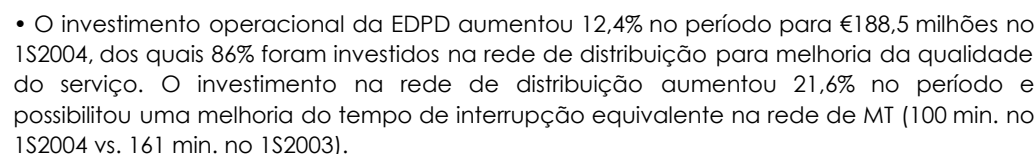
• No 1S2004, a EDPD reduziu o seu número de empregado em 158, dos quais 149 são parte do PRRH – 21 saídas negociadas e 128 pré-reformas. Para além destes 149 empregados, a EDPD acordou mais 2 reformas flexíveis, 7 saídas negociadas e 60 pré-reformas que irão tornar-se efectivas até ao final do ano 2004. Assim, de Janeiro a Junho, o PRRH traduziu-se em 2 reformas flexíveis, 28 saídas negociadas e 188 pré-reformas que irão custar à EDPD cerca de €75,0 milhões (€6,6 milhões com saídas negociadas e €63,4 milhões com pré-reformas). Este montante de responsabilidades foi adicionado ao Activo Regulatório, que ascende actualmente a €223,3 milhões (relativos a uma redução de um total de 718 empregados: 500 em 2003 e 218 no 1S2004). O PRRH relativo ao 1S2004 deverá possibilitar poupanças de cerca de €123 milhões (€4,7 milhões em média nos próximos 26 anos).

Clientes/Trabalhador & Vendas/Trabalhador



* 1S2004 anualizado.

Investimento (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Rede de Distribuição	161.2	132.6	21.6%
Iluminação Pública	10.0	8.3	21.1%
Sistemas Informáticos	1.8	8.1	-77.8%
Outros	15.5	18.8	-17.5%
Investimento Operacional	188.5	167.7	12.4%
Subsídios em Numerário	34.6	28.5	21.5%
Subsídios em Espécie	31.1	26.5	17.3%
Subsídios ao Investimento	65.7	55.0	19.5%
Invest. Operac. Líquido de Subsídios	122.8	112.7	8.9%



Balço Energético em Espanha (GWh)	1S2004	1S2003	Δ%
Produção	95,404	89,495	6.6%
Regime Especial	23,016	20,184	14.0%
Importações	3,698	4,261	-13.2%

Vendas e compras do Sistema	122,118	113,940	7.2%
Distribuição Regulada	78,903	79,082	-0.2%
Comercialização	37,291	31,342	19.0%
Exportações	5,924	3,515	68.5%

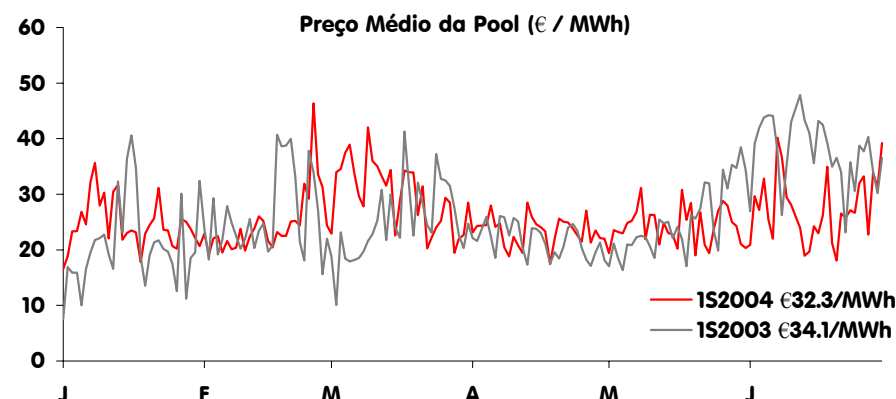
Fonte: OMEL

Produção - Preços Venda e Custos Comb.	1S2004	1S2003	Δ%
Preço Médio de Venda da HC (1) (€/MWh)	30.6	32.3	-5.4%
Custo Médio dos Combustíveis (€/MWh) (2)	19.7	15.3	28.5%

Comercialização - Vendas Energia a Clientes	1S2004	1S2003	Δ%
Electricidade Fornecida - GWh	2,220	2,168	2.4%
Vendas de Electricidade - € M	126.7	120.3	5.3%
Número de Clientes	3,970	2,614	51.9%

Margem Bruta (Produção + Comercialização)	1S2004	1S2003	Δ%
Proveitos Operacionais	377.1	414.5	-9.0%
Custos Directos da Actividade	243.7	263.1	-7.4%
Margem Bruta	133.4	151.3	-11.9%

Produção de Electricidade da HC (GWh)	1S2004	1S2003	Δ%
Hidroeléctrica	544	536	1.4%
Nuclear	568	578	-1.8%
Aboño	3,432	3,068	11.9%
Soto de Ribera	1,620	1,770	-8.5%
Termoeléctrica (clássica)	5,052	4,839	4.4%
CCGT Castejón	905	493	83.5%
Produção Total	7,068	6,446	9.7%
Bombagem	(32)	(63)	-49.4%
Energia entregue na Pool	7,036	6,383	10.2%
Quota de Mercado da Hidrocantábrico	7.4%	7.1%	7.1 p.p.



- A procura de electricidade no mercado espanhol, no 1S2004, apresentou um crescimento de 4,1% em comparação com o período homólogo, ou 3,3% quando corrigidos pelos dias úteis e hidraulicidade. Devido à fraca pluviosidade no 1S2004 o coeficiente de hidraulicidade caiu de 1,11 no 1S2003 para 0,83 no 1S2004.
- A Hidrocantábrico apresentou um crescimento homólogo de 9,7% na produção de electricidade como resultado de: i) uma menor hidraulicidade; ii) uma maior disponibilidade da central a carvão de Aboño (no 1T2003 Aboño I esteve temporariamente indisponível devido a uma revisão geral); e iii) um aumento da emissão da CCGT Castejón devido a um menor custo variável em comparação com o 1S2003. A produção de electricidade na central de Soto de Ribera diminuiu 8,5% devido à revisão geral trienal no grupo Soto de Ribera III efectuada em Abril.

- Em compensação aos preços baixos da Pool espanhola, a Hidrocantábrico contabilizou €14,6 milhões como CTCs no 1S2004.
- O aumento do custo médio com combustíveis, devido à subida dos preços do carvão importado, continua a ter um impacto negativo nas margens da actividade de geração da Hidrocantábrico.
- Quanto à comercialização de electricidade para os clientes liberalizados, foi possível melhorar a margem bruta nesta actividade devido: i) ao aumento de 3,3% do preço médio de venda no 1S2004; e ii) aos baixos preços da pool.

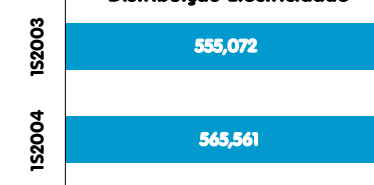
- A margem bruta da actividade de Produção e Comercialização apresentou um decréscimo de 11,9% explicado pelo impacto negativo do aumento do custo médio com combustíveis (-€28,8 milhões) e por uma diminuição do preço médio de venda na pool (-€12,3 milhões). No entanto, este efeito foi parcialmente compensado por um crescimento da emissão (+€11,9 milhões) e por uma melhor performance da actividade de comercialização devido ao aumento do preço médio de venda e menores custos com aquisição de energia (+€4,5 milhões).

⁽¹⁾ Inclui mercado grossista, serviços de suporte e pagamentos de capa ⁽²⁾ Excluindo emissão hidroeléctrica.

Distrib. Electricidade (GWh)	1S2004	1S2003	△%
Baixa Tensão	1,167	1,077	8.4%
Média Tensão	512	434	18.0%
Alta Tensão	2,846	2,677	6.3%
Electricidade Distribuída	4,525	4,188	8.0%
dos quais: clientes acesso	693	551	25.8%

Distrib. Electricidade (GWh)	1S2004	1S2003	△%
Transmissão	3.8	3.1	24.1%
Distribuição	46.9	45.3	3.5%
Comercialização	3.6	3.8	-6.0%
Proveito Permitido	54.3	52.2	4.0%

Clientes Directos Distribuição Electricidade

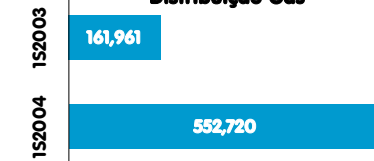


Distribuição de Electricidade: De acordo com o Decreto-Lei (Real Decreto 1802/2003) que estabelece os proveitos das actividades reguladas do sector eléctrico espanhol para 2004, dos €2.823,4 milhões atribuídos à actividade de distribuição, €90,1 milhões (+2,5% em comparação com 2003) ou 3,2% foram concedidos à Hidrocantábrico. Enquanto que os proveitos de distribuição reflectem o proveito permitido atribuído para 2004, 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).

Distribuição Gás (GWh) (1)	1S2004	1S2003	△%
Gás distrib. a clientes directos	5,034	822	-
Gás distrib. a clientes acesso	7,547	258	-
Gás Distribuído	12,581	1,080	-

Distribuição Gás (€ M) (1)	1S2004	1S2003	△%
Transmissão	5.4	1.3	-
Distribuição	48.1	15.8	-
Comercialização	7.1	1.7	-
Proveito Permitido	60.6	18.8	-

Clientes Directos Distribuição Gás



Comercialização Gás (GWh)	1S2004	1S2003	△%
País Basco	4,118	-	-
Resto de Espanha	1,031	1,493	-
Gás Comercializado	5,149	1,493	-

Comercialização Gás (€ M)	1S2004	1S2003	△%
País Basco	53.9	-	-
Resto de Espanha	14.1	23.0	-
Gás Comercializado	68.0	23.0	-

Clientes Comercialização Gás



Distribuição de Gás: A consolidação da Naturcorp a partir de 1 de Agosto de 2003 contribuiu para o aumento de 11.501 GWh no volume de distribuição de gás da Hidrocantábrico em comparação com o 1S2003. Com a aquisição da Naturcorp a Hidrocantábrico alcança uma quota de 7,9% no mercado de distribuição de gás em Espanha, em comparação com uma quota de 0,8% no 1S2003. De acordo com o Decreto-Lei (Orden Eco/31/2004) que estabelece os proveitos das actividades reguladas do sector do gás para 2004, dos €1.091,6 milhões atribuídos à actividade de distribuição, €107,8 milhões ou 10% foram concedidos à Naturcorp e suas subsidiárias (nota: €96,6 milhões considerando o método de consolidação da Naturcorp e suas subsidiárias na Hidrocantábrico). Em relação aos proveitos de transporte de gás, €8,9 milhões foram atribuídos à Naturcorp e suas subsidiárias.

