



Resultados Semestrais

1S2005

Gabinete de Relações com Investidores

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

Reuters: EDP.LS / EDP.N
Bloomberg: EDP PL / EDP US

Lisboa, 28 de Julho de 2005

Resultados 1S2005	3
Demonstração de Resultados e Balanço Consolidados	4
EBITDA <i>Overview</i>	5
Investimento Operacional	6
<i>Cash Flow</i>	7
Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais	8
Resultados Financeiros Consolidados	9
Areas de Negócio	
EDP Produção	11
EDP Comercial	14
Energia & EDP Bioelétrica	15
EDP Distribuição	16
Hidrocantábrico	19
Brasil	23
Oni	26
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	29
<i>Cash-Flow</i> por Área de Negócio	31
Anexos (1. Capacidade Instalada e Produção na Península Ibérica; 2. Efeito IAS/IFRS nas contas do Grupo EDP para o 1S2004)	33

Resultados Financeiros (€ M)	1S2005	1S2004	Δ %
Margem Bruta	1.909,4	1.760,6	8,5%
Custos Operacionais	899,4	834,8	7,7%
EBITDA	1.010,0	925,8	9,1%
EBIT	607,1	578,8	4,9%
Resultado Líquido	318,3	288,0	10,5%
Dívida Líquida	8.973,1	7.500,7	19,6%

Dados Operacionais	1S2005	1S2004	Δ
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	11.695	11.207	+489 MW
Produção (GWh)	22.647	21.619	4,8%
Distribuição (GWh)	37.952	36.045	5,3%
Comercialização (GWh)	36.506	35.291	3,4%
Clientes (mil)	9.482	9.299	+184 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	12.002	11.639	3,1%
Comercialização (GWh)	9.890	8.350	18,4%
Clientes (mil)	571	554	+17 mil
Nº de Empregados (Grupo)	14.790	17.390	-2.600

O aumento da actividade e os ganhos de eficiência alcançados pelo Grupo EDP no seu core business durante o 1S2005 reflectiram-se num crescimento do EBITDA de 9,1% e num aumento de 10,5% no Resultado Líquido.

Presença em mercados de electricidade de elevado crescimento

EDP continua a beneficiar da sua exposição aos mercados de electricidade mais dinâmicos na Europa. A procura da Ibéria registou um forte crescimento no período – 6,4% em Portugal e 7,0% em Espanha – enquanto que no Brasil, a procura nas áreas concessionadas da EDP subiu 3,4%.

Estratégia orientada para o cliente com uma proposta de valor acrescentado

Após renovar a imagem de marca e reestruturar a sua organização comercial em Portugal, em 2005 a EDP focou-se na imagem comercial das suas subsidiárias em Espanha, Hidrocantábrico e Naturcorp, e lançou uma oferta integrada de dual-fuel, electricidade e gás, com resultados positivos que se reflectiram no aumento do número de clientes.

A EDP está a beneficiar de melhorias de eficiência

O Grupo EDP reduziu o número de trabalhadores em 2.600 empregados, face ao 1S2004, devido ao sucesso alcançado com a implementação do Programa de Restruturação dos Recursos Humanos em 2003 e 2004, e à venda de 60% da Edinfor à Lógica CMG. Os custos com pessoal referentes a trabalhadores activos no core business doméstico (excluindo indemnizações) caíram 4% no período.

Performance operacional reflecte também a consolidação integral da Hidrocantábrico

As operações em Espanha foram o principal catalizador da performance operacional. A Hidrocantábrico em Espanha beneficiou de um aumento dos preços da pool em resultado da sua posição longa em geração vs. comercialização.

Operações no mercado doméstico afectadas por elevados custos com as compras de energia

EDP Produção foi afectada pelos elevados preços da pool em consequência da sua posição curta em geração não-vinculada vs. actividade de gestão de energia prestada à EDP Comercial (comercialização não regulada). EDP Distribuição, apesar de beneficiar de um forte aumento da procura, foi influenciada negativamente por um aumento dos custos com compras de electricidade, nomeadamente custos com combustíveis elevados, que serão passados para a tarifa nos próximos anos.

Forte performance operacional no Brasil

Operações no Brasil continuaram a registar fortes crescimentos no seguimento do aumento do consumo e dos ajustamentos tarifários.

Em Julho de 2005, a Energias do Brasil, subsidiária da EDP no Brasil, começou a ser transaccionada no Novo Mercado de Bovespa, no seguimento da Oferta Pública de Subscrição

Esta operação dá visibilidade à Energias do Brasil como uma das empresas líderes do mercado brasileiro de energia, permite ao Grupo EDP controlar um veículo que será capaz de aproveitar as oportunidades no sector eléctrico brasileiro, e fortalecer substancialmente a estrutura de capital da Energias de Brasil, na sequência de um encaixe de R\$434,9M e da conversão de R\$670M de Senior Notes da Escelsa detidas pela EDP em acções ordinárias da Energias do Brasil.

Demonstração de Resultados e Balanço Consolidados



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas. Valores de 2004 são pro-forma.

DResultados Consolidada (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Vendas de electricidade	4.243,3	3.266,7	29,9%
Outras vendas	313,7	127,2	146,7%
Prestação de serviços	287,1	266,6	7,7%
Proveitos Operacionais	4.844,1	3.660,4	32,3%
Electricidade & gás	2.405,6	1.645,0	46,2%
Combustíveis	510,6	222,8	129,2%
Materiais diversos e mercadorias	18,4	32,1	-42,6%
Custos Directos da Actividade	2.934,6	1.899,9	54,5%
Margem Bruta	1.909,4	1.760,6	8,5%
Margem Bruta/Proveitos	39,4%	48,1%	-8,7%
Fornecimentos e serviços externos	408,8	306,9	33,2% (1)
Custos com pessoal	285,9	279,3	2,4%
Custos com benefícios sociais	14,2	121,6	-88,3% (2)
Rendas de concessão	103,1	94,7	8,8%
Outros custos/(proveitos) operacionais	87,4	32,3	170,6% (3)
Custos Operacionais	899,4	834,8	7,7%
EBITDA	1.010,0	925,8	9,1%
EBITDA/Proveitos	20,9%	25,3%	-4,4%
Amortizações	443,8	384,9	15,3%
Compensação amort. activo subsidiado	(40,9)	(38,0)	-7,7%
EBIT	607,1	578,8	4,9%
EBIT/Proveitos	12,5%	15,8%	-3,3%
Resultados financeiros	(103,3)	(151,9)	32,0%
Amortização dos direitos de concessão	(18,8)	(21,4)	12,5%
Actividades descontinuadas	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	485,1	405,4	19,6%
Imposto correntes e impostos diferidos	134,9	124,7	8,2%
Interesses Minoritários	31,8	(7,3)	-
Resultados Líquidos	318,3	288,0	10,5%

Activo (€ M)	1S2005	YE2004
Activo fixo	17.342,1	17.116,7
Imobilizado incorpóreo (líquido)	3.007,2	2.987,5
Imobilizado corpóreo (líquido)	13.012,9	12.628,0
Investimentos financeiros (líquido)	1.322,1	1.501,2
Outros Activos	3.525,2	2.968,4
Existências	147,7	168,6
Clientes (líquido)	1.459,1	1.184,9
Outros devedores (líquido)	1.562,4	1.324,6
Caixa e equivalentes	356,0	290,4
Impostos diferidos	1.353,9	1.171,0
Total do Activo	22.221,2	21.256,2
Capital Próprio (€ M)	1S2005	YE2004
Capital	3.656,5	3.656,5
Acções próprias	(47,6)	(31,7)
Resultados e outras reservas	493,3	428,7
Total do Capital Próprio	4.102,3	4.053,5
Interesses minoritários	811,8	743,9
Conta de correcção de hidraulicidade	265,3	364,2
Passivo (€ M)	1S2005	YE2004
Provisões	2.207,2	2.290,3
Dívida financeira	9.616,1	9.161,1
Curto prazo	2.012,0	1.975,1
Médio e longo prazo	7.604,0	7.186,0
Outros credores	4.566,3	4.068,8
Fornecedores	4.360,1	3.860,4
Outros credores	206,3	208,3
Impostos diferidos	652,2	574,3
Total do Passivo	17.041,8	16.094,5
Total do Capital Próprio + Passivo	22.221,2	21.256,2

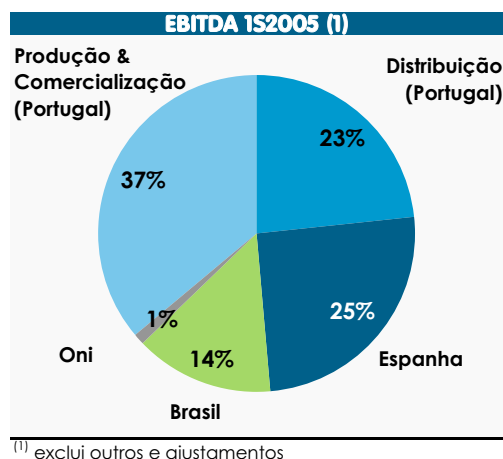
Notas:

(1) Os FSEs no 1S2005 incluem custos com TI no montante de €49m para com o nosso departamento de TI ("GSI"). No seguimento da venda da Edinfor (previamente detida pela EDP) os serviços prestados por esta empresa passaram a ser contabilizados como sendo prestados por entidades externas ao Grupo EDP. No 1S2004, a Edinfor facturou o Grupo EDP em €42,9M.

(2) O 1S2004 inclui €44,3M relativos ao VAL dos custos com o Programa de Reestruturação de Recursos Humanos negociado com a ERSE e €10,9M de prémios de passagem à 'Reforma Flexível'. Os 'prémios para pensões' e 'provisões para actos médicos' diminuíram €60m no período: (i) o 1S2004 inclui um reforço das provisões para responsabilidades com pensões e actos médicos de €23,1M e de €5,0M, respectivamente, no seguimento do estudo actuarial do ano 2004; e (ii) o 1S2005 inclui uma redução das provisões para responsabilidades com pensões e actos médicos de €26,6M e €5,1M, respectivamente, no seguimento do estudo actuarial do ano 2005.

(3) Os outros custos/(proveitos) operacionais incluem uma provisão extraordinária de €83M, uma mais-valia de €8M relacionada com a venda da REE, uma mais-valia de €15M com a venda de 60% da Edinfor e uma mais-valia de €12M relacionada com a transferência para o Fundo de Pensões do Grupo EDP de uma participação de 2,01% no BCP.

EBITDA (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
EDP Produção	409,6	433,6	-5,5%
EDP Comercial	(13,6)	(1,8)	-657,9%
Enemova & EDP Bioeléctrica	12,2	8,2	49,3%
EDP Distribuição	264,1	312,6	-15,5%
Hidrocantábrico ⁽¹⁾	284,2	77,3	267,4%
Brasil	162,8	102,4	58,9%
Oni	11,2	6,6	70,5%
Outros & Ajustamentos	(120,4)	(13,1)	-815,9%
EBITDA Consolidado	1.010,0	925,8	9,1%



- O EBITDA da **EDPP** diminuiu 5,5% reflectindo o impacto negativo dos preços da pool Espanhola no serviço de compra de electricidade prestado à EDPC. Este impacto foi mitigado pelo 'output' adicional da CCGT Ribatejo (TER II) e por uma redução nos custos com pessoal e benefícios sociais.

- O EBITDA da **EDPC** reflecte o crescimento da actividade associado a um ambiente mais competitivo.

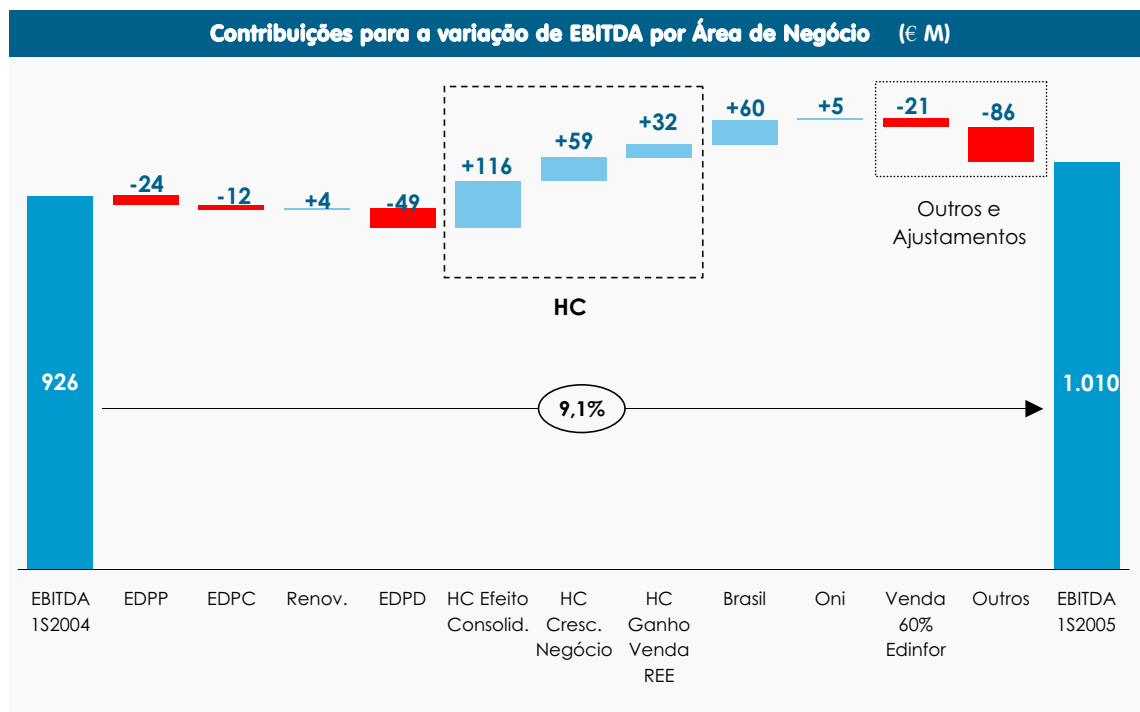
- Apesar do forte aumento da procura, o EBITDA da **EDPD** reflecte uma mudança nos ajustamentos dos custos com combustíveis que afectaram a actividade de aquisição de energia (estes desvios são passados para a tarifa no ano seguinte). Este impacto negativo na margem bruta foi parcialmente compensado por uma redução de 20,4% nos custos operacionais.

- A EDP consolidou integralmente a **HC** pela primeira vez em 2005. A HC registou um forte aumento no EBITDA (+47,0%) devido ao aumento acentuado dos preços da pool, de €32/MWh para €57/MWh. A consequente diferença tarifária do sistema não foi deduzido às receitas (€89M para a HC), dada a elevada probabilidade da sua recuperação. Em Abril 2005, a HC vendeu os 3% que detinha da REE com uma mais valia de €31,9M. No entanto, a nível consolidado do Grupo EDP esta mais valia reflecte-se em €8.3M dado que a participação na REE tinha sido contabilizada pelo seu valor de mercado no final de 2004.

- O **Brasil** continua a proporcionar fortes crescimentos, suportados por um aumento dos volumes distribuídos e comercializados, pelo impacto positivo dos ajustamentos tarifários na distribuição e por custos de compra de electricidade inferiores aos reconhecidos pela regulação (estes desvios são passados para a tarifa no ano seguinte). Após a reorganização societária no Brasil, que deverá gerar ganhos de eficiência adicionais, a Energias do Brasil passa a deter 100% das distribuidoras ("roll-up" dos respectivos accionistas maioritários para o nível da holding), reduzindo a participação da EDP na Energias do Brasil para 69%. Em Julho de 2005, com a Oferta Pública de Subscrição da Energia do Brasil, a EDP reduziu a sua participação para 66%.

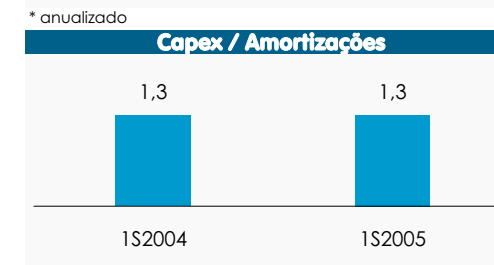
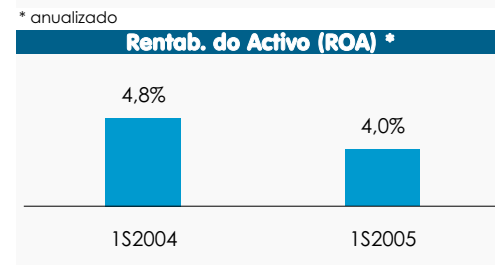
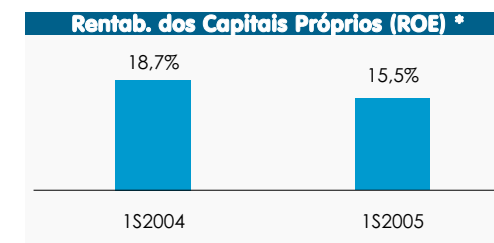
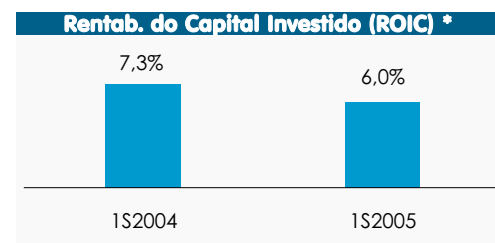
- O EBITDA da **ONI** aumentou 70,5% no período, resultado de uma evolução positiva do mix de serviços prestados pela Comunitel e de um controlo acentuado dos custos com pessoal e FSEs não relacionados com a aquisição e retenção de clientes. Em Julho de 2005, a ONI chegou a um acordo para a venda da Comunitel por €215M.

- Outros e ajustamentos** incluem -€23M relacionados com o ajustamento do ganho de capital da REE, €12M da mais valia com a transferência para o Fundo de Pensões da EDP de 2,01% da participação no BCP, €15M da mais valia com a venda de 60% da Edinfor e a criação de uma provisão extraordinária de €83M.



⁽¹⁾ 40% no 1S2004

Investimento Operacional (€ m)	1S2005	1S2004	Δ%
EDP Produção	62,7	99,6	-37,1%
EDP Comercial	0,6	1,6	-61,0%
Enemova & EDP Bioeléctrica	10,5	31,4	-66,6%
EDP Distribuição	132,6	118,1	12,2%
Hidrocantábrico ⁽¹⁾	109,2	50,8	n.a.
Energia Península Ibérica	315,6	301,6	4,6%
Brasil	180,9	114,0	58,8%
Telecomunicações	15,4	13,2	17,2%
Outros	3,7	14,2	-74,3%
Total	515,6	442,9	16,4%



* anualizado

• O investimento operacional do Grupo EDP ascendeu a €515,6M no 1S2005, o que representa um crescimento anual de 16,4%, devido essencialmente aos investimentos efectuados no início de construção do terceiro grupo de 392 MW da central do Ribatejo (CCGT), na rede de distribuição de electricidade em Portugal, na construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical no Brasil, no programa de Universalização do consumo a todos os clientes de baixa tensão no Brasil, bem como à consolidação integral do investimento operacional da Hidrocantábrico (40% no 1S2004). 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.

• A maioria do investimento operacional da EDPP no 1S2005 está relacionada com a construção do terceiro grupo de 392 MW da central do Ribatejo CCGT (€33,4M). Até Junho de 2005, já foram investidos cerca de €102,0M na construção deste grupo. O investimento total está estimado em €197M até 2006, quando se prevê que este grupo entre em operação. Adicionalmente, no 2T2005, a EDPP iniciou os trabalhos na central de Sines com vista à redução das emissões de SO₂ e NO_x (€8,2M). O total dos investimentos ambientais na central de Sines está estimado em €250M.

• Com vista à melhoria da qualidade do serviço, o investimento operacional da EDPD centrou-se na rede de distribuição. O investimento na rede de distribuição, que representou 93% do investimento operacional da EDPD, aumentou 9,2% no período, o que conjugado com condições meteorológicas favoráveis, possibilitou uma melhoria de 17,6% no Tempo de Interrupção Equivalente (100 min. no 1S2004 vs. 82 min. no 1S2005).

• Mais de metade do investimento operacional da Hidrocantábrico foi afecto à construção de parques eólicos. Durante o ano 2005, espera-se um aumento de capacidade de 140MW representando um investimento total para o ano de aproximadamente €120M. Em 2005, espera-se que entrem em operação os seguintes parques eólicos: Las Lomillas (50 MW – 50% detidos pela Genesa) (Julho); La Sotonera (19 MW) (Julho); La Brújula (74 MW) (Setembro); e El Boquerón (22 MW) (Dezembro). Adicionalmente, a HC iniciou investimentos ambientais (€9M no 1S2005) com vista à redução das emissões de SO₂ e NO_x nas centrais de Aboño e Soto, de forma a cumprir as directivas da UE até ao final de 2007. O total dos investimentos ambientais para o período de 2005-2007 está estimado em aproximadamente €140M.

• A construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical (450 MW) representou cerca de 60% do investimento operacional no Brasil. O investimento neste projecto ascendeu a R\$307,8M (ou €108,0M) no 1S2005 e a EDP espera vir a investir R\$540M neste projecto em 2005, e R\$186M em 2006, quando se prevê que esta central entre em operação. Note-se que este montante de investimento corresponde a 100% do projecto, no qual a EDP detém uma participação de 60%. Este projecto também está a ser financiado pelo BNDES mediante um empréstimo de R\$670M. Adicionalmente, o investimento operacional no Brasil inclui R\$66,1M (€23,2M) relacionados com investimentos regulatórios com o programa de Universalização do consumo a todos os clientes de baixa tensão.

⁽¹⁾ 40% no 1S2004

Cash Flow



Cash Flow Operacional por Área de Negócio (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
EDP Produção	361,4	420,0	-13,9%
EDP Comercial	(10,3)	(22,7)	54,9%
Enernova & EDP Bioelétrica	17,6	9,4	88,6%
EDP Distribuição	228,3	257,9	-11,5%
Hidrocantábrico	85,3	122,6	-30,4%
Brasil	141,5	105,9	33,6%
Oni	17,5	15,4	13,5%
Correcção de Hidraulicidade	(98,9)	(7,5)	-
Outros	(69,7)	(49,0)	-42,3%
Cash Flow Operacional do Grupo EDP	672,8	852,0	-21,0%

Cash Flow Consolidado (€ M)

	1S2005
Resultado líquido	318,3
Amortizações	443,8
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(40,9)
Amortização dos direitos de concessão	18,8
Provisões líquidas	(45,1)
Juros da conta de hidraulicidade	3,8
Diferenças de câmbio	(44,3)
Consolidação pelo Equity	(25,0)
Impostos diferidos	(22,1)
Interesses minoritários	31,8
Outros Ajustamentos	99,8
Juros financeiros líq. e outros custos financ. (ou proveitos)	136,2

Cash Flow Operacional antes de Investimento Fundo de Maneio

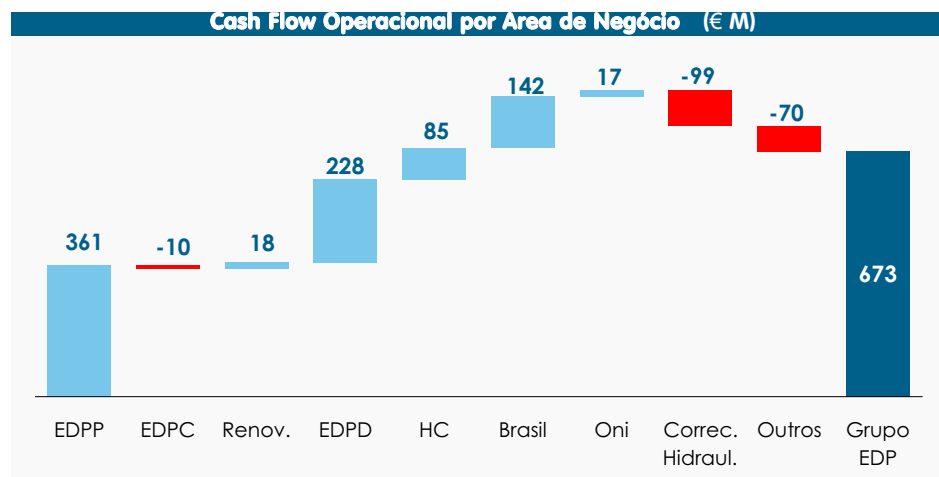
	875,3
Investimento em Fundo de maneo	(14,6)
Correcção de Hidraulicidade	(98,9)
Diferença tarifária em Espanha	(88,9)

Cash Flow Operacional

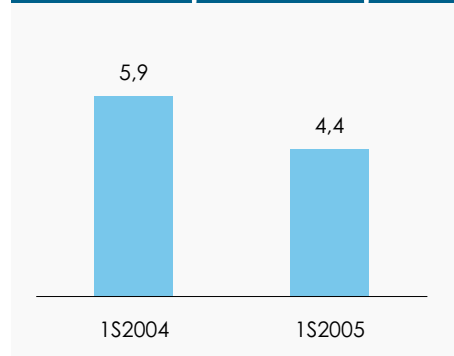
	672,8
Investimento Operacional	(515,6)

Cash Flow Operacional Líquido

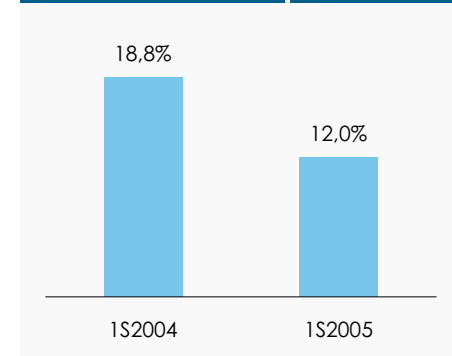
	157,2
Alienação de Imobilizados	177,8
Investimento financeiro	(155,1)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros (ou proveitos)	(136,2)
Dividendos pagos e distribuição de resultados	(336,0)
Outras variações de fundo de maneo não operacional	(103,9)
Caixa & Equivalentes	(58,8)
(Aumento)/Redução da Dívida Financeira	(455,0)



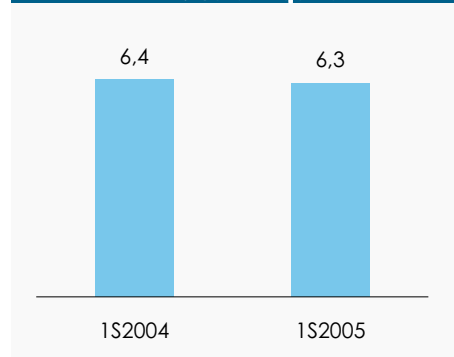
FFO + Juros Líquidos / Juros Líquidos



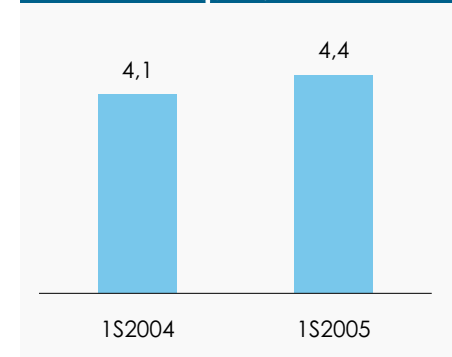
FFO / Dívida Líquida *



EBITDA / Juros Líquidos



Dívida Líquida / EBITDA *



Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais

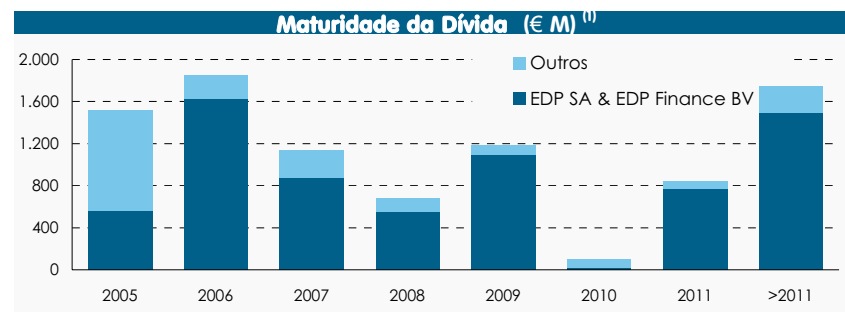
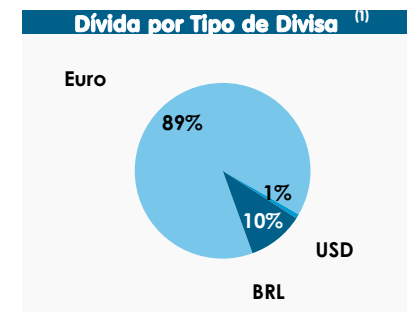
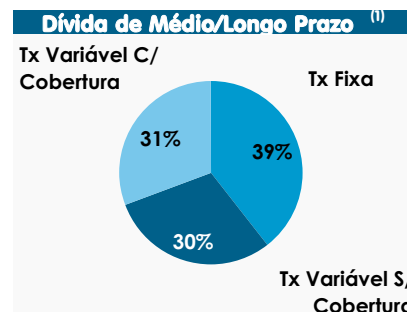
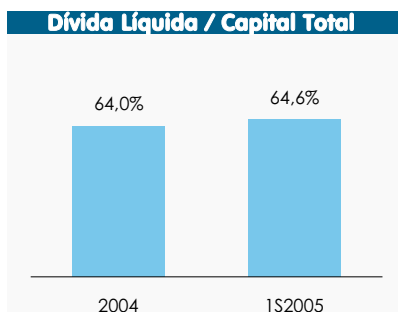


Dívida Financeira (€ M)	1S2005	2004
EDP S.A. e EDP Finance BV	6.996,7	5.553,0
EDP Produção	31,4	33,9
EDP Comercial	-	-
Enernova & EDP Bioeléctrica	15,9	17,0
EDP Distribuição	-	-
Hidrocontábrico	452,7	1.621,1
Brasil	973,2	731,4
Oni	580,1	622,5
Outros	19,2	42,4
Sub-Total	9.069,2	8.621,3
Derivativo OPTEP (Passivo)	315,0	315,0
"Fair Value" (Cobertura de Dívida)	96,8	107,6
Juros da dívida a liquidar	135,1	117,3
Dívida Financeira	9.616,1	9.161,1
Caixa & Equivalentes	356,0	290,4
Derivativo OPTEP (Activo)	287,0	336,0
Dívida Líquida Consolidada	8.973,1	8.534,7

Dívida Líquida por subsidiária (€ M)	1S2005	2004
<i>Dívida Interna + Externa</i>		
EDP Produção	1.965,1	2.168,5
EDP Comercial	81,0	89,1
Enernova & EDP Bioeléctrica	164,9	127,9
EDP Distribuição	1.432,6	1.339,5
Hidrocontábrico	1.647,8	1.711,3
Brasil	1.141,5	912,0
Oni	683,3	703,9
EDP SA & Ajustamentos	1.856,8	1.482,4
Dívida Líquida Grupo EDP	8.973,1	8.534,7

Provisões Benefícios Sociais (€ M)	1S2005	2004
Pensões	1.156,3	1.267,1
Actos Médicos	734,4	728,4
Total	1.890,6	1.995,4

	Rating da Dívida		
	S&P	Moody's	Fitch
SA & BV	A/Neg/A1	A2/St/P1	
HC		A3/St/P2	BBB/P/F2
Bandeirante		Ba3/St	
Escelsa	B+/Neg	B2/Neg	
Investco		Ba1/St	



• A dívida líquida consolidada do Grupo EDP aumentou €438,3 milhões, vis-à-vis final de 2004, para €8.973,1M. Apesar do cash-flow operacional no 1S2005 totalizar €672,8M, a dívida financeira aumentou no seguimento de investimentos operacionais de €515,6M, do pagamento de dividendos anuais de €336,0M, de investimentos financeiros de €155,1M e de um pagamento de €98,9M feito à REN relativo à correcção de hidraulicidade, consequência de um período de seca acentuada. Neste período a EDP desinvestiu da REE (€76M), concluiu a venda de 60% da Edinfor à LogicaCMG (€81M) e vendeu um edifício à REN (€21M).

• Os investimentos financeiros no período estão relacionados com: i) a compra de uma participação de 46,625% na portgás (€85,0M), a segunda empresa de distribuição de gás em Portugal, com 126 mil clientes (no final de 2004 a EDP já tinha adquirido uma participação indirecta de 12,9% nesta empresa por €66,9M); ii) a aquisição de uma participação adicional de 20% na Turbogás (€52,0M), empresa que detém uma central CCGT de 990 MW, aumentando a participação da EDP para 40% e; iii) compra de dois parques eólicos, pelo montante de €18,1M, com 53 MW em desenvolvimento, dos quais 12 MW deverão entrar em funcionamento em Setembro de 2005 e 42 MW em Junho de 2006.

• A variação da dívida financeira externa ao nível da EDP S.A e da Hidrocontábrico é explicada pela substituição da dívida de longo prazo da Hidrocontábrico por suprimentos. Este processo de reestruturação da dívida, que foi concluído no início de 2005 com a substituição de €1.375M, resultará numa poupança de custos financeiros consolidados (estimados em €6M por ano).

• A forte geração de cash-flow no core business Ibérico permitiu uma redução de dívida relativa a estas áreas de negócio de €5.436M no 1S2005 para €5.291M no 1S2004. O aumento da dívida líquida no Brasil é explicado pela apreciação do Real face ao Euro (27% desde o final de 2004) e pelo empréstimo obtido junto do BNDES (R\$603,3M ou €211,7M a Junho de 2005), relativo à construção da central hidroeléctrica de 450 MW de Peixe que deverá estar concluída durante o ano 2006.

⁽¹⁾ Valor Nominal

Resultados Financeiros Consolidados



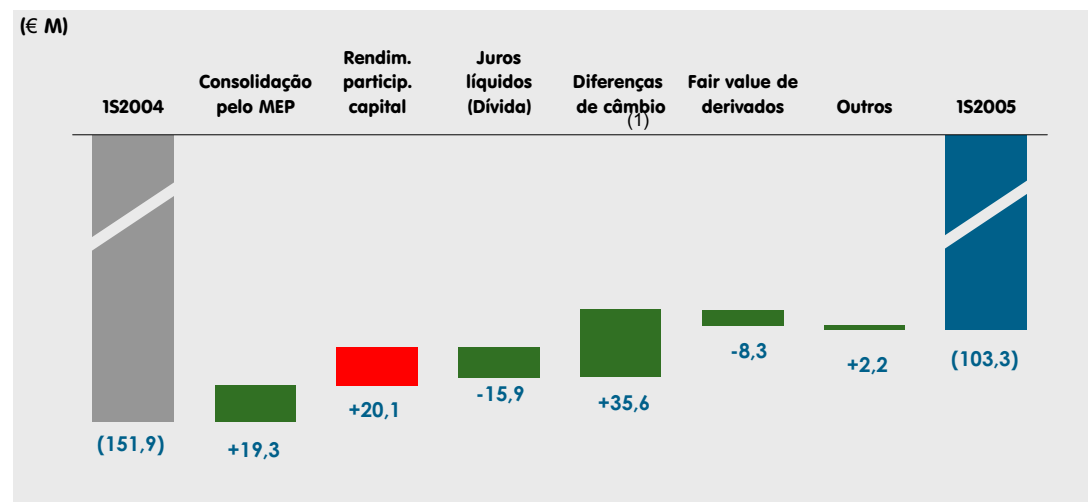
Resultados Financeiros (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Empresas do Grupo e associadas	25,0	5,7	337,3%
Rendimentos de particip. de capital	29,1	9,0	-
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	54,1	14,7	268,3%
Juros Financeiros Líquidos	(159,9)	(143,9)	-11,1%
Diferenças de Câmbio	44,3	(18,0)	-
Outros	(41,8)	(4,7)	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(157,4)	(166,6)	5,5%
Resultados Financeiros	(103,3)	(151,9)	32,0%

Impacto Consolidação pelo MEP (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
REN (30%)	7,8	(5,4)	-
Edinfor (40%)	(5,8)	-	-
Portgás (60%)	5,0	-	-
CEM (22%)	4,3	3,8	15,8%
Turbogás (40% em 2005/20% em 2004)	6,2	3,5	77,7%
DECA II (EEGSA (21%))	3,1	1,2	146,8%
Subsidiárias da HC	1,4	1,2	10,6%
Outros	2,9	1,4	-
Total	25,0	5,7	337,1%

Nota 1: O MEP da REN do 1S2004, agora apresentado, altera o valor reportado anteriormente, fruto da aplicação dos IFRS às contas da REN. De acordo com a estrutura conceptual dos IFRS, activos e passivos regulatórios, entre outros, não são reconhecidos, tendo resultado num ajustamento de -€14,4M à contribuição do MEP da REN.