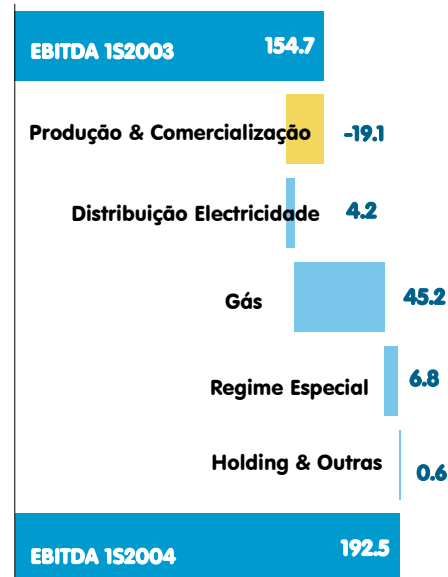
Comercialização de Gás: A comercialização de gás apresentou um grande crescimento no seguimento da aquisição da Naturcorp em 2003. No 1S2004 a Hidrocantábrico alcançou uma quota de 5,2% no mercado liberalizado (excluindo a comercialização para o sector eléctrico) em comparação com os 1,9% no 1S2003. Considerando a totalidade do mercado de gás em Espanha, regulado e liberalizado, a Hidrocantábrico registou vendas na ordem dos 10,183 GWh, correspondendo a uma quota de 7,7% (excluindo a comercialização para o sector eléctrico).

No 1S2004 o consumo no sector do gás em Espanha aumentou cerca de 17%, principalmente devido ao aumento da produção de electricidade com base na tecnologia CCGT. O aumento do número de clientes, principalmente no segmento liberalizado, e as baixas temperaturas também contribuíram para este crescimento.

⁽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		
	1S2004	1S2003	Δ%	1S2004	1S2003	Δ%	1S2004	1S2003	Δ%	1S2004	1S2003	Δ%
Receitas	377.1	414.5	-9.0%	205.9	197.5	4.2%	327.9	32.3	-	21.8	16.4	33.5%
Custos Directos	243.7	263.1	-7.4%	147.8	143.4	3.0%	249.9	14.1	-	6.3	9.9	-36.3%
Margem Bruta	133.4	151.3	-11.9%	58.1	54.1	7.5%	77.9	18.2	-	15.5	6.4	141.7%
Margem Bruta/Receitas	35.4%	36.5%	-1.1 p.p.	28.2%	27.4%	0.8 p.p.	23.8%	56.3%	-	71.0%	39.2%	32 p.p.
Custos com o pessoal	19.8	17.2	15.4%	10.3	11.1	-7.1%	7.9	1.5	-	2.1	2.3	-8.0%
Outros custos (Liq.)	13.7	15.3	-10.2%	10.8	10.2	5.7%	10.1	2.0	-	2.7	0.2	-
EBITDA	99.8	118.8	-16.0%	37.1	32.8	12.9%	59.9	14.7	-	10.7	3.9	175.2%
EBITDA/Receitas	26.5%	28.7%	-2.2 p.p.	18.0%	16.6%	1.4 p.p.	18.3%	45.5%	-	48.9%	23.7%	25.2 p.p.
Amortizações	47.2	46.4	1.6%	15.0	14.2	6.2%	14.8	4.9	-	5.1	2.8	79.0%
Comp. amort. activos subsidiados	(0.1)	-	-	(0.8)	-	-	(0.6)	-	-	(0.1)	-	-
Provisões	0.5	0.7	-26.5%	0.2	0.4	-56.2%	0.1	0.0	-	0.2	0.4	-52.6%
EBIT	52.2	71.7	-27.3%	22.7	18.2	24.1%	45.6	9.8	-	5.5	0.7	717.1%
EBIT/Receitas	13.8%	17.3%	-3.5 p.p.	11.0%	9.2%	1.8 p.p.	13.9%	30.3%	-	25.4%	4.1%	21.2 p.p.
Capex	11.2	12.8	-12.6%	15.9	20.2	-21.4%	24.2	8.7	-	81.4	32.6	149.9%
# empregados	616	581	6.0%	353	395	-10.6%	298	65	-	103	130	-20.8%

Δ Anual (Milhões €)



Produção e Comercialização: O EBITDA da actividade de Produção e Comercialização apresentou uma queda de 16,0% explicado pelo aumento do custo médio com combustíveis devido à subida do preço do carvão importado. No que respeita aos custos operacionais, o aumento dos custos com pessoal está relacionado com a transferência de trabalhadores para a actividade de comercialização no seguimento de uma reorganização de pessoal dentro do grupo. A queda dos "outros custos operacionais" está essencialmente relacionada com o aumento da rubrica "outras receitas" no seguimento dos serviços prestados pela comercializadora na gestão dos clientes das actividades de distribuição de electricidade e de gás. Este impacto é eliminado na consolidação.

Distribuição de Electricidade: O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade aumentou 12,9% devido: i) ao aumento de 7,5% da margem bruta, explicado pelo crescimento de 4,0% dos proveitos regulados e ao incremento em outras receitas relacionadas com o aluguer da infra-estrutura subterrânea de distribuição de electricidade e serviços de manutenção a parques eólicos; e ii) à redução de custos com o pessoal.

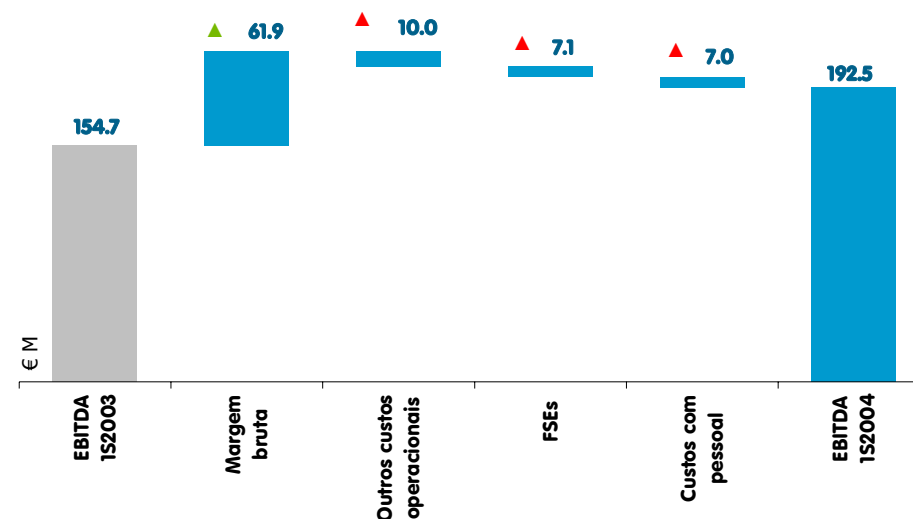
Distribuição de Gás: O forte crescimento verificado nos resultados da actividade de gás deve-se à consolidação integral da Naturcorp desde 1 de Agosto de 2003, tendo esta contribuído para o aumento de €45,2 milhões do EBITDA da actividade de Gás no 1S2004.

Regime Especial: No 1S2004, a emissão de electricidade dos produtores em regime especial da Hidrocantábrico apresentou um crescimento de 142% para os 227 GWh. Os novos parques eólicos Cantábrico (65 MW) e Arlanzón (34 MW) contribuíram com 109 GWh e €6,3 milhões para a margem bruta. O aumento dos "outros custos operacionais" é parcialmente explicado pela queda de €1,1 milhões em TPE's devido à menor capitalização de juros financeiros. Em relação ao investimento no 1S2004, a Hidrocantábrico investiu €65,6 milhões no parque eólico de Albacete (124 MW) que deverá estar operacional no 4T2004. O investimento total neste projecto está estimado em €117 milhões, dos quais €83 milhões já foram investidos. A TIR estimada para este projecto é de 10,6%.

Demonstração de Resultados (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Volume de Negócios	879.5	700.3	25.6%
Custos Directos da Actividade	587.0	469.8	24.9%
Margem Bruta	292.5	230.5	26.9%
Margem Bruta / Proveitos	33.3%	32.9%	0.3p.p.
Fornecimentos e serviços externos	43.5	36.4	19.5%
Custos com o pessoal	49.0	42.0	16.6%
Outros custos (ou proveitos) operacionais	11.5	2.8	-
Trabalhos para a própria empresa	(4.1)	(5.3)	23.9%
Custos Operacionais	99.9	75.8	31.8%
EBITDA	192.5	154.7	24.4%
EBITDA/Proveitos	21.9%	22.1%	-0.2p.p.
Amortizações	84.3	69.7	21.0%
Compensação amort. activos subsid.	(1.6)	-	-
Provisões	0.7	1.5	-51.4%
EBIT	109.1	83.6	30.6%
EBIT/Proveitos	12.4%	11.9%	0.5p.p.
Resultados Financeiros	(78.1)	(72.5)	-7.7%
Resultados Extraordinários	1.8	5.8	-69.7%
RAI	32.8	16.9	93.9%
IRC	13.1	(15.4)	-
Interesses Minoritários	8.8	1.9	-
Resultado Líquido	10.9	30.4	-64.2%

Investimento Operacional (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Investimento Recorrente	52.1	39.3	32.7%
Investimento Não Recorrente	82.3	43.8	87.9%
(-) Subsídios ao Investimento	7.5	9.6	-22.0%
Investimento Operacional	126.9	73.5	72.8%

Número de Empregados	1S2004	1S2003	Δ%
Número de Empregados	1,590	1,383	15.0%



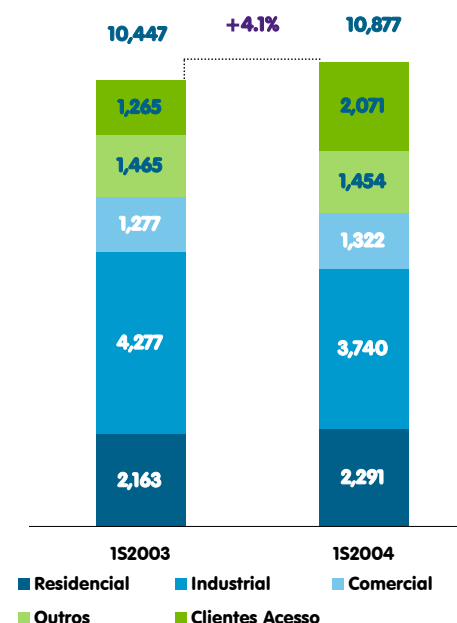
- No 1S2004, o EBITDA da Hidrocantábrico foi afectado:
 - (i) pela aquisição da Naturcorp em 2003, contribuindo para um crescimento de €45,2 milhões do EBITDA da actividade de Gás. A consolidação da Naturcorp também afectou todas as rubricas da demonstração de resultados, nomeadamente os custos operacionais;
 - (ii) pela diminuição da margem bruta da actividade de geração devido à subida dos preços do carvão importado e aos baixos preços da pool durante o 1S2004. O efeito dos preços baixos da pool foi compensado por uma melhoria da margem bruta na actividade de comercialização;
 - (iii) pelo aumento de 4,0% dos proveitos permitidos na actividade de distribuição de electricidade;
 - (iv) pelo aumento da produção de electricidade das renováveis, beneficiando dos novos parques eólicos Cantábrico (65 MW) e Arlanzón (34 MW);

- Os custos financeiros aumentaram 7,7% em relação ao 1S2003 devido ao aumento da amortização de goodwill no seguimento da aquisição da Naturcorp em Julho de 2003. No entanto, este aumento foi parcialmente compensado por uma queda dos juros financeiros (€39,8 milhões no 1S2004 em comparação com €43,1 milhões no 1S2003).