Amort. trespasses e concessões (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
EBE	4,3	4,4	-3,3%
IVEN (Escelsa/Enersul)	10,7	10,8	-1,2%
Comunifel	2,2	2,0	10,1%
Oni	1,6	1,7	-2,9%
Edinfor (imparidade goodwill)	-	2,5	-
Total	18,8	21,4	-12,3%

Nota 2: De acordo com o IAS, o goodwill deixa de ser amortizado na Demonstração de Resultados e os activos subjacentes ficam sujeitos a testes de imparidade.



Os **Resultados Financeiros** foram influenciados por:

Um aumento de €13,9M em “**Empresas do grupo e associadas**” que inclui os seguintes principais impactos positivos: i) contribuição de €7,8M do MEP da REN, em consequência dos dividendos distribuídos pela GalpEnergia (18,3% detida pela REN); ii) o início da consolidação da Portgás (+€5,0M), uma empresa distribuidora de gás, no seguimento do exercício da opção de compra de 60% do seu capital social, em Dezembro de 2004 e; iii) o aumento da participação da EDP na Turbogás (de 20% para 40%) compensou o resultado líquido inferior desta (+2,7M). Estes impactos foram mitigados pelo contributo negativo da Edinfor (-€5,8M) que começou a ser consolidada pelo MEP em Janeiro de 2005 (antes era consolidada pelo método integral nas contas da EDP) após a alienação de 60% da empresa à LógicaCMG.

O aumento de €20,1M em “**Rendimentos de participações de capital**” está relacionado com i) a distribuição de dividendos da GalpEnergia (14,27% detida pela EDP), que totalizou €23,7M no 1S2005, enquanto que em 2004 a empresa apenas distribuiu dividendos no 4T; ii) menos dividendos recebidos do MillenniumBCP, no seguimento da distribuição antecipada de dividendos de 2005 no 4T2004.

“**Juros financeiros líquidos**” aumentaram 11,1% reflectindo i) o aumento da dívida pela consolidação integral da Hidrocantábrico (anteriormente consolidada a 40%) no 1S2005 (+€26,0M), ii) mitigado pela redução do custo médio da dívida de 3,99% para 3,75% (-€10,1M).

As “**Diferenças de câmbio**” no 1S2005 reflectem principalmente o efeito de apreciação de 13% do Real face ao Dólar afectando a dívida denominada em Dólares no Brasil (7% depreciação no 1S2004).

A queda em **Outros** ganhos e perdas financeiros inclui i) a cobertura da dívida denominada em Dólares da Bandeirante (-€21,4M), que compensa o ganho “Diferenças de câmbio”; ii) e o resultado negativo da implementação da norma IAS39, respeitante ao fair value dos derivados (-€8,3M).

(1) As Diferenças de Câmbio no gráfico foram ajustadas pelos resultados de instrumentos de cobertura em “Outros

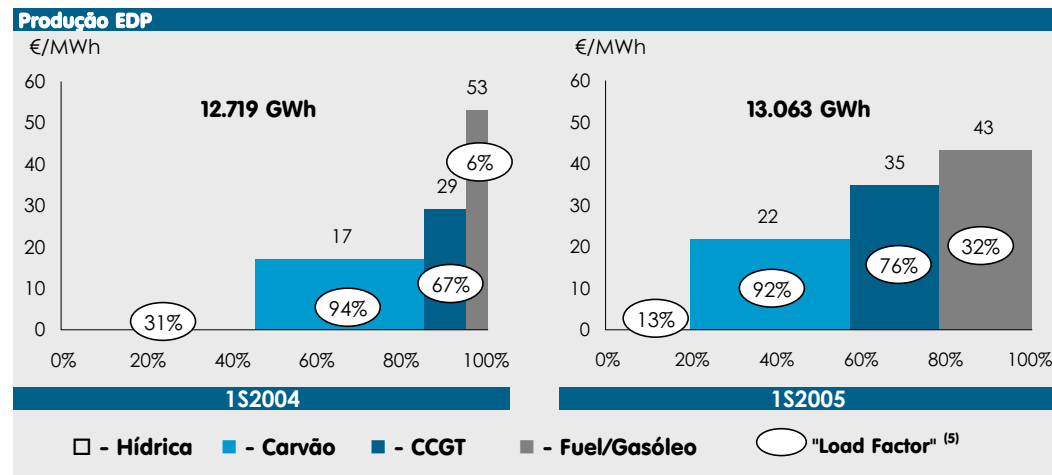
Áreas de Negócio

Emissão de Energia em Portugal



Produção de Electricidade (GWh)	1S2005	1S2004	Δ%
Emissão Hidroelétrica (SEP) ⁽¹⁾	2.328	5.335	-56,4%
Emissão Termoelétrica (SEP) ⁽¹⁾	7.478	5.439	37,5%
Produção Vinculada	9.806	10.774	-9,0%
Hidroelétrica (SENV) ⁽²⁾	61	230	-73,4%
CCGT (SENV) ⁽²⁾	2.624	1.155	127,2%
Produção Não-vinculada	2.685	1.385	93,9%
Mini Hídrica	48	83	-42,4%
Coeração	339	358	-5,2%
Eólica	161	96	67,3%
Biomassa	23	24	-2,7%
Produção em Regime Especial	571	561	1,9%
Total emissão EDP Produção	13.063	12.719	2,7%
Emissão Central Térmica do Peao (SEP) ⁽¹⁾	2.465	1.974	24,9%
Emissão Central Térmica da Tapada (SEP) ⁽¹⁾	3.297	3.049	8,1%
Emissão Central Hídrica de Alqueva	45	34	32,4%
Autoprodutores (SEI) ⁽³⁾	2.592	1.882	37,7%
Saldo Importador / Exportador	2.929	3.351	-12,6%
Vendas Directas Cli. Indust. (incl. em Cogér.)	(119)	(268)	55,5%
Bombagem	(270)	(176)	-53,4%
Consumo referido à emissão	24.001	22.565	6,4%
Compensação síncrona	(15)	(22)	33,2%
Consumos próprios da produção	(2)	(5)	65,1%
Consumos próprios da rede de transporte	(5)	(5)	3,5%
Perdas na rede de transporte	(345)	(405)	14,7%
Energia entregue na distribuição	23.634	22.129	6,8%
Coefficiente de Hidraulicidade	0,33	0,81	-59,3%

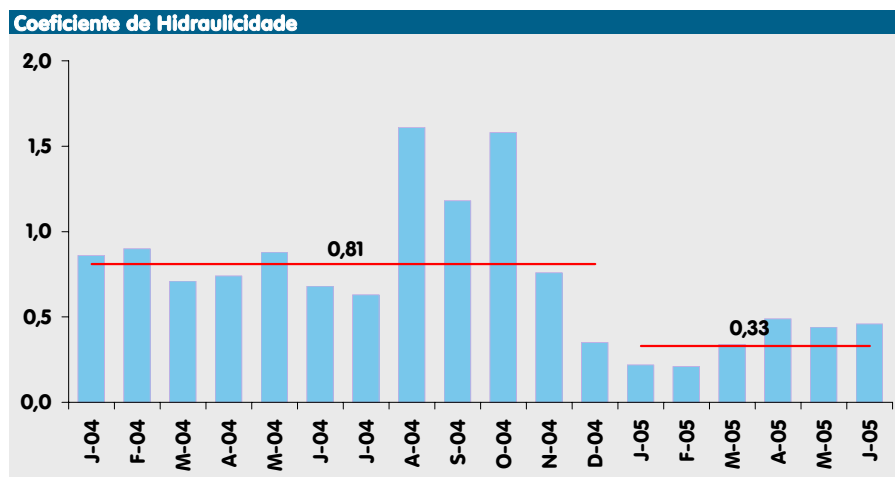
Emissão Term. (GWh)	1S2005	1S2004	Δ%	Fuel	MW
Sines	4.813	4.887	-1,5%	Carvão	1.192,0
Setúbal	1.853	311	-	Fuelóleo	946,4
Carregado	680	165	-	Fuelóleo/GásNat	710,2
Barreiro	116	71	63,5%	Fuelóleo	56,0
Tunes ⁽⁴⁾	17	5	-	Gaóleo	165,0
Emissão Term. (SEP)	7.478	5.439	37,5%		



• A procura de electricidade em Portugal registou um forte crescimento no período, +6,8% que no 1S2004, ascendendo a 23,6TWh, tendo o Grupo EDP sido responsável por 54% do total da energia entregue ao sistema (55% no 1S2004).

• A produção de electricidade da EDP aumentou 2,7% no 1S2005, devido a i) um aumento de cinco vezes da emissão das centrais a fuel óleo e ii) ao contributo do segundo grupo de 392 MW da central do Ribatejo (CCGT) que começou a operar no 4T2004. Estes efeitos compensaram a menor utilização das centrais hidroelétricas da EDP – 50% da capacidade da EDP em Portugal – num dos períodos mais secos dos últimos anos (coeficiente de hidraulicidade de 0,33 vs. 0,81 no 1S2004).

• Como consequência, a contribuição das centrais hidroelétricas da EDP para a produção doméstica do Grupo caiu de 44% no 1S2004 para 19% no 1S2005. No entanto, a margem bruta da EDP é apenas marginalmente afectada por alterações no mix de produção e aumento do preço dos combustíveis (ver página seguinte) uma vez que 86% da capacidade instalada do Grupo em Portugal está vinculada a contratos de aquisição de energia (CAE) de longo prazo do Sistema Eléctrico Público (SEP).



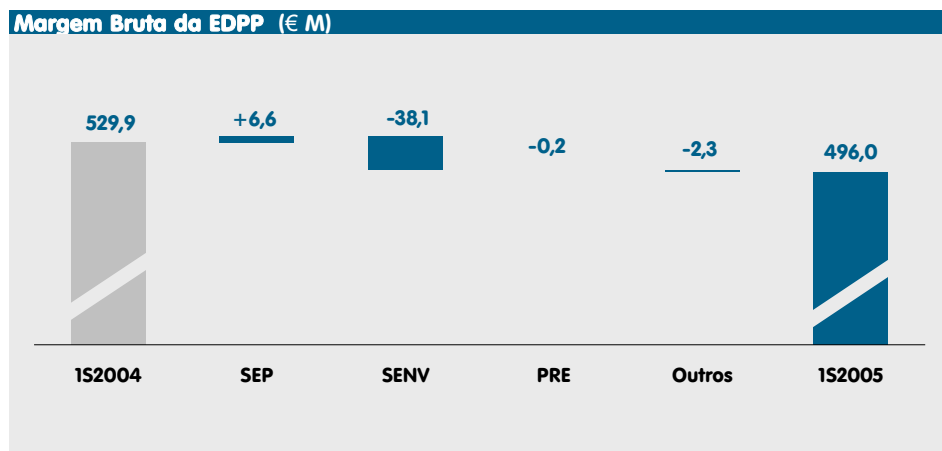
⁽¹⁾ SEP - Sistema Eléctrico Público ⁽²⁾ SENV - Sistema Eléctrico Não-vinculado ⁽³⁾ SEI - Sistema Eléctrico Independente
⁽⁴⁾ Em Abril de 2004, os Grupos 1 e 2 (32MW) de Tunes foram descomissionados no serviço ao SEP

⁽⁵⁾ "Load Factor": número de horas equivalentes à produção de uma central relativamente ao número total de horas no período

SEP (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
CAE Parcela Fixa	452,0	443,1	2,0%
CAE Parcela Variável	229,7	123,1	86,7%
Vapor (Barreiro) & Cinzas	3,0	3,1	-2,0%
(-) Carvão	105,3	83,5	26,1%
(-) Fuelóleo	112,0	21,4	422,9%
(-) Gás Natural	1,5	7,4	-80,3%
(-) Gasóleo	2,0	0,6	259,6%
(-) Autoconsumo de electricidade e materiais	3,7	2,8	33,7%
Margem Bruta CAE	460,3	453,7	1,5%

SENV (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Vendas de Electricidade	241,4	75,2	-
(-) Custos directos (combustíveis + compras)	227,2	22,9	-
Margem Bruta SENV	14,2	52,3	-72,9%

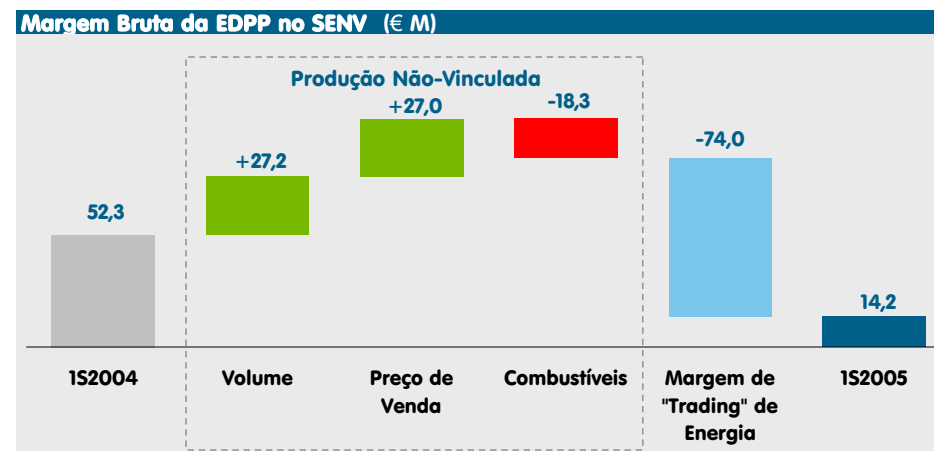
PRE (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Cogeração	32,0	27,6	16,2%
Mini hídras (<10MW)	4,0	6,3	-37,7%
(-) Gás Natural (Cogeração)	21,0	18,4	14,2%
(-) Compras de Electricidade	0,2	0,5	-66,7%
Margem Bruta PRE	14,8	15,0	-1,0%



• **A margem bruta no Sistema Eléctrico Público (SEP)**, aumentou 1,5%, reflectindo o perfil estável do retorno obtido através da Parcela Fixa dos CAE e a recuperação dos custos com combustíveis através da Parcela Variável dos CAE. O aumento na Parcela Fixa dos CAE no período reflecte a sua actualização à inflação, mitigado tanto por i) um menor factor de disponibilidade (km) das centrais hidroeléctricas (km hídrico: 1.040 no 1S2005 vs 1.048 no 1S2004) e ii) o descomissionamento em Dezembro de 2004 da central de 47MW da Tapada do Outeiro (contribuição de €3,0M no 1S2004). A margem na aquisição de combustíveis (CAE Parcela Variável menos Custos com Combustíveis) caiu ligeiramente (€10,3M no 1S2004 vs. €9,0M no 1S2005) em resultado i) da menor diferença entre os custos de aquisição suportados pela EDPP e os índices internacionais de combustíveis (utilizados como referencial no cálculo do CAE Parcela Variável) observada no 1S2005 e ii) o impacto negativo da reavaliação dos stocks de carvão da EDPP (€2,8M) na margem na aquisição de combustíveis do 1S2004.

• **A margem bruta no Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV)** diminuiu para os €14,2M na sequência i) da redução de cerca de 60% da energia entregue à EDPP ("parcela livre") e ii) dos elevados preços da pool no 1S2005 que teve um impacto negativo no serviço de aquisição de energia prestado pela EDPP à EDP Comercial (EDPC): A EDPP garante o custo de aquisição de energia à EDPC, isolando a actividade comercial da EDPC da volatilidade de curto prazo do preço da pool. A produção não vinculada beneficiou do 'output' extra proporcionado pelo segundo grupo da central do Ribatejo (CCGT) que mitigou os menores volumes saídos das centrais hidroeléctricas que operam no SENV.

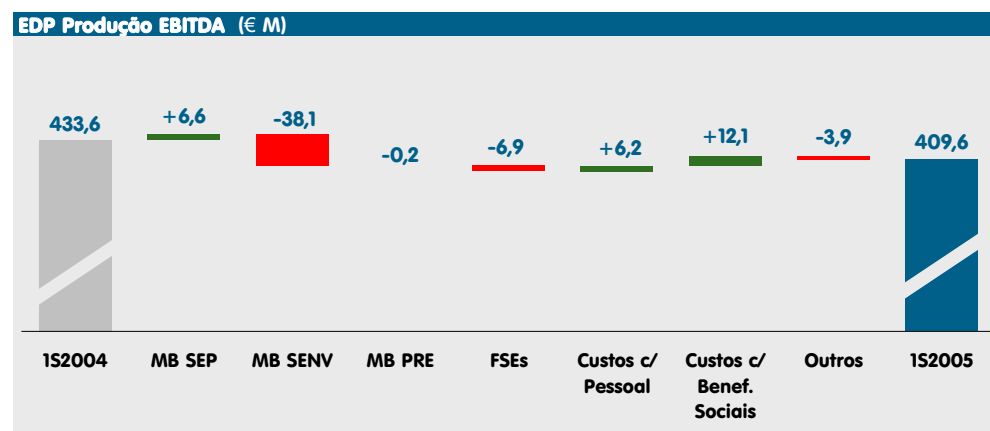
• **A margem bruta dos Produtores em Regime Especial (PRE)** diminuiu fruto da queda de 42% na produção das centrais mini hídras com menos de 10 MW, devido ao período de seca. O aumento de 25,9% da margem bruta dos cogeneradores da EDP compensou esta queda, impulsionada por aumentos i) da produção para o sistema, que mais que duplicou no 1S2005, e ii) do preço de venda aos clientes industriais (indexado ao custo do gás natural), mitigada pelo aumento dos custos com combustíveis.



DR Operacional (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Vendas de Electricidade	951,1	668,0	42,4%
Prestação de Serviços	(39,6)	35,6	-
Outras Vendas	11,0	10,4	6,0%
Volume de Negócios	922,6	714,0	29,2%
Compras de Electricidade	91,2	18,0	407,2%
Combustíveis para produção de elec.	333,3	164,8	102,2%
Materiais diversos e mercadorias	2,1	1,3	64,7%
Custos Directos da Actividade	426,6	184,1	131,7%
Margem Bruta	496,0	529,9	-6,4%
Margem Bruta / Vendas	53,8%	74,2%	-20,5 p.p.
FSEs Grupo	14,3	9,6	49,2%
FSEs Terceiros	25,2	23,0	9,6%
Custos com o pessoal	42,5	48,7	-12,8%
Custos com benefícios sociais	5,4	17,5	-69,4%
Rendas de Centros Electroprodutores	1,9	1,8	4,0%
Outros custos (proveitos) operacionais	(2,8)	(4,2)	34,8%
Custos Operacionais	86,4	96,4	-10,3%
EBITDA	409,6	433,6	-5,5%
EBITDA / Proveitos	44,4%	60,7%	-16,3 p.p.
Amortizações do exercício	99,0	103,7	-4,6%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,3)	(0,0)	-938,1%
EBIT	310,9	329,9	-5,8%
EBIT / Proveitos	33,7%	46,2%	-12,5 p.p.

Número de empregados	1S2005	1S2004	Δ%
Número de empregados	1.726	1.944	-11,2%
Produção	1.058	1.164	-9,1%
Manutenção e Engenharia	474	498	-4,8%
Gestão de Energia	29	29	-
Sub-Holding	165	253	-34,8%
MW/Empregado	4,69	4,00	17,1%

Investimento Operacional (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Produção vinculada	18,1	10,7	69,4%
Produção não vinculada	33,8	80,7	-58,1%
Outros investimentos	1,4	1,7	-12,5%
Encargos financeiros	9,3	6,6	42,1%
Investimento Operacional Total	62,7	99,6	-37,1%
Investimento recorrente	5,4	5,2	4,0%
Investimento não recorrente	57,3	94,4	-39,3%



• O EBITDA da EDPP caiu 5,5% na sequência do efeito negativo da redução das vendas para a parcela livre da EDPD e elevados preços da pool na actividade não-vinculada, apesar da redução de 10,3% dos custos operacionais explicados abaixo.

• Os FSEs aumentaram €7,0M em resultado de i) custos com manutenção mais elevados (+€4,3M) devido ao deslizamento do plano anual de manutenção da CPPE em 2004 (+€2,6M), à maior necessidade de manutenção das centrais a fuel óleo, fruto da sua maior utilização, ao arranque das operações do segundo grupo de 400 MW da central do Ribatejo (CCGT) e aos trabalhos de reparação na Soporgen (€0,9M); ii) um custo extraordinário (+€1,9M) relacionado com fees de consultoria sobre os CMECs; e iii) fees de gestão da EDP S.A. mais elevados (+€2,5M) – na sequência da nova política do grupo de alocação às unidades de negócio dos custos dos serviços prestados pela casa mãe – e serviços da EDP Valor (€+0,2M)

• Os Custos com pessoal diminuíram 12,8% reflectindo i) a redução de 11,2% do número de trabalhadores que resultou numa diminuição em 4,4% nos ordenados (após o aumento médio de 2,9% dos salários em 2005); e ii) um menor número de rescisões por mútuo acordo no período, o que reduziu o pagamento de indemnizações em €1,2M (€1,6M no 1S2004). A redução do número de trabalhadores no 2T2005 inclui a transferência 62 trabalhadores da Sub-Holding da EDPP para a EDP Valor.

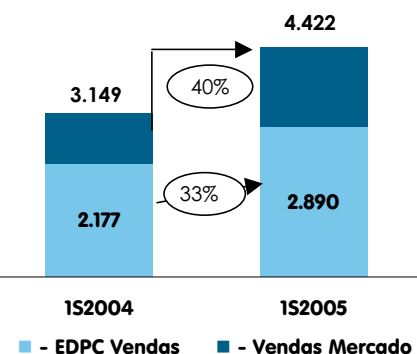
• Os Custos com benefícios sociais caíram €12,1M (-69,4%) desde o 1S2004: i) o 1S2004 inclui um aumento de €4,4M do prémio para pensões para contemplar uma insuficiência apurada no estudo actuarial do final de 2004; ii) o 1S2004 também inclui €2,6M relativos aos prémios pagos no âmbito do programa de reforma flexível; iii) o 1S2005 inclui uma redução de €3,4M do prémio para pensões para contemplar o excesso apurado no estudo actuarial de 2005 e; iv) o 1S2005 está a beneficiar com a redução com custos com pré-reformados, que na sequência do programa de reforma flexível aceitaram ser remunerados pelo Sistema de Segurança Social Português.

• O Investimento Operacional reduziu-se em 37,1%, na sequência do comissionamento do segundo grupo da Central do Ribatejo (CCGT). O terceiro grupo desta central representou cerca de 50% do investimento total do período. O aumento de investimento operacional em produção vinculada está relacionado com o início, no 2T2005, de: i) os trabalhos de adaptação da Central de Sines às exigências ambientais (redução de emissão de SO₂ e NO_x: €8,2M) e; ii) o arranque do projecto da central hidroeléctrica do Baixo Sabor (€1,5M).

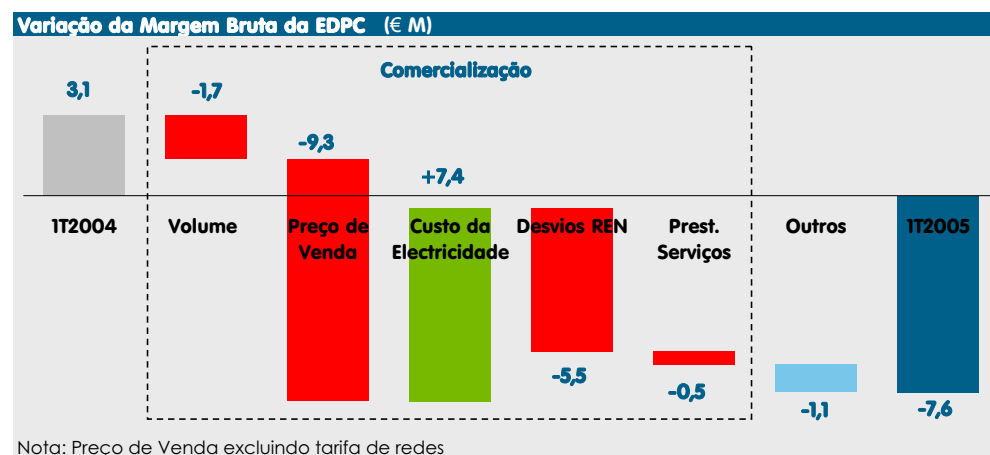
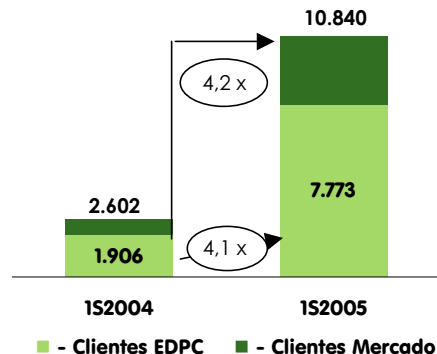
DR Operacional (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Volume de Negócios	244,4	153,8	58,9%
Custos Directos da Actividade	252,0	150,7	67,2%
Margem Bruta	(7,6)	3,1	-
Margem Bruta / Vendas	-3,1%	2,0%	-5,1 p.p.
FSEs	4,7	2,9	62,7%
Custos com o pessoal	1,2	1,6	-24,9%
Custos com benefícios sociais	0,2	0,2	-2,9%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,0	0,3	-99,9%
Custos Operacionais	6,0	4,9	23,0%
EBITDA	(13,6)	(1,8)	-657,9%
EBITDA / Proveitos	-5,6%	-1,2%	-4,4 p.p.
Amortizações do exercício	2,2	1,7	23,9%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	(15,7)	(3,5)	-345,7%
EBIT / Proveitos	-6,4%	-2,3%	-4,1 p.p.

EDPC Dados Operacionais	1S2005	1S2004	Δ%
EDPC Vendas de Electricidade (GWh)	2.890	2.177	32,7%
Quota de Mercado (GWh)	65%	69%	-3,8%
Número de Clientes	7.773	1.906	x 4,1
Quota de Mercado (# de Clientes)	72%	73%	-1,5%
Numero de empregados	78	67	16,4%
Investimento Operacional (€ M)	0,6	1,6	-61,0%

Quota Mercado EDPC-GWh: 65%



Quota Mercado EDPC-# Clientes: 72%



Nota: Preço de Venda excluindo tarifa de redes

- O total de energia fornecida no SENV cresceu 40% desde o 1S2004, para um total de 4.422 GWh no 1S2005, que agora representa 20% do total do consumo em Portugal (15% no 1S2004).

- O mercado liberalizado em Portugal está numa fase ainda inicial de desenvolvimento e como consequência, o preço de venda reflecte o custo de captura de novos clientes. Assim, o aumento para mais do quádruplo do número de clientes da EDPC resultou num impacto negativo do preço de venda de €9,3M na margem bruta da empresa.

- A EDPC tem um contrato a preço fixo (com revisões periódicas) com o departamento de gestão de energia da EDPP que compra electricidade (nomeadamente na Pool Espanhola) ao serviço da EDPC. Este facto permitiu isolar a margem bruta da EDPC da escalada dos preços de electricidade e dos elevados custos com combustíveis.

EBITDA - EDPP & EDPC (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Volume de Negócios	1.005,4	817,3	23,0%
Compras de Electricidade	182,7	118,5	54,2%
Combustíveis para prod. de electric.	333,3	164,8	102,2%
Materiais diversos e mercadorias	2,1	1,3	64,7%
Custos Directos da Actividade	516,0	283,3	82,1%
Margem Bruta	489,4	534,0	-8,3%
FSEs	43,1	34,3	25,4%
Custos com o pessoal	43,7	50,3	-13,2%
Custos com benefícios sociais	5,5	24,3	-77,3%
Outros custos (proveitos) operacionais	(0,9)	(2,2)	57,9%
EBITDA	398,1	427,1	-6,8%
EBITDA / Proveitos	39,6%	52,3%	-12,7 p.p.

Nota: De forma a ilustrar o efeito da eliminação das transacções intra-grupo entre a EDPC e a EDPP apresentamos acima o EBITDA consolidado das duas empresas.

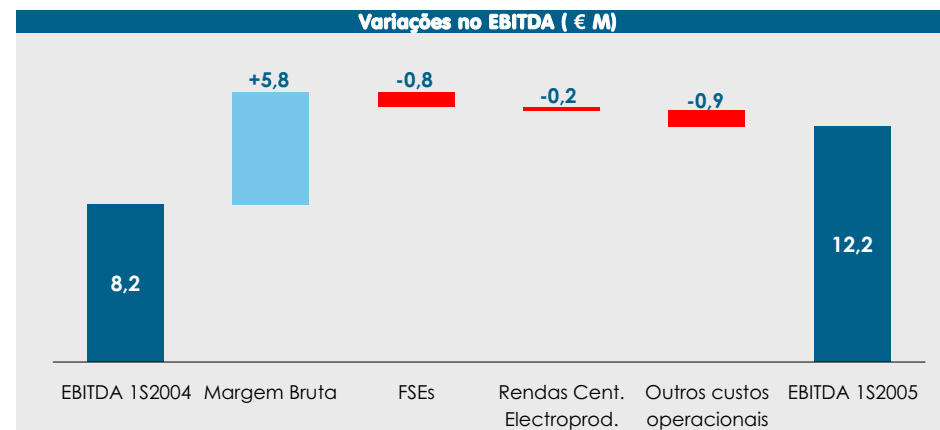
Capacidade Instalada - MW	1S2005	1S2004	Δ MW
Parques Eólicos	142	96	+46
Biomassa	9	9	-
Total	151	105	+46

Produção - GWh	1S2005	1S2004	Δ%
Parques Eólicos	161	97	66,2%
Biomassa	23	24	(2,7)%
Total	184	121	52,6%

DR Operacional (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Eólicos	14,7	8,5	72,0%
Biomassa	1,7	1,7	(1,4)%
Vendas de Electricidade	16,3	10,2	59,7%
Custos Directos da Actividade	1,4	1,1	27,4%
Margem Bruta	15,0	9,2	63,5%
Margem Bruta / Vendas	91,6%	89,5%	2,1 p.p.
FSEs	1,5	0,8	100,6%
Custos com o pessoal e com benefícios sociais	0,4	0,6	(20,7)%
Rendas de Centros Electroprodutores	0,4	0,2	84,7%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,4	(0,5)	-
Custos Operacionais	2,8	1,0	181,3%
EBITDA	12,2	8,2	49,3%
EBITDA / Proveitos	74,6%	79,9%	(5,2 p.p.)
Amortizações do exercício	4,2	2,3	83,4%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,1)	(0,1)	(8,7)%
EBIT	8,1	6,0	35,6%
EBIT / Proveitos	49,5%	58,3%	(8,8 p.p.)

Número de Empregados	1S2005	1S2004	Δ%
Número de Empregados	18	15	20,0%

Investimento Operacional (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Investimento Operacional	10,5	31,4	(66,6)%
Investimento Financeiro	18,1	-	-
Total Investimento	28,6	31,4	(8,9)%



• A capacidade instalada aumentou 46 MW, comparativamente ao 1S2004, no seguimento da entrada em funcionamento de dois parques eólicos em 2004 – Vila Nova I (20 MW) em Julho de 2004 e Serra do Açor (20 MW) em Setembro de 2004 – e do reforço potência de Vila Nova I (6 MW) em Abril de 2005.

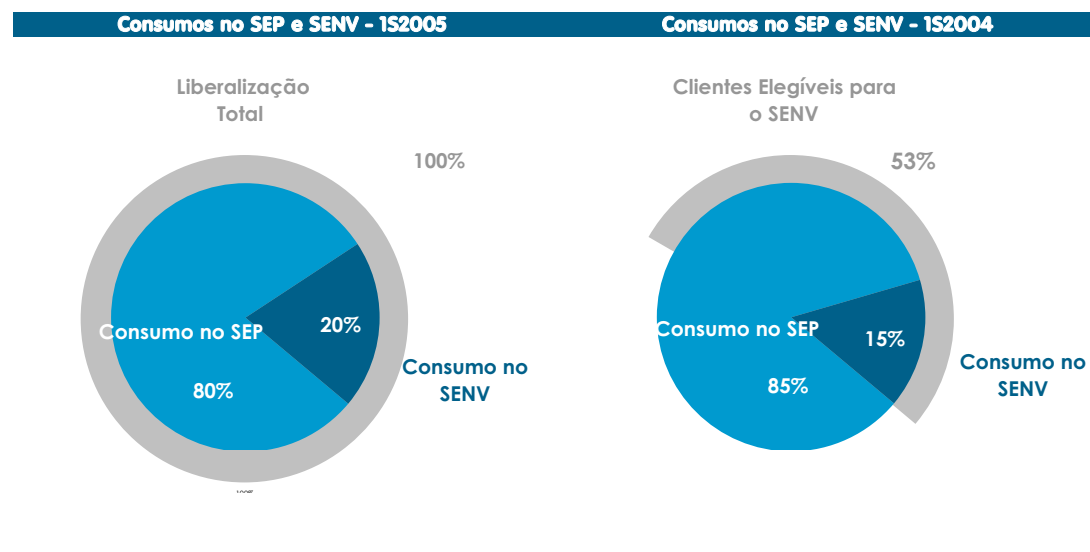
• Na sequência deste aumento de capacidade, a geração eólica aumentou 66%, alcançando um output total de 161 GWh nos primeiros 6M2005. A geração eólica foi também influenciada por um número de horas vento no 1S2005 superior ao verificado no 1S2004, resultando num aumento do factor de utilização eólico para 26,0%, quando comparado com 24,6% no mesmo período do ano passado.

• A crescente geração renovável permitiu alcançar um aumento de 63,5% na Margem Bruta. Em linha com a margem bruta, o EBITDA aumentou em 49,3% para €12,2M, apesar do aumento dos custos operacionais (sobretudo Fornecimentos e Serviços Externos e Rendas dos Centros Electroprodutores) devido à nova capacidade que entrou em serviço.

• Os FSEs aumentam principalmente devido aos custos de manutenção que um parque eólico com mais de 2 anos de funcionamento requer (antes destes dois anos, os parques estão dentro do período de garantia). No 1S2005, a Enernova detinha 65 MW com mais de dois anos de funcionamento, enquanto que no 1S2004 estes totalizavam apenas 41 MW. As rendas dizem respeito a um encargo variável, sobre a forma de uma percentagem da energia vendida paga a autarquias e proprietários dos terrenos, resultando num aumento nos custos como consequência do aumento da capacidade.

• Os investimentos realizados no 1S2005 totalizaram €28,6M, tendo sido a maioria canalizado para novos parques eólicos. Do total investido, €18,1M dizem respeito ao investimento financeiro feito na EASA, no 1T2005. Com esta transacção a Enernova adquiriu 2 novos parques eólicos com 53 MW de capacidade instalada em desenvolvimento, onde se prevê que 12 MW entrem em funcionamento em Setembro 2005 e os restantes 42 MW em Junho 2006. A conclusão desta transacção está dependente da decisão de não oposição por parte da Autoridade da Concorrência Portuguesa. O investimento operacional totalizou €10,5M no período e diz respeito, principalmente, aos investimentos feitos nos parques Vila Nova I e Serra do Açor, bem como no reforço potência de Vila Nova I. Adicionalmente, a Enernova está a trabalhar no reforço potência dos parques Pena Suar (+6 MW - 4Q2005) e Fonte da Quelha / Alto do Talefe (+3 MW - 4Q2005).