- O Resultado Líquido do 1S2004 não é comparável com o 1S2003 devido à contabilização, no início de 2003, do benefício fiscal de €25 milhões concedido relativamente ao investimento da CCGT Castejón. No 4T2003, no seguimento das normas IAS, o benefício fiscal contabilizado no 1T2003 foi revertido, passando a ser contabilizado no período de vida útil da Castejón CCGT. Se excluirmos o efeito do benefício fiscal de €25 milhões, o resultado líquido teria aumentado em €5 milhões no 1S2004.

Vendas de Energia & Margem Bruta				Bandeirante			Escelsa			Enersul		
				1S2004	1S2003	△%	1S2004	1S2003	△%	1S2004	1S2003	△%
Vendas Electric. (GWh)	Compras de Elec. e Produção Própria			5,232	5,596	-6.5%	3,428	3,624	-5.4%	1,757	1,691	3.9%
	Electricidade entregue na distribuição			6,326	5,906	7.1%	4,049	4,084	-0.8%	1,795	1,666	7.7%
	Perdas da distribuição			(521)	(498)	4.7%	(494)	(481)	2.8%	(277)	(230)	20.9%
	Residencial			1,211	1,079	12.3%	619	636	-2.8%	461	447	3.1%
	Industrial			2,228	2,623	-15.1%	1,222	1,335	-8.5%	290	319	-9.1%
	Comercial			633	605	4.6%	397	394	0.8%	291	278	4.8%
	Outros			499	501	-0.5%	561	592	-5.1%	393	372	5.7%
	Venda de electricidade a clientes			4,571	4,807	-4.9%	2,800	2,957	-5.3%	1,437	1,417	1.4%
Margem Bruta (R\$ M)	Electric. distribuída a clientes de acesso			1,234	600	105.7%	755	646	17.0%	81	20	312.4%
	Total Distribuído			5,805	5,408	7.3%	3,555	3,603	-1.3%	1,518	1,437	5.6%
	Residencial			356.8	298.1	19.7%	171.5	161.9	5.9%	132.6	107.4	23.5%
	Industrial			357.2	365.9	-2.4%	158.8	144.3	10.0%	53.4	46.8	14.1%
	Comercial			164.9	142.4	15.7%	98.4	85.6	14.9%	81.5	63.5	28.3%
	Outros			90.9	79.5	14.3%	85.9	77.4	11.0%	71.2	64.0	11.3%
	Venda de electricidade a clientes			969.7	886.0	9.5%	514.5	469.2	9.7%	338.7	281.6	20.3%
	Electric. distribuída a clientes de acesso			50.5	2.3	2134.3%	32.8	13.9	136.2%	3.4	0.9	262.7%
Margem Bruta (R\$ M)	Outras Receitas (1)			(83.1)	(88.8)	6.4%	(47.7)	(40.2)	-18.6%	(8.3)	(29.4)	71.7%
	Receitas Totais			937.1	799.4	17.2%	499.6	442.9	12.8%	333.8	253.1	31.9%
	(-) Custos directos da actividade			618.0	607.9	1.7%	305.5	265.9	14.9%	171.7	132.3	29.8%
	Margem Bruta			319.1	191.5	66.6%	194.1	176.9	9.7%	162.1	120.9	34.1%
	Tarifa Média ao cliente (R\$/MWh)			212.2	184.3	15.1%	183.8	158.7	15.8%	235.8	198.7	18.6%

Total de Electricidade Distribuída no mercado Brasileiro (GWh)



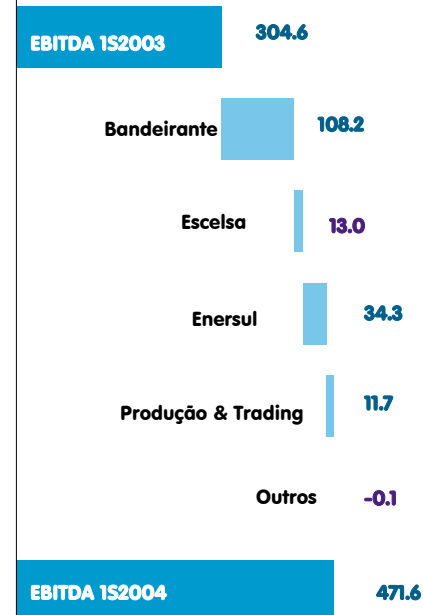
• O volume de distribuição de electricidade das subsidiárias brasileiras apresentou um crescimento de 4,1% face ao 1S2003, reflectindo o crescimento da procura de 7% e 6% nas áreas de concessão da Bandeirante e da Enersul, respectivamente, e a queda do consumo na área da Escelsa. Na Bandeirante, o forte crescimento do consumo é explicado por uma melhoria do contexto económico. A queda do consumo na área de concessão da Escelsa é principalmente explicada pelas temperaturas amenas durante o primeiro semestre de 2004, que afectaram o segmento residencial, e também devido à forte pluviosidade durante o período, diminuindo o uso dos sistemas de irrigação, afectando deste modo o consumo do segmento rural (incluído nos 'outros'). Quanto à Enersul, o forte crescimento do consumo é explicado: i) pelas elevadas temperaturas e o tempo seco na região durante o 1S2004, o que levou a um aumento do uso do ar condicionado e dos sistemas de irrigação; e ii) pelo crescimento económico na região (segmento comercial). A queda das vendas de electricidade no segmento industrial das três subsidiárias brasileiras reflecte a passagem de alguns consumidores industriais para o mercado liberalizado. No entanto, estes consumidores continuam a pagar uma tarifa pelo uso da rede de distribuição.

• No que respeita à margem bruta, as três empresas de distribuição apresentaram boas performances durante o 1S2004 beneficiando das revisões e ajustamentos tarifários de 2003. O notável crescimento de 67% da margem bruta da Bandeirante é explicado pelo forte crescimento do consumo e pelo aumento tarifário de 18,08% concedido na última revisão tarifária em Outubro de 2003 (14,68% foram aplicados às tarifas de Outubro passado e os restantes 3,40%, que já estão a ser contabilizados como acréscimo de proveito, serão reconhecidos nos ajustamentos tarifários entre 2004 e 2006). A Escelsa conseguiu apresentar um crescimento de 9,7% da margem bruta beneficiando do aumento tarifário de 17,30% em Agosto de 2003, conseguindo compensar deste modo a ligeira queda no consumo. Quanto à Enersul, o forte crescimento da sua margem bruta reflecte o aumento tarifário de 42,26% concedido em Abril de 2003 (32,59% foram aplicados às tarifas de Abril de 2003 e os restantes 9,67%, que já estão a ser contabilizados como acréscimo de proveito, serão reconhecidos nos ajustamentos tarifários até 2007). Já em 2004, a ANEEL ajustou em +133 bps o aumento concedido em Abril de 2003, tendo sido contabilizada a recuperação deste montante (R\$7 milhões) na rubrica de 'outras receitas'. Adicionalmente, a Enersul também beneficiou com o aumento tarifário de 17,02% em Abril de 2004.

⁽¹⁾ Inclui a reposição tarifária regulatória, taxa sobre receitas, electricidade não facturada e outros.

Demonstração de Resultados R\$ milhões	Bandeirante			Escelsa			Enersul			Produção & Trading ⁽¹⁾		
	1S2004	1S2003	△%	1S2004	1S2003	△%	1S2004	1S2003	△%	1S2004	1S2003	△%
Proveitos Operacionais	937.1	799.4	17.2%	499.6	442.9	12.8%	333.8	253.1	31.9%	182.9	128.6	42.2%
Custos Directos da Actividade	618.0	607.9	1.7%	305.5	265.9	14.9%	171.7	132.3	29.8%	113.2	64.5	75.5%
Margem Bruta	319.1	191.5	66.6%	194.1	176.9	9.7%	162.1	120.9	34.1%	69.7	64.2	8.7%
Margem Bruta/Proveitos	34.1%	24.0%	10.1 p.p.	38.8%	40.0%	-1.1 p.p.	48.6%	47.8%	0.8 p.p.	38.1%	49.9%	-12 p.p.
Materiais diversos e mercadorias	3.7	3.6	3.6%	4.8	3.6	33.4%	6.2	3.9	57.3%	0.2	0.2	10.6%
Fornecimentos e serviços externos	46.1	39.1	17.7%	22.5	27.3	-17.5%	17.2	19.4	-11.5%	24.2	28.4	-14.8%
Custos com o pessoal	45.5	41.9	8.6%	36.4	33.2	9.4%	29.2	25.2	15.9%	2.8	1.7	58.3%
Outros custos operacionais (Líqu.)	4.9	(3.8)	-	7.2	2.7	-	4.0	1.1	-	0.5	3.4	-85.3%
Custos Operacionais	100.2	80.8	24.1%	70.9	66.9	6.1%	56.6	49.6	14.1%	27.7	33.8	-18.1%
EBITDA	218.9	110.8	97.6%	123.1	110.1	11.9%	105.6	71.3	48.1%	42.1	30.4	38.4%
EBITDA / Proveitos	23.4%	13.9%	9.5 p.p.	24.6%	24.9%	-0.2 p.p.	31.6%	28.2%	3.5 p.p.	23.0%	23.6%	-0.6 p.p.
Amortizações	39.8	36.5	9.0%	30.3	29.3	3.2%	27.5	27.6	-0.5%	8.3	6.9	19.8%
Provisões	14.0	7.9	76.8%	9.8	22.1	-55.8%	6.2	7.0	-12.4%	-	-	-
EBIT	165.1	66.3	148.9%	83.1	58.6	41.7%	71.9	36.6	96.3%	33.8	23.5	43.9%
Investimento Operacional	47.2	57.2	-17.6%	27.6	23.3	18.4%	29.7	16.8	77.2%	325.2	121.9	166.7%
Dívida Financeira (Externa + Grupo)	813.0	807.8	0.6%	1,739.5	1,644.8	5.8%	582.4	588.2	-1.0%	459.3	226.7	102.6%
# empregados	1,211	1,360	-11.0%	1,294	1,349	-4.1%	925	939	-1.5%	246	174	41.4%