Electricidade Distribuída (GWh)	1S2005	1S2004 ⁽¹⁾	Δ%
Electricidade Entregue na Distribuição	23.634	22.128	6,8%
Vendas a centrais do Grupo EDP	(6)	(7)	16,2%
Consumos próprios da distribuição	(16)	(16)	-1,1%
Perdas da distribuição	(1.819)	(1.704)	-6,8%
Total das Vendas de Electricidade ⁽²⁾	21.792	20.400	6,8%
Vendas de Electricidade - SEP ⁽³⁾	17.370	17.251	0,7%
MAT (Muito Alta Tensão)	657	606	8,5%
AT (Alta Tensão)	2.527	2.053	23,1%
MT (Média Tensão)	2.653	3.378	-21,5%
BTE (Baixa Tensão Especial)	1.285	1.555	-17,4%
BT (Baixa Tensão)	9.528	8.995	5,9%
IP (Iluminação Pública)	720	664	8,5%
Vendas de Electricidade - SENV ⁽⁴⁾	4.422	3.149	40,4%
EDP	2.890	2.177	32,7%
MAT (Muito Alta Tensão)	24	-	-
AT (Alta Tensão)	24	17	43,8%
MT (Média Tensão)	2.607	2.161	20,7%
BTE (Baixa Tensão Especial)	235	-	-
Outros	1.532	972	57,6%
AT (Alta Tensão)	23	10	125,2%
MT (Média Tensão)	1.429	962	48,6%
BTE (Baixa Tensão Especial)	80	-	-
Número de Consumidores ⁽⁵⁾	1S2005	1S2004	Δ
Consumidores SEP ⁽³⁾	5.850.178	5.773.909	76.269
MAT (Muito Alta Tensão)	19	18	1
AT (Alta Tensão)	155	142	13
MT (Média Tensão)	16.978	18.516	(1.538)
BTE (Baixa Tensão Especial)	23.139	28.691	(5.552)
BT (Baixa Tensão)	5.765.013	5.683.413	81.600
IP (Iluminação Pública)	44.874	43.129	1.745
Consumidores no SENV ⁽⁴⁾	10.840	2.602	8.238
EDP	7.773	1.906	5.867
MAT (Muito Alta Tensão)	1	-	1
AT (Alta Tensão)	5	1	4
MT (Média Tensão)	2.919	1.905	1.014
BTE (Baixa Tensão Especial)	4.848	-	4.848
Outros	3.067	696	2.371
AT (Alta Tensão)	3	1	2
MT (Média Tensão)	1.456	695	761
BTE (Baixa Tensão Especial)	1.608	-	1.608
Número de Consumidores ⁽²⁾	5.861.018	5.776.511	84.507
Var. Anual (%)			1,5%



• No 1S2005, a procura de electricidade registou um crescimento anual de 6,8%, para 21,8 TWh. O consumo beneficiou de um Inverno rigoroso (1,4p.p.) e do facto dos co-geradores terem optado por vender toda a energia produzida à tarifa de regime especial, recomprando ao sistema, a preços inferiores, a energia de que necessitam. De notar também que o crescimento do consumo de electricidade em Portugal reflecte o facto de o consumo de electricidade per capita estar 34% abaixo da média Europeia.

• A liberalização total do mercado ocorreu em Agosto de 2004 com a extensão da elegibilidade a todos os consumidores de BT. A regulação aplicável foi publicada em Janeiro e Julho de 2005, no entanto, a possibilidade de opção pelo mercado não vinculado por parte dos clientes de BT ainda está dependente do desenvolvimento de soluções em matéria de suporte informático.

• As vendas de energia no SEP aumentaram apenas 0,7%, reflectindo a passagem de alguns clientes de MT e BTE para o sistema não vinculado. O crescimento nas vendas de energia para os segmentos de MAT e AT reflecte o aumento no número de clientes da EDP bem como o facto de um grande cliente industrial ter interrompido a sua actividade durante o mês de Junho de 2004.

⁽¹⁾ O Balanço Energético para o 1S2004 foi ajustado em 15,5 GWh relativos à inclusão das vendas da Energin e Soporgen como "Vendas ao Grupo EDP para consumo final".

⁽²⁾ Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final

⁽³⁾ SEP - Sistema Eléctrico Público

⁽⁴⁾ SENV - Sistema Eléctrico Não-Vinculado

⁽⁵⁾ Inclui empresas do Grupo EDP

Os proveitos permitidos da EDPD diminuíram 2,7% no período:

(a) Os proveitos permitidos para o Uso da Rede de Distribuição (URD) aumentaram 1,8%, sendo que o aumento na electricidade distribuída mais do que compensou a redução de 4% do proveito médio unitário para esta actividade;

(b) Os proveitos permitidos para as actividades de Comercialização de Redes (CREDES) e Comercialização no SEP (CSEP), diminuíram 20% devido: (i) a uma redução na taxa de remuneração dos activos regulados de 9,0% para 8,5%; (ii) a uma redução de 13,8% nos custos da estrutura comercial; e (iii) a uma menor base de activos regulada afecta à actividade de CREDES, devido à re-alocação de subsídios ao investimento da actividade de URD para a CREDES na última revisão tarifária (sem impacto no valor total dos activos afectos às 3 actividades reguladas);

(c) Os proveitos permitidos para o 1S2005 incluem também €18,9M relativos à recuperação (pelas tarifas) dos custos incorridos com o Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) na EDPD.

• As compras de electricidade aumentaram 12,8% no período em análise, devido: (i) a um aumento na electricidade distribuída; (ii) a um aumento de 44% na tarifa média do Uso Global do Sistema (UGS), no seguimento da revisão tarifária para o ano 2005 e resultado de um aumento da Produção em Regime Especial, que se

Vendas de Electric. & Mg. Bruta (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
MAT (Muito Alta Tensão)	29,4	25,0	17,3%
AT (Alta Tensão)	128,4	96,4	33,2%
MT (Média Tensão)	218,8	251,6	-13,0%
BTE (Baixa Tensão Especial)	126,9	152,1	-16,6%
BT (Baixa Tensão)	1.219,6	1.221,0	-0,1%
IP (Iluminação Pública)	50,4	55,2	-8,8%
Descontos de Interruptibilidade	(17,1)	(14,3)	-19,5%
Descontos de Correção Tarifária	0,0	(0,2)	-
Vendas de Electricidade - SEP	1.756,4	1.786,9	-1,7%
Vendas de Electricidade - SENV	99,6	58,3	71,0%
Vendas de Electricidade	1.856,0	1.845,1	0,6%
Compras de Electricidade	1.278,8	1.133,4	12,8%
Margem Bruta de Electricidade	577,1	711,8	-18,9%

Diferença Tarif. a Recuperar/(Devolver) (€M)	1S2005	1S2004	Δ%
Proveitos Permitidos	615,6	632,9	-2,7%
Margem Bruta de Electricidade	577,1	711,8	-18,9%
Diferença Tarif. a Recuperar/(Devolver) (€M)	38,5	(78,8)	-

Proveitos Permitidos (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Proveito Unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	8,3	9,5	-12,8%
Energia entregue em AT/MT (GWh)	21.871	20.547	6,4%
Proveitos permitidos URD: BT (€ / MWh)	24,5	23,9	2,6%
Energia entregue em BT (GWh)	11.848	11.215	5,6%
Proveitos permitidos para a actividade de URD	470,8	462,4	1,8%
Valor médio dos activos afectos à CREDES (liqº de amortiz.)	138,8	168,0	-17,4%
Remuneração para os activos afectos à CREDES (%)	8,5	9,0	-5,6%
Amortizações dos activos afectos à CREDES	23,8	35,2	-32,3%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CREDES	29,3	30,3	-3,4%
Proveitos permitidos para a actividade de CREDES	64,9	80,6	-19,5%
Valor médio dos activos afectos à CSEP (liqº de amortiz.)	24,5	23,6	3,9%
Remuneração para os activos afectos à CSEP (%)	8,5	9,0	-5,6%
Amortizações dos activos afectos à CSEP	3,3	4,4	-25,8%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CSEP	33,8	42,8	-21,1%
Proveitos permitidos para a actividade de CSEP	39,1	49,3	-20,7%
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para URD	6,8	(3,6)	-
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para CREDES	0,7	0,3	95,8%
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para CSEP	0,7	0,2	-
Ajust. tarif. ano t-2 para URD, CSEP e CREDES	8,1	(3,1)	-
Ajust. tarifário ano t-2 na Compra/Venda de Energia	17,3	33,0	-47,7%
Ajust. tarifário ano t-1 na Compra/Venda de Energia	(3,5)	10,6	-
Ajust. tarif. anos t-1 & t-2 na Compra e Venda de Energia	13,8	43,7	-68,4%
Recuperação Custos PAR	18,9	-	-
Proveitos Permitidos	615,6	632,9	-2,7%

reflectiu num aumento de €64,4M dos custos com esta actividade (um pass-through para a tarifa); e (iii) a um aumento de €81,7M nos custos com combustíveis relacionado com uma variação nos ajustamentos trimestrais – os ajustamentos nos custos com combustíveis ascenderam a €73,5M no 1S2005 dos quais €21,2M, relacionados com os segmentos de AT/MT, foram recuperados na tarifa no 1S2005, e €52,3M, relacionados com o segmento de BT, serão recuperados nas tarifas em 2006.

• A margem bruta de electricidade caiu 18,9% no período:

(a) A procura de electricidade para o 1S2004 ficou acima da estimada pela ERSE para o período, o que se reflectiu numa diferença tarifária negativa de €78,8M entre o proveito permitido e a margem bruta de electricidade;

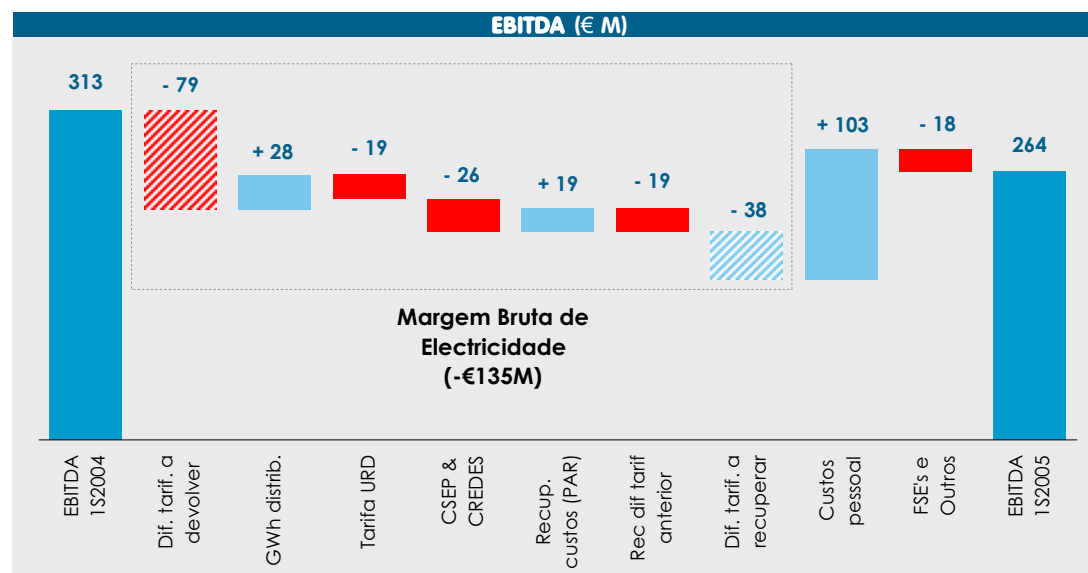
(b) A margem bruta de electricidade no 1S2005 ficou €38,5M abaixo dos proveitos permitidos para o período devido: (i) a um desvio de €52,3M acima mencionado nos custos com combustíveis (segmento de BT), a recuperar no próximo ano; (ii) que foi parcialmente compensado pelo facto da procura real de electricidade ter ficado 6,4% acima da estimada pela ERSE para o período, implicando a devolução às tarifas, por parte da EDPD, da componente fixa das compras de electricidade recebida em excesso através das tarifas.

DR Operacional (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Vendas de electricidade	1.856,0	1.845,1	0,6%
Prestação de serviços	14,2	10,7	33,0%
Outras vendas	1,5	1,3	17,0%
Proveitos Operacionais	1.871,8	1.857,1	0,8%
Compras de electricidade	1.278,8	1.133,4	12,8%
Materiais	7,4	7,6	-2,3%
Custos Directos da Actividade	1.286,3	1.141,0	12,7%
Margem Bruta	585,5	716,2	-18,2%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	31,3%	38,6%	-7,3p.p.
FSEs Grupo	52,8	48,9	8,0%
FSEs Terceiros	66,2	56,9	16,3%
Custos com o pessoal	95,9	100,7	-4,8%
Custos com benefícios sociais	9,7	108,8	-91,1%
Rendas de concessão	100,9	92,7	8,8%
Outros custos (proveitos) operacionais	(4,0)	(4,5)	9,8%
Custos Operacionais	321,4	403,5	-20,4%
EBITDA	264,1	312,6	-15,5%
EBITDA/Proveitos Operacionais	14,1%	16,8%	-2,7p.p.
Amortizações	164,9	161,4	2,2%
Compensação amort. activos subsidiados	(38,5)	(36,9)	-4,4%
EBIT	137,7	188,1	-26,8%
EBIT/Proveitos Operacionais	7,4%	10,1%	-2,8p.p.

Número de Empregados	1S2005	1S2004	Δ
Número de Empregados	5.438	6.176	(738)
GWh Distribuído / Trabalhador	4,0	3,3	21,3%

Tempo de Interrupção Equivalente (min.)	1S2005	1S2004	Δ%
Tempo de Interrupção Equivalente	82	100	-17,6%

Investimento Operacional	1S2005	1S2004	Δ%
Rede de distribuição	186,9	171,2	9,2%
Outros investimentos	8,2	12,2	-33,3%
Encargos financeiros capitalizados	5,8	4,9	19,0%
Investimento Operacional	200,8	188,3	6,7%
Subsídios ao investimento - Numerário	41,1	39,1	5,1%
Subsídios ao investimento - Especie	27,2	31,1	-12,4%
(-) Total de Subsídios ao Investimento	68,3	70,1	-2,7%
Investimento Operacional Líq. de Subsídios	132,6	118,1	12,2%



• Os FSEs Grupo aumentaram 8,0% no período, reflectindo: (i) um aumento de €5,2M nos custos com TI (devido a melhorias no prazo de facturação no 1S2005); e (ii) um aumento nos custos de gestão prestados pela EDP Valor (+€2,0M), que foram parcialmente compensados pela contabilização, enquanto “terceiros”, dos FSEs de suporte comercial prestados pela Edinfor (-€4,2M do 1S2004), no seguimento da venda de 60% da Edinfor à LogicaCMG.

• Os FSEs Terceiros aumentaram 16,3%, devido: (i) a um aumento de €3,2M em despesas de instalação com o re-branding da rede de lojas da EDPD; (ii) à contabilização dos FSEs prestados pela Edinfor enquanto “terceiros” (€3,8M) e (iii) a um aumento de €1,3M nos custos de conservação e reparação devido a um maior recurso a contratação externa na sequência da redução do número de empregados.

• Os custos com pessoal diminuíram 4,8% traduzindo: (i) uma redução de 12% no número de empregados, que se reflectiu numa diminuição de 4,2% dos custos com pessoal activo (após aumento salarial médio de 2,9% em 2005); e (iii) menores custos com indemnizações (-€4,9M tendo sido registados €6,6M no 1S2004).

• Os custos com benefícios sociais caíram 91,1% no período, devido: (i) à contabilização no 1S2004 de um custo de €44,3M (VAL) relacionado com o Programa de Apoio à Restruturação; (ii) à contabilização no 1S2004 de €8,2M de custos relacionados com prémios de passagem à “reforma flexível” (antecipação à idade da reforma); (iii) a um aumento de €17,9M nos prémios para pensões do 1S2004 para contemplar a insuficiência identificada no estudo actuarial do ano 2004; e (iv) a uma diminuição de €22,3M nos prémios para pensões do 1S2005 para reflectir o excesso identificado pelo estudo actuarial do ano 2005. Em ambos os semestres, os salários com pré-reformados foram compensados pela utilização de uma provisão criada para este fim na EDPD.

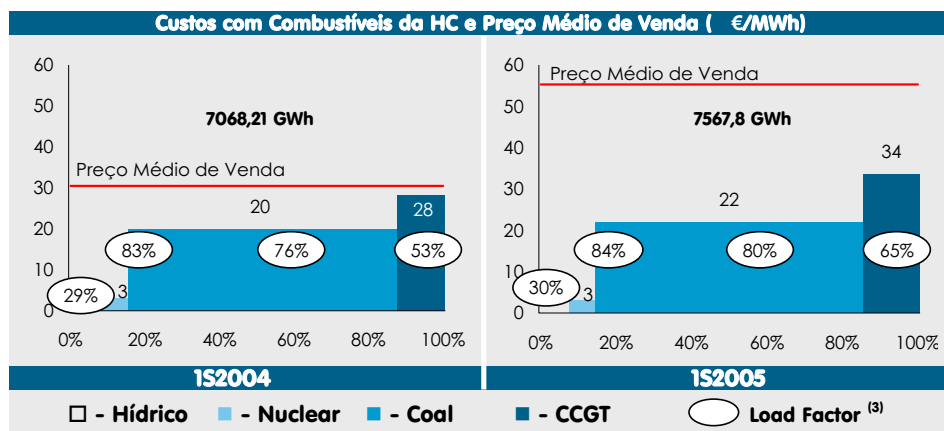
• O investimento operacional na rede de distribuição aumentou 9,2% no período, o que em conjunto com condições meteorológicas favoráveis, possibilitou uma melhoria de 17,6% no TIE.

Hidrocontábrico - Produção & Comercialização



Balço Energético em Espanha (GWh)	1S2005	1S2004	Δ%
Hídrica	11.270	18.218	-38,1%
Nuclear	27.185	31.933	-14,9%
Térmica (Clássica)	43.879	39.115	12,2%
CCGT	22.102	12.185	81,4%
(-) Auto-consumos e bombagem	(7.681)	(6.273)	-22,4%
Produção Convencional	96.754	95.178	1,7%
Regime Especial	26.851	23.417	14,7%
Importação / (Exportação)	1.007	(2.098)	-
Consumo Referido à Emissão	124.612	116.497	7,0%

Fonte: REE



Produção Liqª de Electricidade da HC (GWh)	1S2005	1S2004	Δ%
Hidroeléctrica	557	544	2,4%
Nuclear	575	568	1,3%
Aboño	3.223	3.432	-6,1%
Soto de Ribera	2.120	1.620	30,9%
Termoeléctrica (clássica)	5.343	5.052	5,8%
CCGT Castejón	1.093	905	20,8%
Produção Total	7.568	7.068	7,1%
Bombagem	(82)	(32)	-
Energia entregue na Pool	7.486	7.036	6,4%
Quota de Mercado da Hidrocontábrico	6,9%	7,4%	-

Produção - Preços Venda e Custos Comb.	1S2005	1S2004	Δ%
Preço Médio de Venda da HC (€/MWh) ⁽¹⁾	55,4	30,5	81,5%
Custo Médio dos Combustíveis (€/MWh) ⁽²⁾	22,3	19,7	13,1%

Comercialização - Vendas Energia a Clientes	1S2005	1S2004	Δ%
Electricidade Fornecida - GWh	2.420	2.157	12,2%
Vendas de Electricidade - € M	130,8	122,5	6,7%
Número de Clientes	7.078	5.628	25,8%

Margem Bruta (Produção + Comercialização)	1S2005	1S2004	Δ%
Proveitos Operacionais	569,8	365,9	55,7%
Custos Directos da Actividade	360,8	232,8	55,0%
Margem Bruta	209,0	133,1	57,0%

• No 1S2005, a procura de electricidade no mercado espanhol apresentou um crescimento de 7,0% face ao período homólogo, ou 4,1% quando corrigido dos efeitos de temperatura e dias úteis. A Hidrocontábrico apresentou um crescimento de 7,1% na produção de electricidade no 1S2005 devido a: i) um aumento generalizado da produção das centrais termoeléctricas num período extremamente seco (o coeficiente de hidraulicidade em Espanha caiu de 0,82 no 1S2004 para 0,45 no 1S2005); ii) uma menor utilização do grupo Aboño 2 (536 MW) devido a paragens para reparações; e iii) uma paragem programada no grupo Soto II (236 MW) devido à revisão geral tri-anual.

• A margem bruta da actividade de Produção e Comercialização apresentou um crescimento de 57,0% em relação ao 1S2004, no seguimento: i) do forte aumento do preço médio de venda para a pool da actividade de Produção, com um impacto positivo de €188M na margem bruta; ii) do aumento marginal do custo médio com combustíveis, com um impacto negativo €19M; iii) uma provisão de €8,5M relacionado com o consumo em excesso de licenças de CO2 num período extremamente seco; iv) do aumento do preço médio de compra na pool da actividade de Comercialização (€69M); e iv) do facto que no 1S2004 a HC conseguiu recuperar €14,6M de CTCs.

• Os preços da pool no 1S2005 continuaram a apresentar níveis elevados, registando uma média de €57,2/MWh no 1S2005 vs. €31,6/MWh no 1S2004, no seguimento de um período extremamente seco, num contexto de custos com combustíveis elevados e forte crescimento da procura no pico. O aumento dos custos de produção do sistema não foi compensado pelo aumento das receitas reguladas, traduzindo-se num défice tarifário para o sistema. De acordo com a legislação espanhola a Hidrocontábrico é responsável pelo financiamento de 6,08% desta diferença tarifária, ascendendo a €88,9M no 1S2005. Seguindo o mesmo procedimento contabilístico do 1T2005, este montante não foi deduzido às vendas, tendo sido contabilizado como um activo a receber devido à elevada probabilidade da sua recuperação.

• O custo médio com combustíveis aumentou 13,1% em relação ao 1S2004, devido ao aumento dos custos com gás natural desde o 2S2004, explicado pela subida dos preços petróleo. Não obstante, a HC conseguiu reduzir o custo variável médio das suas centrais a carvão em 2,5% e 6,2% em comparação com o 1T2005 e o 4T2004, respectivamente.

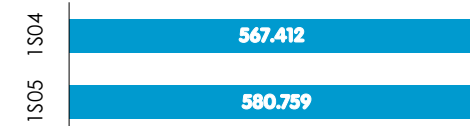
• No 1S2005 as centrais térmicas da HC emitiram 6M de toneladas de CO2. No seguimento de um período extremamente seco, o que resultou numa maior utilização das centrais térmicas, as emissões de CO2 ultrapassaram em 0,3M de toneladas o consumo previsto de licenças para o período. Para este efeito a HC contabilizou €8,5M de provisão nos custos directos. Para o período 2005-2007, a HC tem licenças de CO2 correspondentes a 34,7M de toneladas.

⁽¹⁾Inclui mercado grossista, serviços de suporte e pagamentos de capacidade. ⁽²⁾Excluindo emissão hidroeléctrica. ⁽³⁾Load Factor: número de horas equivalentes às horas de serviços de uma central em relação ao número de horas do período.

Distrib. Electricidade (GWh)	1S2005	1S2004	Δ%
Baixa Tensão	1.224	1.154	6,1%
Média Tensão	546	515	6,0%
Alta Tensão	2.902	2.863	1,4%
Electricidade Distribuída	4.672	4.532	3,1%
dos quais: clientes acesso	760	693	9,7%

Distrib. Electricidade (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Transmissão	3,8	3,8	-0,0%
Distribuição	48,0	46,9	2,4%
Comercialização	3,7	3,6	3,1%
Proveito Permitido	55,6	54,3	2,3%

Consumidores Distribuição Electricidade

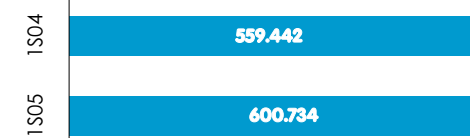


Os proveitos regulados da actividade de **Distribuição de Electricidade** apresentaram um crescimento de 2,3% em relação ao período homólogo, no seguimento do aumento da remuneração para as actividades reguladas reconhecido na tarifa de 2005. De acordo com o Real Decreto que define o proveito permitido para as actividades reguladas para 2005, dos €2.942,7M atribuídos à actividade de distribuição de electricidade, €93,7M ou 3,2% foram atribuídos à Hidrocantábrico.

Distribuição Gás (GWh) ⁽¹⁾	1S2005	1S2004	Δ%
Gás distrib. a clientes directos	4.463	4.095	9,0%
Gás distrib. a clientes acesso	7.538	7.544	-0,1%
Gás Distribuído	12.002	11.639	3,1%

Distribuição Gás (€ M) ⁽¹⁾	1S2005	1S2004	Δ%
Transmissão	5,9	5,4	8,7%
Distribuição	54,5	48,1	13,3%
Comercialização	7,1	7,1	-0,2%
Proveito Permitido	67,5	60,6	11,3%

Consumidores Distribuição de Gás



Gás Comercializado (GWh)	1S2005	1S2004	Δ%
Gás Comercializado	5.427	4.255	27,5%

Vendas de Gás (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Vendas de Gás	77,1	54,2	42,2%

Clientes Comercialização de Gás



No 1S2005 o **consumo no sector de gás** em Espanha aumentou cerca de 20%. O sector eléctrico, baseado na tecnologia CCGT, contribuiu com 75% para este aumento devido ao período extremamente seco em Espanha. Excluindo o sector eléctrico, a procura convencional de gás aumentou 6% devido às baixas temperaturas no Inverno e ao aumento do número de clientes, principalmente no segmento liberalizado.

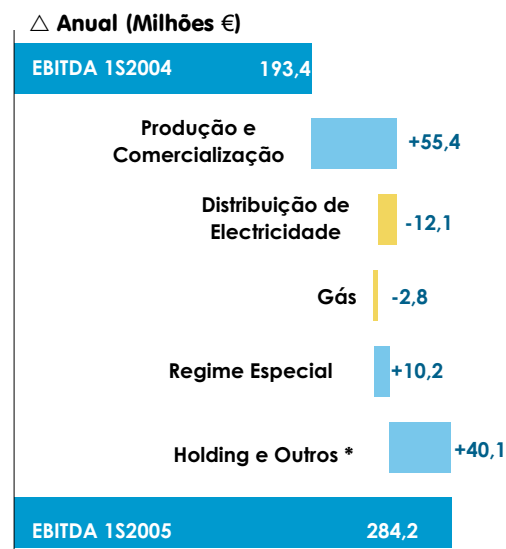
O volume de **Gás Distribuído** pela Hidrocantábrico aumentou 3,1%, enquanto que o número de consumidores cresceu 7,4% (+41.292 em comparação com o 1S2004). De acordo com a Ordem Ministerial que define o proveito permitido para as actividades reguladas do sector do gás para 2005, dos €1.179,7M atribuídos à actividade de distribuição de gás, €120,8M ou 10% foram atribuídos à Naturcorp e suas subsidiárias (€108,9 milhões se considerarmos o método de consolidação das subsidiárias da Naturcorp). Este montante representa um crescimento de 12% em relação ao proveito permitido atribuído em 2004, reflectindo o crescimento estimado para 2005, em termos de volume de procura e número de consumidores, para a actividade de gás da Hidrocantábrico.

A **Comercialização de Gás** apresentou um aumento de 27,5% nos volumes comercializados a clientes liberalizados, reflectindo o forte aumento do número de clientes. Este aumento é o resultado de uma eficiente campanha na oferta “dual-fuel” (electricidade+gás) lançada no 2T2005. Com esta campanha a Hidrocantábrico está a conseguir manter os clientes que optam por mudar do mercado regulado para o mercado não regulado. Deste modo, a Hidrocantábrico conseguiu aumentar a sua quota no mercado liberalizado (excluindo a comercialização para o sector eléctrico) de 4% no 1S2004 para 5% no 1S2005.

Considerando o **mercado de gás regulado e liberalizado**, a Hidrocantábrico vendeu 9.890 GWh a clientes directos no 1S2005, o que representa um aumento de 18% face ao 1S2004. Assim, a quota de mercado da Hidrocantábrico no retalho do gás em Espanha, aumentou de 6% no 1S2004 para 7% no 1S2005 (excluindo a comercialização para o sector eléctrico).

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

Áreas de Negócio	Produção & Comerc.			Distribuição Electricidade			Gás			Regime Especial		
	1S2005	1S2004	Δ%	1S2005	1S2004	Δ%	1S2005	1S2004	Δ%	1S2005	1S2004	Δ%
Receitas	569,8	365,9	55,7%	313,3	205,9	52,2%	372,4	339,0	9,8%	56,7	26,0	118,1%
Custos Directos	360,8	232,8	55,0%	254,2	147,8	72,0%	289,7	260,9	11,1%	26,6	6,3	320,0%
Margem Bruta	209,0	133,1	57,0%	59,1	58,1	1,8%	82,7	78,2	5,8%	30,1	19,6	53,0%
Margem Bruta/Receitas	36,7%	36,4%	0,3 p.p.	18,9%	28,2%	-9,4 p.p.	22,2%	23,1%	-0,8 p.p.	53,0%	75,6%	-22,6 p.p.
Custos com o pessoal	19,4	19,9	-2,1%	11,5	10,3	11,5%	9,4	7,9	19,7%	4,1	3,3	22,5%
Outros custos (Liq.)	37,1	16,2	129,5%	21,2	9,2	129,3%	17,4	11,6	49,6%	4,7	5,2	-10,1%
Custos Operacionais	56,6	36,0	57,0%	32,6	19,5	67,2%	26,8	19,5	37,5%	8,8	8,5	2,6%
EBITDA	152,4	97,1	57,0%	26,5	38,6	-31,3%	55,9	58,7	-4,7%	21,3	11,1	91,7%
EBITDA/Receitas	26,8%	26,5%	0,2 p.p.	8,5%	18,8%	-10,3 p.p.	15,0%	17,3%	-2,3 p.p.	37,6%	42,8%	-5,2 p.p.
Amortizações	47,8	47,2	1,2%	15,7	15,0	4,3%	16,0	15,1	6,3%	12,3	5,1	143,5%
Comp. amort. activos subsidiados	(0,1)	(0,1)	0,0%	(0,9)	(0,8)	-17,4%	(0,8)	(0,6)	-33,0%	(0,1)	(0,1)	-10,9%
EBIT	104,7	50,0	109,6%	11,8	24,4	-51,6%	40,7	44,2	-8,0%	9,1	6,2	48,0%
EBIT/Receitas	18,4%	13,7%	4,7 p.p.	3,8%	11,8%	-8,1 p.p.	10,9%	13,0%	-2,1 p.p.	16,1%	23,7%	-7,6 p.p.
Investimento Operacional	12,9	10,7	21,0%	19,0	15,8	20,3%	14,9	24,1	-38,3%	70,5	81,4	-13,3%
# empregados	579	619	-6,5%	366	351	4,3%	302	280	7,9%	135	96	40,6%



Produção e Comercialização: O EBITDA da actividade de produção e comercialização de electricidade apresentou um crescimento de 57,0% explicado pelo forte aumento da margem bruta. Os custos operacionais foram influenciados por i) custos anteriormente contabilizados ao nível da holding que agora são imputados a cada actividade (€8,5M na Produção e Comercialização); e ii) uma provisão de €11,6M relacionada com a potencial perda de margem na actividade de comercialização, devido ao actual nível dos preços da pool face ao preços fixos de venda contratados com clientes liberalizados, que apenas serão renovados em 2006.

Distribuição de Electricidade: O aumento do proveito permitido atribuído à Hidrocantábrico, reconhecido na tarifa de 2005, contribuiu para o crescimento de 1,8% da margem bruta desta actividade. Os custos operacionais foram influenciados por i) custos anteriormente contabilizados ao nível da holding que agora são repercutidos na actividade de distribuição (€6,9M no 1S2005); e ii) um aumento dos custos intra-grupo associados à prestação de serviços comerciais por parte da actividade de comercialização à actividade de distribuição, cujo serviço começou a ser fornecido durante 2004 (este impacto é eliminado na consolidação).

Gás: Os resultados desta actividade reflectem a performance do Grupo Naturcorp (56,2% detido pela Hidrocantábrico). As actividades da Naturcorp englobam: i) a distribuição de gás no mercado regulado; ii) a comercialização de gás para o mercado regulado e não regulado; iii) a gestão de um contrato de fornecimento de gás de 1,1bcm com Trinidad & Tobago; e iv) a comercialização de electricidade no País Basco aproveitando a sua forte presença na região para oferecer um produto integrado de gás+electricidade. A margem bruta no 1S2005, aumentou 5,8% no seguimento do forte aumento (11%) dos proveitos da actividade, o qual foi mitigado por uma queda da margem da actividade de comercialização, explicada pelo forte aumento do custo do gás devido à subida dos preços do petróleo. É de referir que grande parte do EBITDA (90%) da actividade de gás provém da actividade de distribuição regulada, dando assim origem a cash-flows operacionais estáveis. No 1S2005, a Naturcorp lançou uma campanha de marketing para promover a sua nova imagem comercial e a oferta de um produto integrado de gás+electricidade, o que se traduziu num forte aumento de clientes e o consequente aumento de custos operacionais.

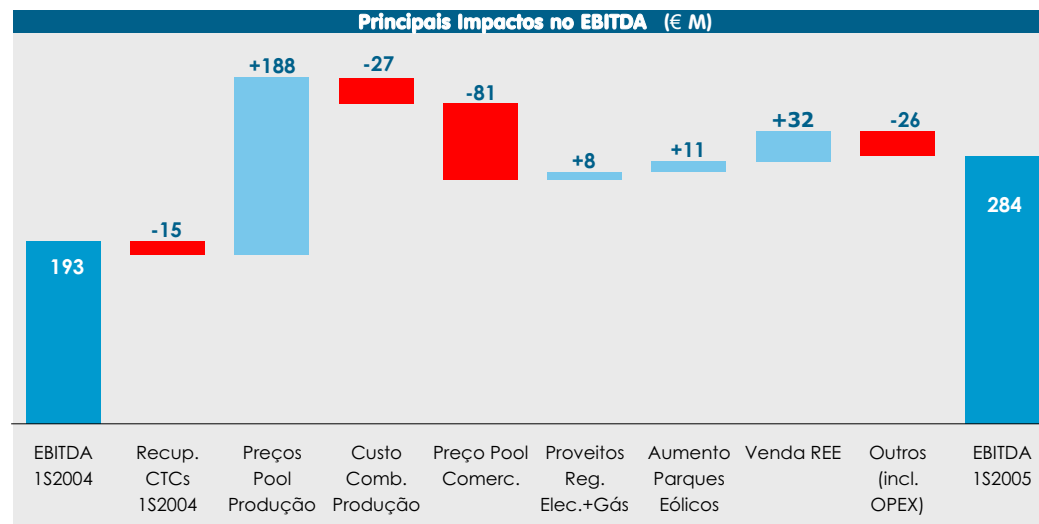
Regime Especial: A produção de electricidade aumentou 138% para os 249 GWh, devido ao aumento da capacidade instalada dos 161 MW no 1S2004 para os 346 MW no 1S2005 (+124 MW em parque eólicos, +39 MW em resíduos e +18 MW em cogeração). A energia eólica alcançou os 223 MW de capacidade instalada, aumentando a sua produção de electricidade de 107 GWh no 1S2004 para 240 GWh no 1S2005. A margem bruta da actividade de produção em regime especial aumentou de €11,3M no 1S2004 para €30,8M no 1S2005 (a diferença para os valores apresentados na tabela acima vem das actividades de construção e engenharia de projectos PREs). Em 2005, deverão entrar em funcionamento os seguintes parques eólicos: Las Lomillas (50 MW – 50% detido pela Genesa) (Julho); La Sotenera (19 MW) (Julho); La Brújula (74 MW) (Setembro); e EL Boquerón (22 MW) (Dezembro).

* Inclui mais-valia de €32M da venda de 3% da REE.

Demonstração de Resultados (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Volume de Negócios	1.224,5	879,5	39,2%
Custos Directos da Actividade	838,1	582,8	43,8%
Margem Bruta	386,4	296,7	30,2%
Margem Bruta / Proveitos	31,6%	33,7%	-2,2p.p.
Fornecimentos e serviços externos	52,6	43,1	22,0%
Custos com o pessoal e benefícios sociais	58,8	49,0	20,0%
Outros custos (ou proveitos) operacionais	(9,2)	11,2	-
Custos Operacionais	102,2	103,3	-1,1%
EBITDA	284,2	193,4	47,0%
EBITDA/Proveitos	23,2%	22,0%	1,2p.p.
Amortizações	92,8	84,3	10,2%
Compensação amort. activos subsid.	(2,0)	(1,6)	-22,2%
EBIT	193,3	110,7	74,6%
EBIT/Proveitos	15,8%	12,6%	3,2p.p.
Resultados Financeiros	(32,0)	(38,5)	16,8%
Resultados antes de impostos	161,3	72,2	123,3%
Impostos	51,3	26,9	90,7%
Interesses Minoritários	8,7	8,8	-1,4%
Resultado Líquido	101,3	36,5	177,6%

Investimento Operacional (€ M)	1S2005	1S2004	Δ%
Investimento recorrente	51,1	59,0	-13,4%
Investimento não-recorrente	68,8	74,7	-7,8%
(-) Subsídios	(10,7)	(7,5)	-42,5%
Investimento Operacional	109,2	126,1	-13,4%

Número de Empregados	1S2005	1S2004	Δ
Número de Empregados	1.621	1.569	+52



O EBITDA consolidado no 1S2005 apresentou um crescimento de 47% no seguimento:

i) do forte aumento da margem bruta, ao qual as actividade de produção e comercialização contribuíram 85% enquanto que a produção em regime especial contribuiu com 12%, a actividade de gás com 5% e a actividade de distribuição com 1%;

ii) do aumento dos FSEs devido à campanha de marketing na actividade de gás para promover uma nova imagem comercial e a oferta de um produto integrado de gás+electricidade (€2m), e também devido a um aumento da capacidade instalada na actividade de produção em regime especial (€6,3M);

iii) do aumento nos custos com pessoal explicado por uma provisão para custos com reestruturação de pessoal (€4,2M) e pelos aumentos salariais e um maior número de trabalhadores (€3,3M);

iv) de uma provisão de €11,6M devido à potencial perda de margem na actividade de comercialização, na consequência do actual nível dos preços da pool (incluído em outros custos ou proveitos);

v) da mais-valia de €31,9M na venda da participação de 3% na REE por um valor de €76M (incluído em outros custos ou proveitos).