△ Anual (Milhões €)



Bandeirante: A boa performance da Bandeirante ao nível da margem bruta, explicada pela revisão tarifária de Outubro de 2003 e pelo crescimento de 7,3% do consumo, resultou num forte aumento do EBITDA, tendo sido o principal contribuidor para o notável crescimento do EBITDA das operações no Brasil. Os custos operacionais aumentaram 24,1% em comparação com o 1S2003. O aumento de 17,7% dos FSEs está parcialmente relacionado com a implementação do sistema Customer Care & Service (CCS) durante o 2T2004 e com a campanha publicitária relacionada com o aumento da notoriedade da Bandeirante como uma empresa moderna de distribuição de electricidade. A Bandeirante tem vindo a investir na modernização da sua rede desde 2002. O aumento dos custos com pessoal, além de reflectir o ajustamento salarial anual, inclui um aumento do bónus pago em 2004.

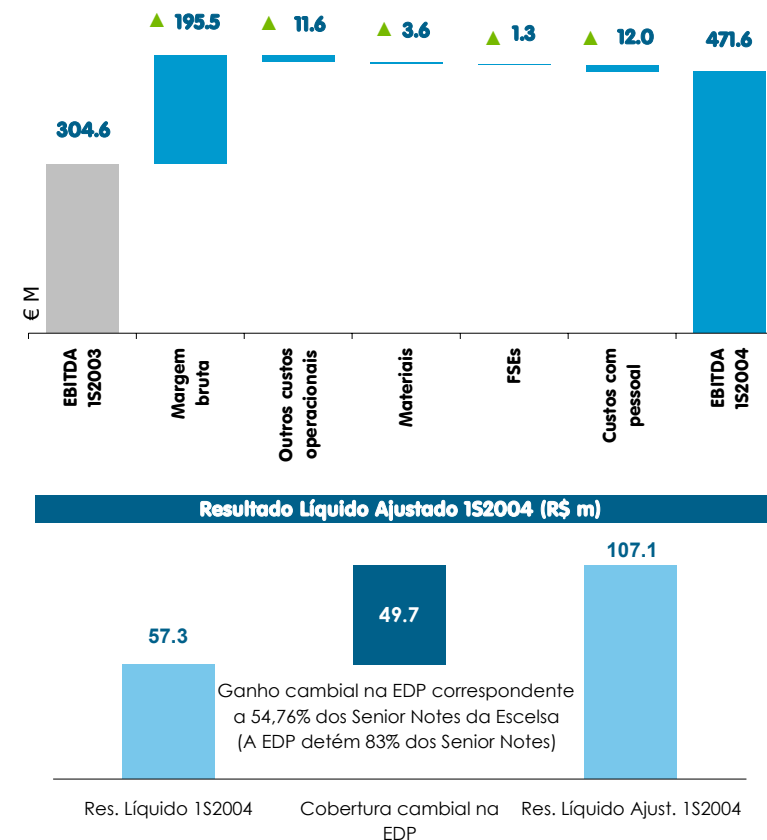
Escelsa: O EBITDA aumentou 11,9% em comparação com o 1S2003 no seguimento da boa performance ao nível da margem bruta. Quanto aos custos operacionais, a queda dos FSEs é explicada por menores custos com programas de eficiência energética. O aumento dos custos com pessoal é maioritariamente explicado pelo ajustamento salarial anual efectuado em Agosto de 2003.

Enersul: O forte crescimento verificado ao nível do EBITDA da Enersul é explicado pela revisão tarifária de Abril de 2003 (32,59% mais 9,67%) e pelo aumento de 5,6% do consumo. O aumento dos custos operacionais é em grande parte explicado pelo ajustamento salarial anual efectuado em Agosto de 2003.

Produção e Trading: A actividade de produção de electricidade no Brasil registou um aumento de 5,5% na emissão líquida de 851 GWh no 1S2003 para 898 GWh no 1S2004 (considerando 100% da emissão da Fafen e 27,37% do direito de energia na UHE Lajeado). Consequentemente, as vendas de electricidade desta actividade aumentaram 6,9% (R\$47,0 milhões no 1S2003 para R\$50,2 milhões no 1S2004). A actividade de trading e comercialização alcançou vendas de 2,336 GWh (+106% vs. 1S2003), dos quais 1,059 GWh foram vendidos a clientes finais (+37,9% vs. 1S2003). O remanescente é fornecido à Bandeirante, Escelsa, Enersul e Cerj. No que respeita ao investimento efectuado no 1S2004, a sua maioria está relacionada com a construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical (R\$313,3 milhões). O plano de aumento de capacidade da Fafen de 54 MW para 133 MW deverá estar concluído no 2S2004. É de notar que o aumento da dívida financeira está relacionado com o início do financiamento por parte do BNDES no projecto de Peixe Angical (R\$174,1 milhões).

⁽¹⁾ Este segmento inclui as centrais do Lajeado e Fafen, e a empresa de trading/comercializadora Enertrade.

Demonstração de Resultados	Milhões R\$			Milhões €		
	1S2004	1S2003	Δ%	1S2004	1S2003	Δ%
Proveitos Operacionais	1,867.3	1,585.5	17.8%	513.5	449.2	14.3%
Custos Directos da Actividade	1,122.1	1,035.9	8.3%	308.6	292.1	5.6%
Margem Bruta	745.1	549.6	35.6%	204.9	157.1	30.4%
Margem Bruta/Proveitos	39.9%	34.7%	5.2p.p.	39.9%	35.0%	4.9p.p.
Materiais diversos e mercadorias	14.9	11.3	31.9%	4.1	3.3	25.1%
Fornecimentos e serviços externos	120.1	118.8	1.1%	33.0	34.0	-2.8%
Custos com o pessoal	122.3	110.3	10.9%	33.6	31.3	7.6%
Outros custos operacionais (Liq.)	16.3	4.7	-	4.5	1.8	-
Custos Operacionais	273.6	245.1	11.6%	75.2	70.3	7.0%
EBITDA	471.6	304.6	54.8%	129.7	86.8	49.5%
EBITDA / Proveitos	25.3%	19.2%	6.0p.p.	25.3%	19.3%	5.9p.p.
Amortizações	106.2	101.5	4.7%	29.2	28.7	1.8%
Provisões	31.5	37.1	-15.3%	8.6	10.7	-19.0%
EBIT	333.9	166.0	101.2%	91.8	47.4	93.7%
EBIT / Proveitos	17.9%	10.5%	7.4p.p.	17.9%	10.6%	7.3p.p.
Resultado Financeiro	(216.0)	85.1	-	(59.4)	29.2	-
Resultado Extraordinário	(16.6)	43.1	-	(4.6)	12.0	-
Resultado Antes de Impostos	101.3	294.1	-65.6%	27.9	88.6	-68.6%
Impostos	57.5	124.6	-53.9%	15.8	36.5	-56.6%
Interesses Minoritários	(13.5)	75.2	-	(3.7)	22.6	-
Resultado Líquido	57.3	94.3	-39.2%	15.8	29.5	-46.5%

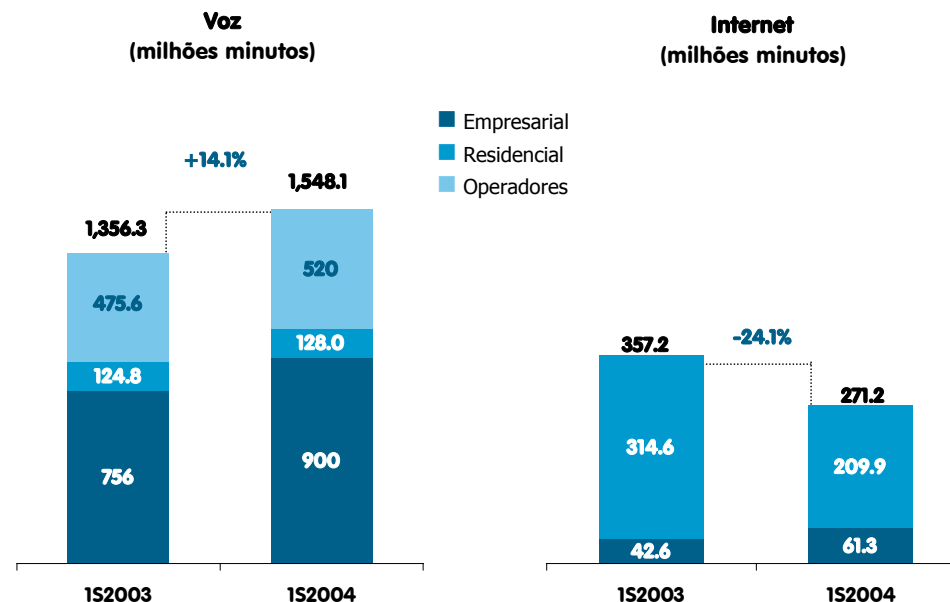


- As revisões tarifárias e o forte aumento do consumo nas áreas de concessão da Bandeirante e Enersul foram os motores da notável performance operacional das operações no Brasil.
- A EDP no Brasil está focada em diminuir os custos controláveis, nomeadamente através da redução do número de trabalhadores. Entre o 1S2003 e o 1S2004 reduziram-se 157 postos de trabalho. No entanto, os aumentos salariais acima dos 10% em meados de 2003 resultaram no agravamento dos custos com pessoal. Mas note-se que a inflação, que em meados de 2003 esteve acima dos 20%, se situou em Junho de 2004 nos 9,6%.
- O efeito da desvalorização do Real contra o Dólar (-7,0% no 1S2004) na dívida financeira denominada em Dólares, teve um impacto negativo de R\$115,2 milhões nos resultados financeiros do 1S2004. Deste montante, R\$95,1 milhões estão relacionados com os Senior Notes da Escelsa. No entanto, note-se que a EDP detém 83% desta emissão em Dólares, desta forma as diferenças cambiais dos Senior Notes são compensadas na consolidação do Grupo EDP.
- O resultado líquido diminuiu 39,2% em comparação com o 1S2003. No entanto, tendo em consideração o ganho cambial nos Senior Notes da Escelsa detidos pela EPD, o resultado líquido no 1S2004 das operações no Brasil seria de R\$107,1 milhões.