- Os resultados financeiros melhoraram cerca de 16,8% principalmente devido à redução de 19% dos juros líquidos para €32,2M. Esta redução reflecte a substituição da dívida externa da Hidrocontábrico por suprimentos com a EDP (€1.300M a Junho de 2005), com um custo de financiamento inferior.

- A forte performance operacional da Hidrocontábrico e a mais-valia na venda da REE reflectiu-se ao nível do Resultado Líquido o qual apresentou um forte aumento.

Vendas de Energia & Margem Bruta

Distribuição (GWh)	
Electricidade entregue na distribuição	
Perdas da distribuição	
Residencial	
Industrial	
Comercial	
Outros	
Empresas de Distribuição	
Venda de electricidade a clientes	
Electricidade distribuída a clientes de acesso	
Total Distribuído	

Bandeirante

1S2005	1S2004	△%
6.810	6.623	2,8%
(696)	(584)	19,1%
1.141	1.211	-5,8%
1.847	2.228	-17,1%
663	633	4,8%
418	499	-16,2%
-	-	-
4.069	4.570	-11,0%
2.045	1.469	39,2%
6.114	6.039	1,2%

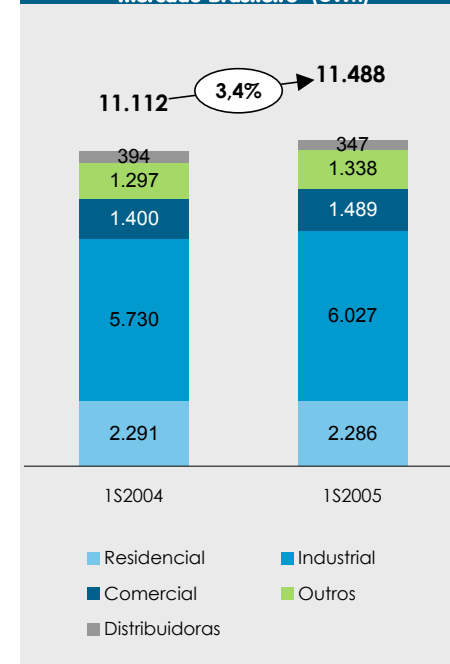
Escelsa

1S2005	1S2004	△%
4.375	4.049	8,0%
(600)	(494)	21,4%
662	619	7,0%
1.114	1.222	-8,8%
428	397	7,7%
434	414	4,8%
145	148	-2,0%
2.782	2.800	-0,6%
993	755	31,4%
3.775	3.555	6,2%

Enersul

1S2005	1S2004	△%
2.026	1.795	12,9%
(427)	(277)	54,0%
483	461	4,7%
241	290	-17,1%
313	291	7,5%
380	385	-1,2%
2	9	-81,0%
1.419	1.437	-1,2%
180	81	121,6%
1.599	1.518	5,3%

Total de Electricidade distribuída no mercado Brasileiro (GWh)



Margem Bruta (R\$ M)	
Residencial	
Industrial	
Comercial	
Outros	
Empresas de Distribuição	
Vendas de electricidade⁽¹⁾	
Electricidade distribuída a clientes de acesso	
Proveitos de electricidade	
Outras Receitas	
Receitas Totais	
(-) Custos directos da actividade	
Margem Bruta	

1S2005	1S2004	△%
376,4	357,9	5,2%
354,7	357,2	-0,7%
186,0	164,9	12,8%
89,3	91,1	-1,9%
-	-	-
1.006,5	971,0	3,7%
105,0	50,5	108,0%
1.111,4	1.021,5	8,8%
(60,4)	(68,7)	12,1%
1.051,0	952,7	10,3%
669,6	667,8	0,3%
381,4	285,0	33,9%

1S2005	1S2004	△%
184,1	171,5	7,3%
160,9	158,8	1,3%
111,2	98,4	13,0%
77,4	72,1	7,3%
14,8	13,8	7,2%
548,4	514,5	6,6%
58,7	33,2	76,7%
607,0	547,7	10,8%
15,8	(13,7)	-
622,9	534,1	16,6%
397,0	346,1	14,7%
225,9	188,0	20,2%

1S2005	1S2004	△%
161,8	132,6	22,1%
52,5	53,4	-1,5%
102,2	81,5	25,3%
85,1	69,6	22,4%
0,2	1,6	-90,5%
401,8	338,7	18,6%
14,9	3,4	336,2%
416,8	342,1	21,8%
(19,3)	(19,6)	1,6%
397,5	322,6	23,2%
203,9	184,3	10,6%
193,6	138,2	40,1%

Tarifa Média ao cliente (R\$/MWh)

247,3 212,5 16,4%

197,1 183,8 7,2%

283,2 235,8 20,1%

• O volume de distribuição de electricidade da Energias do Brasil apresentou um crescimento de 3,4% face ao período homólogo. O consumo nas áreas de concessão da Escelsa e da Enersul aumentou 6,2% e 5,3%, respectivamente, devido a um maior crescimento económico nessas regiões, temperaturas elevadas no verão e um aumento do número de clientes. Na Bandeirante, o consumo aumentou 1,2% no seguimento de uma queda no segmento residencial, compensada pelo crescimento dos segmentos industrial (clientes cativos + livres) e comercial, como resultado da forte actividade económica na região de São Paulo.

• A margem bruta da **Bandeirante** aumentou 33,9% em relação ao 1S2004, explicado pelo aumento médio tarifário de 15,95% aprovado pela ANEEL no ajustamento tarifário de Outubro de 2004 e custos com compras de electricidade inferiores ao montante reconhecido no ajustamento tarifário de Outubro (diferença de R\$31M). Este facto é explicado por i) compras de electricidade nos leilões de energia a preços inferiores; e ii) efeito positivo da valorização do Real face ao Dólar (22% desde Outubro de 2004) nas compras de electricidade à central hidroeléctrica de Itaipú. Diferenças nos custos não controláveis são passados ou devolvidos à tarifa no subsequente processo de ajustamento tarifário.

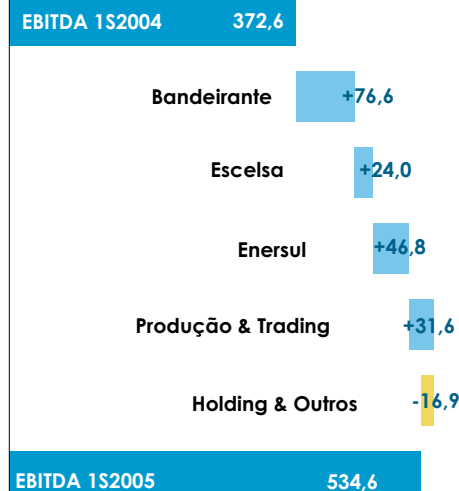
• Na **Escelsa**, a margem bruta apresentou um crescimento de 20,2% em relação ao 1S2004, explicado por um crescimento de 6,2% do consumo e um aumento médio tarifário de 4,96% aprovado na revisão tarifária de Agosto de 2004. Adicionalmente, a Escelsa também beneficiou de custos com compras de electricidade inferiores ao montante reconhecido na revisão tarifária de Agosto (diferença de R\$19M), principalmente explicado pelos menores preços de electricidade nos leilões e pelo efeito positivo da valorização do Real (25% desde Agosto de 2004) nas compras de electricidade a Itaipú.

• A margem bruta da **Enersul** apresentou um aumento de 40,1%, devido principalmente a um crescimento de 5,3% no consumo e um aumento médio tarifário de 20,69% aprovado no ajustamento tarifário de Abril de 2005. Este ajustamento inclui uma parcela de 2,46% relacionada com a correcção positiva ao aumento médio tarifário aprovado na revisão de Abril de 2003, de 42,26% para 50,81%, tendo em conta os valores finais para a Base de Remuneração Regulatória, taxa de amortização e custos aceites para o período de Abril de 2003 a Abril de 2008. O efeito retroactivo desta correcção ascende a R\$75M, os quais serão recuperados até Abril de 2008.

⁽¹⁾ Inclui a facturação da tarifa extraordinária aprovada pela ANNEEL para recuperação das perdas com o racionamento em 2001/2002 e recuperação de custos não-controláveis (Parcela A) anteriores a Out. 2001; Valores deduzidos de ICMS.

Demonstração de Resultados Milhões R\$	Bandeirante			Escelsa			Enersul			Produção & Trading		
	1S2005	1S2004	Δ%	1S2005	1S2004	Δ%	1S2005	1S2004	Δ%	1S2005	1S2004	Δ%
Proveitos Operacionais	1.051,0	952,7	10,3%	622,9	534,1	16,6%	397,5	322,6	23,2%	234,4	182,9	28,2%
Custos Directos da Actividade	669,6	667,8	0,3%	397,0	346,1	14,7%	203,9	184,3	10,6%	135,1	113,3	19,2%
Margem Bruta	381,4	285,0	33,9%	225,9	188,0	20,2%	193,6	138,2	40,1%	99,3	69,6	42,8%
Margem Bruta/Proveitos	36,3%	29,9%	6,4 p.p.	36,3%	35,2%	1,1 p.p.	48,7%	42,8%	5,8 p.p.	42,4%	38,0%	4 p.p.
Fornecimentos e serviços externos	57,9	49,0	18,1%	34,8	26,1	33,1%	27,1	18,9	43,5%	21,0	24,2	-13,1%
Custos com pessoal e benef. sociais	49,8	48,4	3,0%	38,4	37,1	3,6%	30,9	29,7	3,9%	1,9	2,8	-31,7%
Outros custos operacionais (Liq.)	33,3	23,7	40,2%	20,9	16,9	23,6%	14,2	15,0	-5,5%	2,8	0,6	391,7%
Custos Operacionais	141,0	121,1	16,4%	94,1	80,1	17,4%	72,2	63,6	13,5%	25,7	27,5	-6,6%
EBITDA	240,4	163,9	46,7%	131,8	107,9	22,2%	121,4	74,6	62,7%	73,6	42,0	75,2%
EBITDA/Proveitos	22,9%	17,2%	5,7 p.p.	21,2%	20,2%	1,0 p.p.	30,5%	23,1%	7,4 p.p.	31,4%	23,0%	8,4 p.p.
Amortizações	39,9	36,3	9,9%	31,2	27,5	13,7%	26,7	24,4	9,6%	4,2	8,3	-49,3%
EBIT	200,6	127,6	57,2%	100,6	80,4	25,1%	94,7	50,3	88,4%	69,4	33,7	105,7%
Outros indicadores:												
Investimento operacional	46,6	47,2	-1,2%	75,8	27,6	174,0%	77,4	29,7	160,2%	311,7	325,2	-4,2%
Dívida Financeira (Grupo + Terceiros)	719,1	833,7	-13,7%	1.393,0	1.802,0	-22,7%	557,4	586,8	-5,0%	813,5	546,8	48,8%
# empregados	1.219	1.211	0,7%	1.219	1.294	-5,8%	902	925	-2,5%	238	218	9,2%

Δ Anual (Milhões R\$)



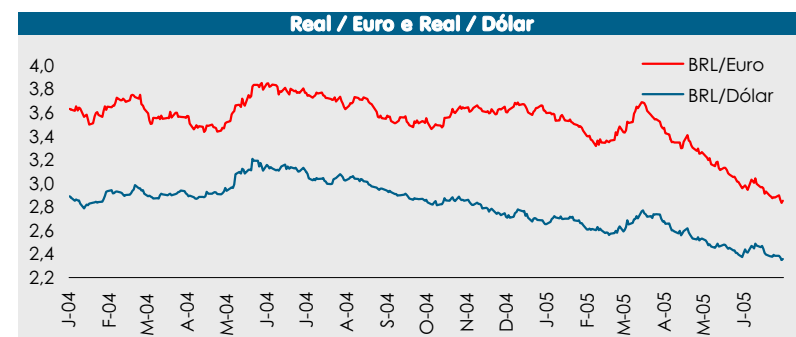
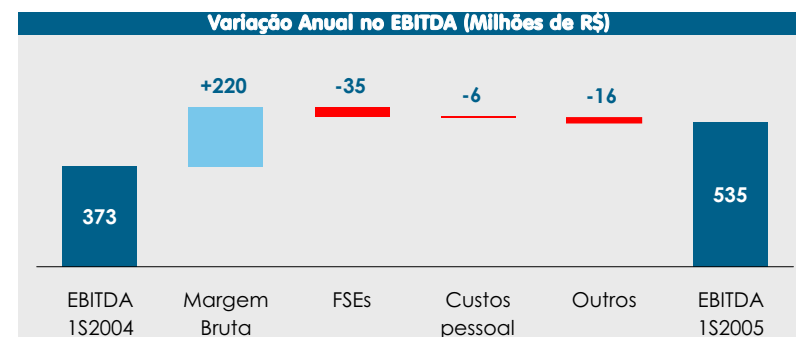
• O EBITDA da **Bandeirante** apresentou um crescimento de 46,7% no 1S2005, explicado pela boa performance da margem bruta e apesar do aumento de R\$19,9M nos custos operacionais, maioritariamente relacionado com melhorias no serviço prestado ao cliente. Em 2004, a Bandeirante implementou um programa integrado de modernização, o qual teve impacto nas licenças de software e nos serviços externos após o 1T2004. Isto inclui o sistema “Customer Care & Service” (CCS) com vista a melhor a gestão do cliente e a implementação de um sistema de informação técnica (início de 2005). Não obstante, os custos operacionais em relação à margem bruta diminuíram de 42,5% no 1S2004 para 37,0% no 1S2005.

• A **Escelsa** apresentou um aumento de 22,2% ao nível do EBITDA, explicado pelo forte crescimento da margem bruta. O aumento de 17,4% dos custos operacionais está principalmente relacionado com o acréscimo de custos com serviços devido ao outsourcing dos serviços de manutenção da rede e com o aumento dos custos relacionados com serviços de leitura de contadores, restabelecimento do fornecimento de energia e facturação, devido ao crescimento da actividade. Os custos operacionais em relação à margem bruta diminuíram de 42,6% no 1S2004 para 41,7% no 1S2005. Em relação ao investimento no período, o aumento face ao 1S2004 deve-se principalmente aos investimentos regulatórios com o programa de Universalização do consumo a todos os clientes de baixa tensão (R\$27,6M no 1S2005).

• Na **Enersul**, o forte crescimento da margem bruta foi o principal contribuidor para o aumento de 67,2% no EBITDA. A empresa incorreu em custos mais elevados com o envio de facturas devido a: i) uma decisão judicial que determinou que as facturas teriam de ser entregues pelos Correios; e ii) um aumento de 4% no número de clientes. Adicionalmente, a Enersul também apresentou um aumento dos custos relacionados com serviços de leitura de contadores, manutenção, tecnologias de informação e serviços comerciais, associados ao aumento da rede de distribuição. Os custos operacionais em relação à margem bruta diminuíram de 46,0% no 1S2004 para 37,3% no 1S2005. No 1S2005, a Enersul investiu R\$36,2M no programa de Universalização do consumo.

• O EBITDA da actividade de **Produção e Trading** aumentou 75,2% no seguimento da forte performance operacional ao nível das vendas. O direito da EDP na produção de electricidade da central hidroeléctrica do Lajeado alcançou os 759 GWh, enquanto as vendas de electricidade aumentaram 14,7% de R\$41,2M para R\$47,2M devido ao aumento da tarifa, a qual está indexada à inflação. Em relação à actividade de trading e comercialização, a Enertrade aumentou em 36% o volume de vendas comercializado de 2.336 GWh no 1S2004 para 3.179 GWh no 1S2005. O aumento do investimento na actividade de produção está relacionado com a construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical, cujo investimento no período foi R\$307,8M. Para 2005, espera-se que o investimento do projecto ascenda a R\$540M e em 2006 a R\$186M, data da sua entrada em serviço.

Demonstração de Resultados	Milhões de R\$			Milhões de €		
	1S2005	1S2004	Δ%	1S2005	1S2004	Δ%
Proveitos Operacionais	2.185,6	1.906,1	14,7%	665,7	524,1	27,0%
Custos Directos da Actividade	1.284,9	1.225,3	4,9%	391,4	336,9	16,2%
Margem Bruta	900,7	680,8	32,3%	274,4	187,2	46,6%
Margem Bruta/Proveitos	41,2%	35,7%	5,5p.p.	41,2%	35,7%	5,5p.p.
Fornecimentos e serviços externos	160,5	125,2	28,2%	48,9	34,4	42,0%
Custos com pessoal e benef. sociais	132,8	126,5	5,0%	40,5	34,8	16,3%
Outros custos operacionais (Liq.)	72,8	56,5	28,8%	22,2	15,5	42,7%
Custos Operacionais	366,1	308,2	18,8%	111,5	84,8	31,6%
EBITDA	534,6	372,6	43,5%	162,8	102,4	58,9%
EBITDA / Proveitos	24,5%	19,5%	4,9p.p.	24,5%	19,5%	4,9p.p.
Amortizações	102,1	96,7	5,5%	31,1	26,6	16,9%
EBIT	432,5	275,8	56,8%	131,7	75,8	73,7%
EBIT / Proveitos	19,8%	14,5%	5,3p.p.	19,8%	14,5%	5,3p.p.
Resultado Financeiro	(60,0)	(272,5)	78,0%	(18,3)	(74,9)	75,6%
Resultado Antes de Impostos	372,4	3,3	-	113,4	0,9	-
Impostos	162,7	24,1	-	49,6	6,6	-
Interesses Minoritários	0,2	(30,2)	-	0,1	(8,3)	-
Resultado Líquido	209,5	9,4	-	63,8	2,6	-



• O EBITDA das actividades da EDP no Brasil aumentou 43,5% no seguimento do crescimento da procura e dos aumentos tarifários. A actividade de distribuição contribuiu com 86% para o crescimento da margem bruta, enquanto que a actividade de Produção e Trading com 14%.