D Resultados Operacionais (€ M)	ONI Telecom	Comunitel	Grupo ONI
Serviços de Telecomunicações	78.2	96.3	160.6
Vendas de Equipamento	2.9	0.4	5.2
Proveitos e Ganhos Operacionais	81.1	96.7	165.8
Serviços de Telecomunicações	35.5	60.7	84.3
Vendas de Equipamento	2.4	0.3	4.5
Custos directos da Actividade	37.9	61.0	88.8
Margem Bruta	43.1	35.7	77.0
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	53.2%	36.9%	46.5%
FSEs	21.1	19.7	38.1
Custos com o pessoal	14.3	11.8	27.6
Outros custos (proveitos) operacionais	(0.9)	0.1	(1.5)
Trabalhos para a Própria Empresa	(0.0)	-	(0.0)
Custos e Perdas Operacionais	34.5	31.5	64.2
EBITDA	8.6	4.2	12.8
EBITDA/Proveitos Operacionais	10.7%	4.3%	7.7%

Balço (€ M)	ONI Telecom	Comunitel	ONI Group
Imobilizado incorpóreo	128.0	85.3	265.9
Imobilizado corpóreo	162.4	54.8	222.0
Outros activos	151.4	80.5	312.5
Activo total	441.8	220.6	800.4
Dívida financeira	217.5	72.1	688.2
Provisões	3.4	5.6	32.0
Outras responsabilidades	172.7	126.3	267.5
Passivo total	393.7	203.9	987.7
Interesses minoritários	0.1	-	0.1
Capital próprio	48.0	16.7	(187.4)
Total passivo e capital próprio	441.8	220.6	800.4

Número de Empregados	1S2004	1S2003	Δ%
ONI Portugal	600	616	-2.6%
Comunitel	345	351	-1.7%
Germinus	46	179	-74.3%
OLA Internet	182	216	-15.7%
ONI Espanha	573	746	-23.2%
Total	1,173	1,362	-13.9%



- O tráfego de voz comutado pela ONI aumentou 14,1%, sendo que este crescimento foi originado no segmento empresarial da Comunitel (27% no período) e no segmento de operadores da ONI Telecom (46,3 % no período).

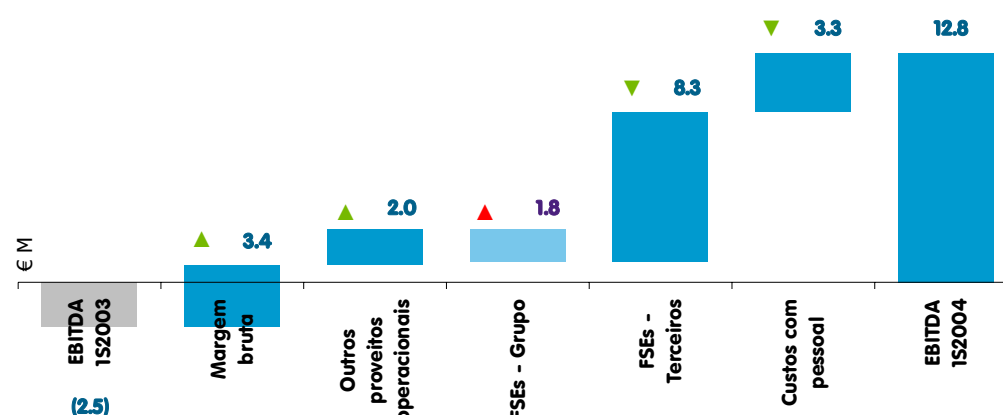
- A transferência de clientes de acesso Dial-up para o acesso xDSL traduziu-se numa redução de 24,1% do tráfego ISP.

- Os proveitos operacionais da Comunitel aumentaram 21,8% no período em análise, beneficiando de um aumento de €9,3 milhões das receitas dos cartões pré-pagos e de um crescimento de 23,7% 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.

- O aumento das pressões competitivas no sector das Telecomunicações em Portugal bem como o cancelamento de alguns contratos com operadores limitaram o crescimento dos proveitos operacionais da ONI Telecom (1,6% no período em análise). Os proveitos dos serviços de voz diminuíram 2,4% e as receitas dos serviços de dados e Internet reduziram-se 10,8%.

D Resultados Operacionais (€ M)	1S2004	1S2003 PF ⁽¹⁾	Δ%
Serviços de Voz	109.3	95.9	13.9%
Serviços de Dados & Internet	37.9	41.3	-8.2%
Outros Serviços	13.4	10.0	34.0%
Serviços de Telecomunicações	160.6	147.2	9.1%
Vendas de Equipamento	5.2	1.3	-
Proveitos Operacionais	165.8	148.6	11.6%
Serviços de Telecomunicações	84.3	73.8	14.2%
Vendas de Equipamento	4.5	1.2	-
Custos Directos da Actividade	88.8	75.0	18.4%
Serviços de Telecomunicações	76.3	73.4	3.9%
Vendas de Equipamento	0.7	0.2	-
Margem Bruta	77.0	73.6	4.7%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	46.5%	49.5%	-3.1 p.p.
FSEs Grupo	2.1	0.3	-
FSEs Terceiros	36.0	44.3	-18.8%
Custos com o pessoal	27.6	30.9	-10.6%
Outros custos (proveitos) operacionais	(1.5)	0.5	-
Trabalhos para a Própria Empresa	(0.0)	-	-
Custos e Perdas Operacionais	64.2	76.1	-15.6%
EBITDA	12.8	(2.5)	-
EBITDA/Proveitos	7.7%	(1.7%)	9.4 p.p.
Amortizações	31.8	33.6	-5.4%
Provisões	1.7	2.2	-22.7%
EBIT	(20.8)	(38.4)	45.9%
EBIT/Proveitos	(12.5%)	(25.8%)	13.3 p.p.

Investimento Operacional (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Fixo Portugal	5.1	7.1	-28.6%
Recorrente	1.0	0.4	127.9%
Não Recorrente	4.1	6.7	-38.9%
Fixo Espanha	8.4	11.2	-24.3%
Recorrente	3.3	4.7	-28.9%
Não Recorrente	5.1	6.5	-21.0%
Investimento Operacional	13.5	18.3	-26.0%



• Os proveitos operacionais do Grupo ONI aumentaram 11,6% no período para €165,8 milhões no 1S2004, devido essencialmente: (i) a um crescimento de 13,9% nas receitas dos serviços de voz que beneficiaram do crescimento na Comunitel (já mencionado) e (ii) de um aumento de €3,9 milhões nos proveitos das vendas de equipamento com a realização de um contrato importante de fornecimento de equipamentos. Os proveitos dos serviços de dados e Internet reduziram-se 8,2% no período para €37,9 milhões devido a uma redução de 29% nos proveitos provenientes do aluguer de capacidade (cancelamento de alguns contratos com operadores).

• Apesar do aumento de 4,7% da margem bruta para €77,0 milhões no 1S2004, a margem bruta em percentagem das vendas reduziu-se 3,1 p.p. para 46,5% devido ao aumento da contribuição proveniente da Comunitel, que apresenta uma margem bruta inferior à da ONI Telecom.

• A melhoria de eficiência alcançada pela ONI possibilitou uma redução de 15,6% dos custos operacionais, o que se reflectiu num aumento de €15,3 milhões do EBITDA. As maiores poupanças de custos foram conseguidas ao nível dos custos com a rede fixa, publicidade e trabalhos especializados. Os custos com pessoal beneficiaram de uma redução de 13,9% do número de trabalhadores do Grupo ONI.

• As amortizações e provisões registaram um decréscimo anual de 5,4%, reflectindo as menores necessidades de investimento da ONI (o investimento necessário à expansão da rede e aquisição de infra-estruturas já foi efectuado). O EBIT aumentou €17,6 milhões no período em análise.

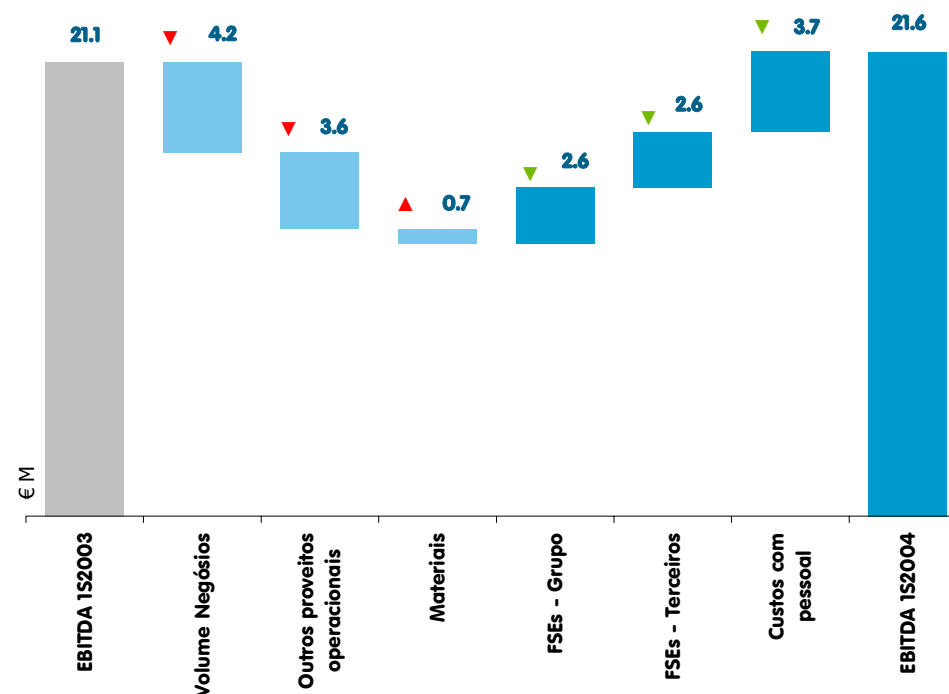
• O investimento operacional do Grupo ONI totalizou €13,5 milhões no 1S2004, o que representa uma redução de 26,0% em relação ao 1S2003, uma vez que a ONI concluiu a maioria do investimento em infra-estruturas.

⁽¹⁾ Nota: Para fins de análise, as Demonstrações de Resultados do 1S2003 aqui apresentadas reflectem os ajustamentos de consolidação entre a Comunitel e a OLA Internet : (i) -€13,2 milhões nos proveitos operacionais; (ii) -€11,7 milhões nos custos directos e (iii) -€1,5 milhões custos operacionais

D Resultados Operacionais (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Vendas	13.1	13.1	0.1%
Prestação de serviços	77.9	82.2	-5.1%
Proveitos e Ganhos Operacionais	91.0	95.2	-4.4%
Materiais diversos e mercadorias	11.5	10.9	6.3%
FSEs Grupo	2.8	5.5	-47.9%
FSEs Terceiros	26.6	29.2	-8.9%
Custos com o pessoal	29.7	33.4	-11.1%
Outros custos (proveitos) operacionais	(0.9)	(1.3)	32.5%
Trabalhos para a Própria Empresa	(0.5)	(3.6)	87.4%
Custos e Perdas Operacionais	69.4	74.1	-6.3%
EBITDA	21.6	21.1	2.2%
EBITDA/Proveitos	23.7%	22.2%	1.5p.p.
Amortizações	14.8	11.3	31.5%
Provisões	0.2	0.4	-37.2%
EBIT	6.6	9.5	-30.9%
EBIT/Proveitos	7.2%	10.0%	-2.8p.p.

Número de empregados	1S2004	1S2003	Δ%
Número de empregados	1,501	1,757	-14.6%

Investimento operacional (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Investimento operacional	7.3	18.1	-59.5%



• Os proveitos operacionais da Edinfor totalizaram €91,0 milhões, o que representa um decréscimo anual de 4,4%, reflectindo uma redução da actividade no sector das Tecnologias da Informação em Portugal. No 1S2004, as vendas e prestações de serviços efectuadas para fora do Grupo EDP representaram 49,1% dos proveitos operacionais do Grupo Edinfor.

• Os custos com materiais aumentaram 6,3% relativamente ao 1S2003, devido à leve recuperação sentida nas actividades da Edinfor relacionadas com finishing, trabalhos gráficos e vendas de equipamento. Os fornecimentos e serviços externos caíram 15,0% no período, devido essencialmente: (i) a um esforço de contenção de custos, sendo que as maiores poupanças foram conseguidas no processamento de dados e na IT-Log; e (ii) a uma redução de €2,8 milhões que se deveu ao termo de um contrato existente com a IBM, uma vez que a Edinfor investiu num novo centro de processamento de dados. Os custos com pessoal diminuíram 11,1% em relação ao 1S2003, beneficiando de uma redução de 256 trabalhadores (processo de reestruturação) e de negociações salariais bem sucedidas. Os trabalhos para a própria empresa reduziram-se em €3,2 milhões com a conclusão em 2004 de um projecto interno de tecnologias de informação ("Edinfor Sys").

• Os esforços desenvolvidos pelo Grupo Edinfor no sentido de reduzir os custos operacionais (menos 6,3% no período), compensaram a redução de 4,4% dos proveitos operacionais. O EBITDA aumentou 2,2% e a margem EBITDA melhorou 1,5 p.p. para 23,7% no 1S2004.

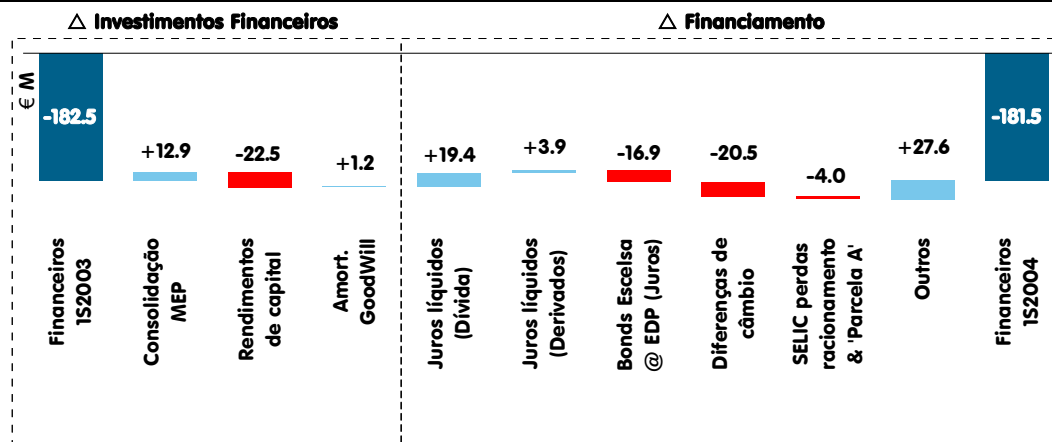
• O investimento realizado em 2003 na aquisição de equipamento para um novo centro de processamento de dados (contrato de leasing), reflectiu-se num aumento de 31,5% das amortizações e, consequentemente, numa redução de 30,9% do EBIT no 1S2004.

Resultados Financeiros (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Empresas do Grupo e associadas	20.1	7.2	-
Rendimentos de particip. de capital	9.0	31.5	-71.5%
Amortização do Goodwill	(46.8)	(48.0)	2.5%
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	(17.7)	(9.3)	-90.3%
Juros financeiros líquidos	(151.7)	(158.0)	4.0%
Diferenças de câmbio	(18.0)	2.5	-
SELIC s/ perdas do racionamento e 'Pari	15.6	19.6	-20.4%
Outros	(9.7)	(37.3)	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(163.8)	(173.2)	5.5%
Resultados Financeiros	(181.5)	(182.5)	0.6%

Impacto da Consolidação pelo MEP (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
REN (30%)	9.0	10.9	-17.5%
CEM (22%)	3.8	2.5	48.9%
Electra (30.6%)	-	(7.2)	-
Turbogás (20%)	3.5	0.5	-
DECA II (EEGSA (21%))	1.2	0.0	-
Outros	2.6	0.5	-
Total	20.1	7.2	179.8%

Amortização do Goodwill (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Hidrocantábrico	19.3	15.2	27.0%
EBE	4.4	4.2	4.8%
IVEN	10.8	18.8	-42.4%
ACE Holding	2.3	1.9	22.4%
Comunitel	6.3	5.4	18.6%
Outros	3.6	2.5	40.8%
Total	46.8	48.0	-2.5%

Resultados Extraordinários (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Ganhos/(Perdas) em imobilizações	(4.6)	6.4	-
Aumento/(redução) amort. & provisões	4.4	23.3	-81.3%
Correcções exercícios anteriores (líq.)	(4.9)	(2.4)	-105.5%
Correcção de hidráulidade	-	-	-
Compensação Amort. Activos Subsidiados	-	37.2	-
Dívidas incobráveis	(2.4)	(0.3)	-
Ganhos/(Perdas) em existências	(1.3)	(0.6)	109.7%
Outros Ganhos/(Perdas)	(11.2)	(4.2)	165.9%
Resultados Extraordinários	(20.1)	59.4	-



Os **Resultados Financeiros** foram influenciados por:

- Um aumento de €12,9 milhões em "Empresas do Grupo e associadas" dado que os resultados do 1S2003 foram afectados pela contabilização dos prejuízos acumulados da Electra (€7,2 milhões). O investimento naquela empresa foi totalmente provisionado no final do ano 2003;
- Os "Rendimentos de participações de capital" diminuíram na sequência: i) da venda da participação de 3% na Iberdrola no 2S2003 (€18,6 milhões de dividendos no 1S2003); ii) de menos €1,6 milhões de dividendos recebidos do BCP (participação de 4,36%) que este ano ascenderam a €8,5 milhões; iii) dos dividendos da Tejo Energia (€3,0 milhões em 2003) virem a ser pagos no segundo semestre de 2004 enquanto que foram pagos semestralmente em 2003;
- A "Amortização do Goodwill" diminuiu globalmente, apesar da aquisição da Naturcorp no 3T2003, devido às reavaliações do activo fixo na Escelsa e na Enersul em finais de 2003;
- Os "Juros financeiros recebidos/(suportados)" teriam caído 13% se ajustados do recebimento extraordinário (€16,9 milhões) em 2003 do cupão semestral dos Bonds da Escelsa. O cupão está a ser contabilizado mensalmente como juros a receber e eliminado em consolidação com os correspondentes juros a pagar pela Escelsa;
- As perdas cambiais foram superiores em €20,5 milhões, principalmente devido a uma desvalorização de 7% do Real face ao Dólar no 1S2004, afectando a dívida denominada em Dólares das subsidiárias brasileiras (nota: as diferenças cambiais das Senior Notes da Escelsa são compensadas na consolidação do Grupo).

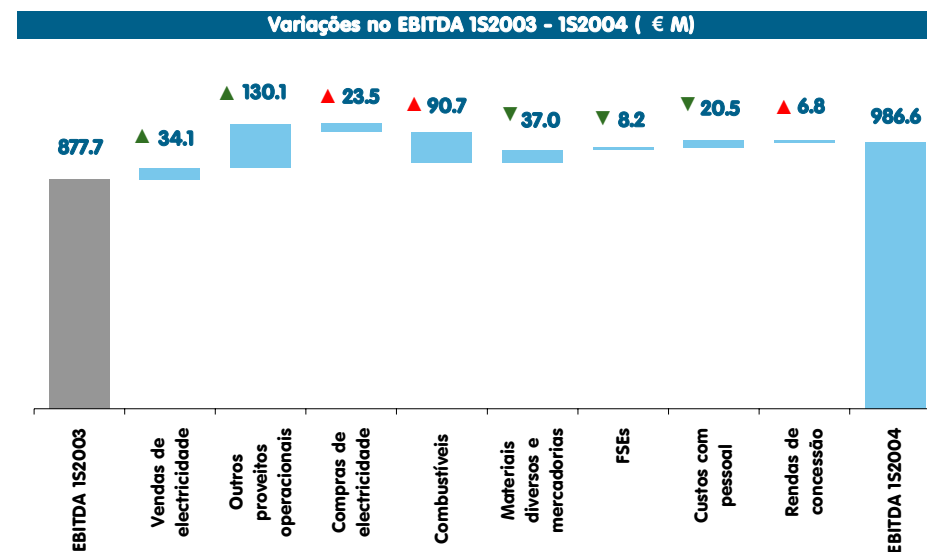
Os **Resultados Extraordinários** são explicados por:

- A compensação das amortizações dos activos subsidiados (€37,2 milhões no 1S2003), que estava a ser contabilizada como proveito extraordinário, foi reclassificada como uma rubrica operacional;
- No 1S2003 a Escelsa reverteu a provisão que havia criado para mitigar a eventual perda de valor de mercado dos seus activos em US\$ (NBCE's), com reflexo na rubrica "Aumento/(redução) provisões/amortizações";
- A rubrica de "Outros Ganhos/(Perdas)" no 1S2004 inclui um custo de €10,9 milhões respeitante à compensação paga aos pré-reformados pela aceitação da antecipação à idade legal da reforma.

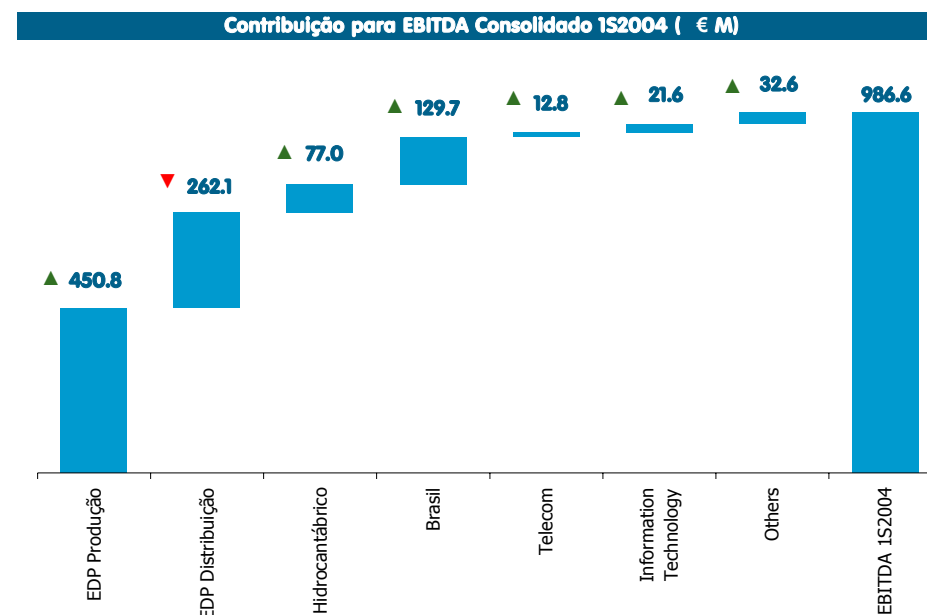
Demonstração de Resultados Consolidada



D Resultados Consolidada (€ M)	1S2004	1S2003	Δ%
Vendas de Electricidade	3,149.7	3,115.6	1.1%
Outras Vendas	115.1	30.9	272.5%
Prestação de Serviços	267.1	199.2	34.1%
Proveitos Operacionais	3,532.0	3,345.7	5.6%
Electricidade	1,621.8	1,598.2	1.5%
Combustíveis	220.0	129.3	70.1%
Materiais diversos e mercadorias	78.7	115.7	-31.9%
Fornecimentos e Serviços Externos	302.0	310.2	-2.6%
Custos com o Pessoal	324.7	345.3	-5.9%
Rendas de Concessão	94.7	87.9	7.7%
Outros Custos/(Proveitos) Operacionais	7.6	(2.1)	-
TPE'S	(104.2)	(116.7)	10.7%
Custos Operacionais	2,545.4	2,468.0	3.1%
EBITDA	986.6	877.7	12.4%
EBITDA/Proveitos	27.9%	26.2%	1.7p.p.
Amortizações	426.8	408.3	4.5%
Compensação amort. activo subsidiado	(38.0)	-	-
Provisões	46.2	62.5	-26.0%
EBIT	551.6	406.8	35.6%
EBIT/Proveitos	15.6%	12.2%	3.5p.p.
Resultados Financeiros	(181.5)	(182.5)	0.6%
Resultados Extraordinários	(20.1)	59.4	-
Resultados Antes de Impostos	350.0	283.7	23.4%
IRC	174.0	141.8	22.7%
Impostos Diferidos	(70.6)	(31.2)	-126.4%
Interesses Minoritários	(28.2)	(9.0)	-213.5%
Resultados Líquidos	274.9	182.0	51.0%



Nota: No 1S2004, a rubrica de 'Outros Proveitos Operacionais' identificada no gráfico acima inclui 'Prestações de Serviço' e 'Outras Vendas' que foram previamente contabilizadas como Vendas de Electricidade.



Activo (€ M)	1S2004	2003
Activo fixo	15,214.8	15,084.1
Imobilizado incorpóreo	1,807.6	1,849.7
Imobilizado corpóreo	11,706.1	11,651.6
Investimentos financeiros	1,701.2	1,582.8
Activo circulante	2,364.4	2,334.8
Existências	144.0	159.2
Clientes (líquido)	1,031.8	921.5
Outros devedores (líquido)	985.1	966.6
Caixa e equivalentes	203.5	287.5
Acréscimos e diferimentos	664.1	622.4
Impostos diferidos	546.7	609.3
Total do Activo	18,790.0	18,650.7
Capital Próprio (€ M)	1S2004	2003
Capital	3,000.0	3,000.0
Acções próprias	(55.6)	(49.0)
Resultados transitados e outras reservas	2,144.9	1,965.9
Resultado líquido consolidado	274.9	381.1
Total do Capital Próprio	5,364.2	5,298.0
Interesses minoritários	233.8	236.5
Conta de correcção de hidraulicidade	375.2	387.5
Passivo (€ M)	1S2004	2003
Provisões	804.8	819.6
Dívida financeira	7,459.9	7,492.7
Curto prazo	1,470.4	1,457.5
Médio e longo prazo	5,989.6	6,035.3
Passivo de curto prazo	1,718.4	1,781.9
Fornecedores	703.3	782.6
Outros credores	1,015.0	999.3
Acréscimo e diferimentos	2,301.4	2,018.4
Impostos diferidos	532.2	616.1
Total do Passivo	12,816.7	12,728.7
Total do Capital Próprio + Passivo	18,790.0	18,650.7

Cash Flow (€ m)	1S2004
Resultado líquido	274.9
Ajustamento tarifário	121.3
Amortizações	426.8
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(40.0)
Amortização do goodwill	46.8
Provisões líquidas	(6.0)
Juros da conta de hidraulicidade	4.8
Outros Ajustamentos (MEP, Diferenças Cambiais e Outras)	(93.9)
A somar: Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros (ou prov)	146.7
Cash Flow Operacional antes do Inv. em Fundo de Maneio	881.3
Investimento em Fundo de maneio	(29.4)
Cash Flow Operacional	852.0
Investimento Operacional	(447.1)
Cash Flow Operacional Líquido	404.9
Alienação de Imobilizados	10.6
Investimento financeiro	(9.4)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros (ou proveitos)	(146.7)
Dividendos pagos e distribuição de resultados	(268.0)
Outras variações de fundo de maneio não operacional	41.4
(Aumento)/Redução da Dívida Financeira	32.8

• O Core Business continua a ter o maior contributo, com a EDP Produção e a EDP Distribuição a aportarem €455,3 milhões para o Cash Flow do Grupo (ver página 32).

• O Cash Flow gerado ao nível do Core Business permitiu ao Grupo EDP o pagamento de um dividendo de €0,09 por acção durante o 1S2004. A dívida bruta consolidada foi reduzida em €32,8 milhões desde o final de 2003 para os €7.459,9 milhões.

Demonstração de Resultados por Negócio

1S2004 (Milhões de €)	EDP Produção ⁽¹⁾	EDP Energia	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC ⁽²⁾	Brasil	ONI	Technologias da Informação	EDP Consolidado
Vendas de Electricidade	668.0	155.2	10.2	1,726.8	333.5	477.8	-	-	3,149.7
Outras Vendas	10.4	-	-	1.3	7.9	-	5.2	13.1	115.1
Prestação de Serviços	35.7	1.1	-	10.7	10.4	35.7	160.6	77.9	267.1
Proveitos Operacionais	714.1	156.3	10.2	1,738.8	351.8	513.5	165.8	91.0	3,532.0
Electricidade	18.0	150.7	-	1,133.4	176.6	306.2	-	-	1,621.8
Combustíveis	162.0	-	1.1	-	54.5	2.4	-	-	220.0
Materiais Diversos e Mercadorias	1.4	-	-	53.4	3.7	4.1	4.5	11.5	78.7
Fornecimentos e Serviços Externos	31.4	2.9	0.8	105.5	17.4	33.0	122.3	29.5	302.0
Custos com o Pessoal	60.0	1.6	0.5	187.7	19.6	33.6	27.6	29.7	324.7
Rendas de Concessão	1.8	0.0	0.2	92.7	-	-	-	-	94.7
Outros Custos/(Proveitos)	(3.9)	2.5	(0.1)	(5.7)	4.6	4.5	(1.5)	(0.9)	7.6
TPE'S	(7.4)	(0.2)	(1.1)	(90.4)	(1.6)	-	(0.0)	(0.5)	(104.2)
Custos Operacionais	263.2	157.6	1.3	1,476.7	274.8	383.8	153.0	69.4	2,545.4
EBITDA	450.8	(1.3)	8.9	262.1	77.0	129.7	12.8	21.6	986.6
EBITDA/Proveitos	63.1%	-0.8%	87.1%	15.1%	21.9%	25.3%	7.7%	23.7%	27.9%
Amortizações	116.2	1.7	2.3	174.2	33.7	29.2	31.8	14.8	426.8
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(0.0)	-	(0.1)	(36.9)	(0.6)	-	-	-	(38.0)
Provisões	5.7	0.1	0.0	23.2	0.3	8.6	1.7	0.2	46.2
EBIT	329.0	(3.1)	6.7	101.6	43.6	91.8	(20.8)	6.6	551.6
EBIT/Proveitos	46.1%	-2.0%	65.3%	5.8%	12.4%	17.9%	-12.5%	7.2%	15.6%
Resultados Financeiros	(48.2)	(0.3)	(1.1)	(16.5)	(31.2)	(59.4)	(26.2)	(5.9)	(181.5)
Resultados Extraordinários	(0.7)	(0.2)	(0.1)	3.0	0.7	(4.6)	(0.4)	(0.8)	(20.1)
Resultados Antes de Impostos	280.0	(3.7)	5.4	88.1	13.1	27.9	(47.4)	(0.1)	350.0
IRC	81.3	(1.5)	1.5	61.2	5.3	15.8	5.9	1.8	103.4
Interesses Minoritários	0.8	-	-	-	3.5	(3.7)	0.0	(1.2)	(28.2)
Resultados Líquidos	197.9	(2.1)	3.9	26.9	4.4	15.8	(53.3)	(0.7)	274.9

Nota: Contas das áreas de negócio não auditadas

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

⁽²⁾ Consolidação proporcional (40%).

Demonstração de Resultados por Negócio

1S2003 (Milhões de €)	EDP Produção ⁽¹⁾	EDP Energia	Enernova & EDP Bioeléctrica	EDP Distribuição	HC ⁽²⁾	Brasil	ONI	Tecnologias da Informação	EDP Consolidado
Vendas de Electricidade	620.2	32.9	6.3	1,778.8	280.1	449.2	-	-	3,115.6
Outras Vendas	9.6	-	-	0.8	-	-	1.3	13.1	30.9
Prestação de Serviços	6.5	27.1	-	8.6	-	-	147.2	82.2	199.2
Proveitos Operacionais	636.2	60.0	6.3	1,788.3	280.1	449.2	148.6	95.2	3,345.7
Electricidade	30.4	20.4	-	1,182.2	146.0	291.4	-	-	1,598.2
Combustíveis	130.0	-	1.0	-	40.7	0.8	-	-	129.3
Materiais Diversos e Mercadorias	2.0	-	-	51.3	1.3	3.3	1.2	10.9	115.7
Fornecimentos e Serviços Externos	27.1	3.2	1.1	95.5	14.6	34.0	118.4	34.7	310.2
Custos com o Pessoal	60.1	1.8	0.6	202.5	16.8	31.3	30.9	33.4	345.3
Rendas de Concessão	1.8	0.0	0.1	85.5	-	-	-	-	87.9
Outros Custos/(Proveitos)	(2.0)	2.5	0.1	(5.8)	1.1	1.8	0.5	(1.3)	(2.1)
TPE'S	(18.2)	(0.5)	(0.5)	(88.1)	(2.1)	-	-	(3.6)	(116.7)
Custos Operacionais	231.1	27.3	2.5	1,523.2	218.2	362.5	151.1	74.1	2,468.0
EBITDA	405.1	32.6	3.9	265.1	61.9	86.8	(2.5)	21.1	877.7
EBITDA/Proveitos	63.7%	54.4%	60.8%	14.8%	22.1%	19.3%	-1.7%	22.2%	26.2%
Amortizações	116.2	1.7	1.9	173.1	27.9	28.7	33.6	11.3	408.3
Provisões	4.9	0.0	0.0	42.0	0.6	10.7	2.2	0.4	62.5
EBIT	284.0	30.9	1.9	50.1	33.4	47.4	(38.4)	9.5	406.8
EBIT/Proveitos	44.6%	51.5%	30.4%	2.8%	11.9%	10.6%	-25.8%	10.0%	12.2%
Resultados Financeiros	(41.2)	0.1	(0.7)	(17.3)	(29.0)	29.2	(26.2)	(5.3)	(182.5)
Resultados Extraordinários	6.7	(0.2)	0.3	44.9	2.3	12.0	(4.9)	(0.5)	59.4
Resultados Antes de Impostos	249.5	30.8	1.4	77.8	6.8	88.6	(69.5)	3.6	283.7
IRC	86.0	10.2	0.9	25.7	(6.2)	36.5	(5.0)	2.4	110.6
Interesses Minoritários	0.3	-	-	-	0.8	22.6	0.1	(0.2)	(9.0)
Resultados Líquidos	163.1	20.7	0.6	52.1	12.2	29.5	(64.6)	1.5	182.0

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%).

1S2004 (Milhões de €)	EDP Produção ⁽¹⁾	EDP Energia	Enernova & EDP Bioeléctrica	EDP Distribuição	HC ⁽²⁾	Brasil	ONI	Tecnologias da Informação	EDP Consolidado
Imobilizado incorpóreo	7.1	-	0.0	0.9	591.8	142.0	265.9	67.8	1,807.6
Imobilizado corpóreo	4,227.5	88.7	154.2	4,403.2	1,106.4	973.0	222.0	90.9	11,706.1
Investimentos financeiros	31.0	0.1	0.8	0.2	38.5	15.2	1.5	1.5	1,701.2
Activo circulante	739.9	48.8	9.1	756.7	103.5	562.9	191.7	77.0	2,160.9
Caixa e Equivalentes	12.7	0.0	0.0	25.4	40.3	89.3	1.6	4.0	203.5
Acréscimos e diferimentos	34.7	2.9	5.0	255.0	20.6	352.1	117.7	32.0	1,210.8
Total do activo	5,052.9	140.4	169.0	5,441.5	1,901.0	2,134.6	800.4	273.2	18,790.0
Provisões para riscos e encargos	97.5	1.2	0.3	353.6	37.9	164.2	32.0	2.5	804.8
Dívida financeira	2,406.6	0.1	51.1	778.1	728.2	912.3	688.2	88.5	7,459.9
Outros credores	623.1	60.3	79.8	1,118.9	162.0	366.3	214.5	112.4	1,718.4
Acréscimos e diferimentos	106.6	5.2	4.5	1,721.3	110.7	151.1	53.0	15.3	2,833.6
Total do passivo	3,233.7	66.7	135.6	3,971.9	1,038.7	1,593.9	987.7	218.7	12,816.7
Conta de correcção de hidraulicidade	-	-	-	-	-	-	-	-	375.2
Interesses minoritários	0.4	-	-	-	181.8	78.6	0.1	1.8	233.8
Capital próprio	1,818.8	73.7	33.4	1,469.6	680.5	462.0	(187.4)	52.7	5,364.2
Total do capital próprio + passivo	5,052.9	140.4	169.0	5,441.5	1,901.0	2,134.6	800.4	273.2	18,790.0

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%).

2003 (Milhões de €)	EDP Produção ⁽¹⁾	EDP Energia	Enernova & EDP Bioeléctrica	EDP Distribuição	HC ⁽²⁾	Brasil	ONI	Tecnologias da Informação	EDP Consolidado
Imobilizado incorpóreo	6.7	-	0.0	0.8	607.7	142.3	283.6	70.8	1,849.7
Imobilizado corpóreo	4,241.6	88.8	126.1	4,389.2	1,088.4	924.8	230.0	95.4	11,651.6
Investimentos financeiros	7.7	0.1	0.0	0.2	40.7	53.5	1.4	0.5	1,582.8
Activo circulante	1,015.8	16.8	10.5	1,009.5	108.8	622.6	193.6	82.6	2,047.3
Caixa e Equivalentes	10.1	0.2	0.1	30.3	42.3	83.9	6.2	2.4	287.5
Acréscimos e diferimentos	68.5	3.5	4.2	12.7	14.3	386.3	118.7	27.1	1,231.8
Total do activo	5,350.4	109.3	140.9	5,442.6	1,902.0	2,213.2	833.5	278.8	18,650.7
Provisões para riscos e encargos	92.8	1.1	0.2	341.1	39.2	164.1	37.2	2.3	819.6
Dívida financeira	2,487.7	-	52.2	778.1	786.1	829.5	682.9	89.2	7,492.7
Outros credores	754.7	17.6	51.5	1,187.6	131.2	516.0	199.7	114.8	1,781.9
Acréscimos e diferimentos	138.0	2.2	4.4	1,568.8	94.0	129.0	46.4	15.3	2,634.5
Total do passivo	3,473.2	20.9	108.3	3,875.6	1,050.5	1,638.6	966.2	221.6	12,728.7
Conta de correcção de hidraulicidade	-	-	-	-	-	-	-	-	387.5
Interesses minoritários	0.2	-	-	-	175.3	80.4	0.1	3.3	236.5
Capital próprio	1,877.1	88.5	32.6	1,566.9	676.2	494.2	(132.8)	53.8	5,298.0
Total do capital próprio + passivo	5,350.4	109.3	140.9	5,442.6	1,902.0	2,213.2	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%).

1S2004 (Milhões de €)	EDP Produção	EDP Energia	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC ⁽¹⁾	Brasil	ONI	Tecnologias da Informação	EDP Consolidado
Resultado Líquido	197.9	(2.1)	3.9	26.9	4.4	15.8	(53.3)	(0.7)	274.9
Ajustamento Tarifário	-	-	-	118.3	-	3.0	-	-	121.3
Amortizações	116.2	1.7	2.3	174.2	33.7	29.2	31.8	14.8	426.8
Compensação da Amortização dos Activos Subsidiados	(2.0)	-	(0.1)	(36.9)	(0.6)	-	-	(0.0)	(40.0)
Amortização do Goodwill	-	-	-	-	16.4	2.2	8.1	2.5	46.8
Provisões Líquidas	4.0	0.1	0.0	15.1	(0.6)	7.7	(0.5)	0.2	(6.0)
Juros da Conta de Hidraulicidade	-	-	-	-	-	-	-	-	4.8
Outros Ajustamentos (MEP, Diferenças Cambiais e Outras)	1.4	-	-	1.2	11.4	26.7	8.1	(1.0)	(93.9)
A somar: Juros Financeiros Líq. e Outros Custos Financeiros (Proveitos)	47.6	0.3	1.1	25.7	16.0	33.2	17.0	3.3	146.7
Cash Flow Operacional antes do Inv. em Fundo de Maneio	365.2	0.0	7.3	324.5	80.6	117.8	11.2	19.1	881.3
Investimento em Fundo de maneio	54.8	(22.7)	2.1	(66.5)	42.0	(11.9)	4.2	2.5	(29.4)
Cash Flow Operacional	420.0	(22.7)	9.4	257.9	122.6	105.9	15.4	21.6	852.0
Investimento Operacional	(99.9)	(1.6)	(31.4)	(122.8)	(50.8)	(114.0)	(13.5)	(7.3)	(447.1)
Cash Flow Operacional Líquido	320.1	(24.4)	(22.1)	135.2	71.8	(8.0)	1.8	14.3	404.9

⁽¹⁾ 40% Consolidation