• O aumento de 18,8% dos custos operacionais no 1S2005 está principalmente relacionada com: i) melhorias no serviço prestado aos clientes da actividade de distribuição; ii) melhorias operacionais, essencialmente através de serviços de manutenção da rede de distribuição e incremento dos cortes de electricidade em caso de cobrança duvidosa e subsequente restabelecimento do fornecimento de energia; e iii) aumento de custos relacionados com o crescimento da actividade. Os custos com pessoal aumentaram a um ritmo inferior à inflação, beneficiando da redução do número de trabalhadores no período (-73 vs. 1S2004), principalmente na actividade de distribuição.

• Os resultados financeiros apresentaram uma melhoria de R\$212,5M no 1S2005, principalmente devido ao efeito da valorização do Real face ao Dólar (+13% em 2005) na dívida denominada em dólares. O montante de diferenças cambiais melhorou de -R\$115,2M no 1S2004 para +R\$183,4M no 1S2005. A dívida denominada em dólares inclui principalmente US\$431M das Senior Notes da Escelsa e US\$100M na Bandeirante relacionados com o empréstimo obtido com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). A cobertura da dívida da Bandeirante com o BID mitigou parcialmente os fortes ganhos cambiais no período, com uma perda de R\$52,6M. Quanto à Escelsa, é de referir que a Junho de 2005 a EDP detinha 83% das Senior Notes da Escelsa.

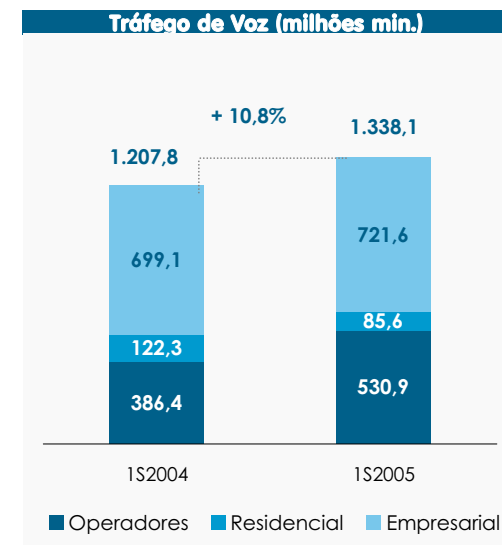
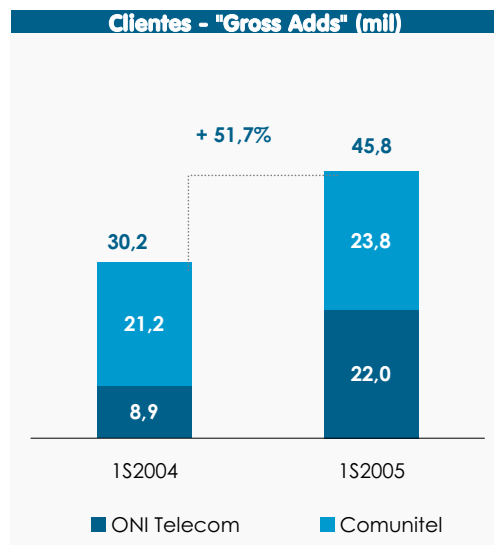
• No seguimento da reorganização societária implementada em Abril de 2005, com a migração dos accionistas minoritários das subsidiárias de distribuição para a Energias do Brasil, a EDP reduziu a sua participação na Energias do Brasil de 100% para 69%. Em Julho de 2005, as acções da Energias do Brasil foram admitidas à negociação através de uma Oferta Pública de Subscrição. Após esta operação e conversão para capital de R\$670M referentes aos Senior Notes da Escelsa detidos pela EDP, a participação da EDP reduziu-se para 66%.

• O Resultado Líquido, em moeda local, ascendeu a R\$209,5M. O valor do 1S2005 não é directamente comparável, porque a maioria dos interesses minoritários estão agora reflectidos ao nível da EDP, após a migração dos minoritários das subsidiárias de distribuição. O Resultado Líquido comparável de 2004 ascende a -R\$20,8M. Em Euros, as actividades no Brasil beneficiaram da apreciação do Euro em relação ao Real, cuja taxa de câmbio média BRL/Euro no 1S2005 era de 3,23 e no 1S2004 de 3,65.

DR Operacional (€ M)	1S2005		
	ONI Telecom	Comunitel	Grupo ONI
Voz	33,4	70,4	101,8
Voz de Valor Acrescentado	-	0,7	0,7
Dados & Internet	31,8	13,0	41,8
Outros	10,9	1,7	14,3
Serviços de telecomunicações	76,1	85,8	158,6
Vendas de equipamento	1,1	0,5	3,8
Proveitos Operacionais	77,2	86,3	162,5
Serviços de telecomunicações	35,9	44,7	78,2
Vendas de equipamento	0,9	0,4	3,4
Custos Directos da Actividade	36,8	45,0	81,5
Margem Bruta	40,4	41,2	80,9
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	52,3%	47,8%	49,8%
FSEs	25,5	23,1	46,2
Custos com o pessoal e benefícios sociais	13,3	10,7	26,4
Outros custos (proveitos) operacionais	0,6	1,8	(2,8)
Custos Operacionais	39,3	35,7	69,7
EBITDA	1,1	5,5	11,2
EBITDA/Proveitos Operacionais	1,4%	6,4%	6,9%
Amortizações	19,7	8,3	27,1
EBIT	(18,7)	(2,8)	(15,9)
EBIT/Proveitos Operacionais	-24,2%	-3,2%	-9,8%

Número de Empregados	1S2005	1S2004	△
ONI Telecom	504	546	- 42
Comunitel	423	526	- 103
Outros	74	102	- 28
Grupo ONI	1.001	1.174	- 173

Investimento Operacional (€ M)	1S2005	1S2004	△%
ONI Telecom	6,0	5,1	17,1%
Comunitel	9,5	8,1	17,3%
Grupo ONI	15,4	13,2	17,2%



- O número de novos clientes ("Gross adds") registou um crescimento anual de 51,7%, suportado na aposta estratégica do Grupo Oni nos clientes de acesso directo e no lançamento por parte da Oni Telecom do Oni Duo (bundle de voz e Internet de banda larga).

- O tráfego de voz comutado pelo Grupo Oni aumentou 10,8% no período, resultado de um crescimento de 37% no segmento de operadores. O tráfego de voz no segmento residencial registou um decréscimo motivado pela erosão dos clientes de acesso indirecto, ainda não compensada pelo crescimento registado nos clientes de acesso directo (relativamente aos quais o tráfego mais do que duplicou em relação ao período homólogo).

- Os proveitos operacionais do Grupo Oni aumentaram 4,9% no período – excluindo as receitas dos serviços de voz de valor acrescentado, uma área de negócio que foi descontinuada após alterações na regulação em Espanha – devido a um aumento nos proveitos dos serviços de dados & Internet e de outros serviços de telecomunicações (serviços de infra-estrutura e de gestão operacional prestados a clientes empresariais).

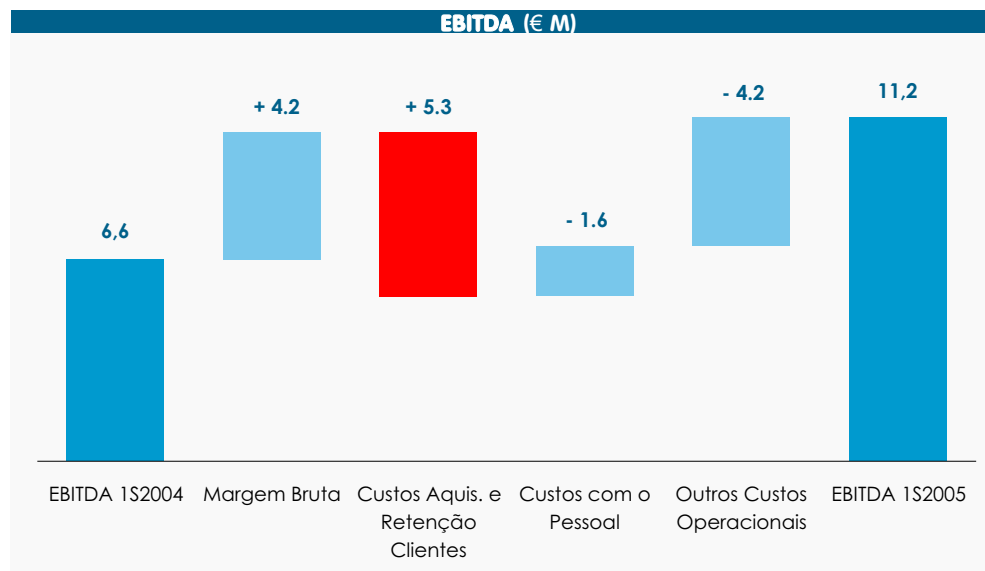
- O investimento operacional totalizou €15,4M no 1S2005, o que representa um crescimento anual de 17,2%, devido aos investimentos realizados no desenvolvimento da rede ADSL (nomeadamente em centrais de acesso de banda larga) e na aquisição de equipamentos para soluções empresariais. Estas rubricas de investimento estão associadas a um enfoque crescente nos serviços de Internet de banda larga e à conquista de novos clientes.

DR Operacional (€ M)	Grupo ONI		
	1S2005	1S2004	Δ%
Voz	101,8	97,8	4,1%
Voz de Valor Acrescentado	0,7	11,4	-93,7%
Dados & Internet	41,8	37,9	10,2%
Outros	14,3	13,1	9,1%
Serviços de telecomunicações	158,6	160,3	-1,1%
Vendas de equipamento	3,8	5,2	-27,0%
Proveitos Operacionais	162,5	165,6	-1,9%
Serviços de telecomunicações	78,2	84,3	-7,2%
Vendas de equipamento	3,4	4,5	-25,7%
Custos Directos da Actividade	81,5	88,8	-8,2%
Serviços de telecomunicações	80,5	76,1	5,8%
Vendas de equipamento	0,5	0,7	-35,3%
Margem Bruta	80,9	76,8	5,4%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	49,8%	46,4%	3,4p.p.
FSEs	46,2	42,4	8,9%
Custos com o pessoal e benefícios sociais	26,4	28,0	-5,8%
Outros custos (proveitos) operacionais	(2,8)	(0,2)	-
Custos Operacionais	69,7	70,2	-0,7%
EBITDA	11,2	6,6	70,5%
EBITDA/Proveitos Operacionais	6,9%	4,0%	2,9p.p.
Amortizações	27,1	21,8	24,6%
EBIT	(15,9)	(15,2)	-4,7%
EBIT/Proveitos Operacionais	-9,8%	-9,2%	-0,6p.p.

- As receitas provenientes dos serviços de voz, excluindo os serviços de voz de valor acrescentado, aumentaram 4,1% no período, devido: (i) a uma diminuição nas receitas de voz do segmento residencial provenientes dos clientes de acesso indirecto na Oni Telecom, reflexo de um maior enfoque estratégico nos clientes de acesso directo; e (ii) a um aumento no tráfego de voz dos clientes empresariais e dos operadores.

- Os proveitos dos serviços de dados & Internet aumentaram 10,2% no período, devido: (i) a um aumento na oferta de acesso directo via OLL (Oferta do Lacete Local); e (ii) a um aumento das receitas provenientes dos serviços de Internet de banda larga (+€6,5M).

- A margem bruta do Grupo Oni aumentou 5,4% no período (+3,4 p.p.), devido essencialmente a uma evolução favorável do mix de serviços prestados pela Comunitel, que mais que compensou o efeito negativo dos elevados custos de interligação e da tardia revisão dos preços de aluguer dos lacetes em Portugal, que só entraram em vigor em Maio de 2005.



- Os custos operacionais diminuíram 0,7% no período. O 1S2005 inclui um aumento de 41% nos custos de aquisição e retenção de clientes (+€5,3M), €1,9M de indemnizações e um proveito extraordinário de €5,3M relacionado com a venda da Oni Way. Excluindo estes impactos, os custos operacionais teriam diminuído 3,3% no período, devido essencialmente: (i) a uma redução de 10,9% nos custos com pessoal, excluindo as indemnizações; e (ii) a um aumento de €3,5M nas provisões para clientes de cobrança duvidosa.

- A melhoria na margem bruta do Grupo Oni, em conjunto com um forte controlo dos custos com pessoal e FSEs, outros que não os relacionados com a aquisição e retenção de clientes, possibilitaram uma melhoria do EBITDA para €11,2M no 1S2005, correspondentes a uma margem EBITDA de 6,9%.

- Em Março de 2005, os accionistas do Grupo Oni concretizaram a segunda e última tranche de um plano de financiamento de €100M, tendo realizado suprimentos no valor de €35M.

- Recorde-se que, em Julho de 2005, o Grupo Oni assinou um acordo para a venda da participação de 99,93% que detém na Comunitel. O montante a receber com a conclusão deste negócio ascende a €215M, sendo que a Oni espera registar com esta transacção uma mais-valia contabilística de €51M.

Demonstrações Financeiras

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S2005 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC	Brasil	ONI	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	951,1	245,0	16,3	1.856,0	890,2	598,1	-	4.243,3
Outras Vendas	11,0	-	-	14,2	297,4	-	3,8	313,7
Prestação de Serviços	(39,6)	(0,6)	0,0	1,5	36,9	67,7	158,6	287,1
Proveitos Operacionais	922,6	244,4	16,3	1.871,8	1.224,5	665,7	162,5	4.844,1
Electricidade e Gás	91,2	252,0	-	1.278,8	662,9	385,1	-	2.405,6
Combustíveis	333,3	-	1,2	-	176,2	-	-	510,6
Materiais Diversos e Mercadorias	2,1	-	0,2	7,4	(1,0)	6,3	81,5	18,4
Custos Directos da Actividade	426,6	252,0	1,4	1.286,3	838,1	391,4	81,5	2.934,6
Margem Bruta	496,0	(7,6)	15,0	585,5	386,4	274,4	80,9	1.909,4
Margem Bruta/Proveitos	53,8%	(3,1%)	91,6%	31,3%	31,6%	41,2%	49,8%	39,4%
Fornecimentos e serviços externos	39,5	4,7	1,5	119,0	52,6	48,9	46,2	408,8
Custos com pessoal	42,5	1,2	0,4	95,9	56,9	38,3	25,9	285,9
Custos com benefícios sociais	5,4	0,2	0,1	9,7	1,9	2,2	0,4	14,2
Rendas de concessão	1,9	0,0	0,4	100,9	-	-	-	103,1
Outros Custos/(Proveitos)	(2,8)	(0,0)	0,4	(4,0)	(9,2)	22,2	(2,8)	87,4
Custos Operacionais	86,4	6,0	2,8	321,4	102,2	111,5	69,7	899,4
EBITDA	409,6	(13,6)	12,2	264,1	284,2	162,8	11,2	1.010,0
EBITDA/Proveitos	44,4%	(5,6%)	74,6%	14,1%	23,2%	24,5%	6,9%	20,9%
Amortizações	99,0	2,2	4,2	164,9	92,8	31,1	27,1	443,8
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(0,3)	-	(0,1)	(38,5)	(2,0)	-	-	(40,9)
EBIT	310,9	(15,7)	8,1	137,7	193,3	131,7	(15,9)	607,1
EBIT/Proveitos	33,7%	(6,4%)	49,5%	7,4%	15,8%	19,8%	(9,8%)	12,5%
Resultados Financeiros	(38,9)	(1,4)	(1,5)	(12,9)	(32,0)	(16,8)	(19,0)	(103,3)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	0,0	(1,5)	(3,8)	(18,8)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	272,0	(17,1)	6,5	124,8	161,3	113,4	(38,8)	485,1
IRC e Impostos Diferidos	73,0	(6,0)	1,8	14,6	51,3	49,6	(2,6)	134,9
Interesses Minoritários	1,4	-	-	-	8,7	0,1	0,1	31,8
Resultados Líquidos	197,5	(11,2)	4,7	110,2	101,3	63,8	(36,3)	318,3

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S2004 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelect.	EDP Distribuição	HC 40%	Brasil	ONI	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	668,0	155,2	10,2	1.845,1	242,9	486,8	-	3.266,7
Outras Vendas	10,4	-	-	1,3	98,5	1,7	5,2	127,2
Prestação de Serviços	35,6	(1,3)	-	10,7	10,4	35,7	160,3	266,6
Proveitos Operacionais	714,0	153,8	10,2	1.857,1	351,8	524,1	165,6	3.660,4
Electricidade e Gás	18,0	150,7	-	1.133,4	176,5	329,5	-	1.645,0
Combustíveis	164,8	-	1,1	-	54,5	2,4	-	222,8
Materiais Diversos e Mercadorias	1,3	(0,0)	(0,0)	7,6	2,1	5,1	88,8	32,1
Custos Directos da Actividade	184,1	150,7	1,1	1.141,0	233,1	336,9	88,8	1.899,9
Margem Bruta	529,9	3,1	9,2	716,2	118,7	187,2	76,8	1.760,6
Margem Bruta/Proveitos	74,2%	2,0%	89,5%	38,6%	33,7%	35,7%	46,4%	48,1%
Fornecimentos e serviços externos	32,6	2,9	0,8	105,8	17,2	34,4	42,4	306,9
Custos com pessoal	48,7	1,6	0,5	100,7	19,0	33,2	27,6	279,3
Custos com benefícios sociais	17,5	0,2	0,1	108,8	0,6	1,6	0,4	121,6
Rendas de concessão	1,8	0,0	0,2	92,7	-	-	-	94,7
Outros Custos/(Proveitos)	(4,2)	0,3	(0,5)	(4,5)	4,5	15,5	(0,2)	32,3
Custos Operacionais	96,4	4,9	1,0	403,5	41,3	84,8	70,2	834,8
EBITDA	433,6	(1,8)	8,2	312,6	77,3	102,4	6,6	925,8
EBITDA/Proveitos	60,7%	(1,2%)	79,9%	16,8%	22,0%	19,5%	4,0%	25,3%
Amortizações	103,7	1,7	2,3	161,4	33,7	26,6	21,8	384,9
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(0,0)	-	(0,1)	(36,9)	(0,6)	-	-	(38,0)
EBIT	329,9	(3,5)	6,0	188,1	44,3	75,8	(15,2)	578,8
EBIT/Proveitos	46,2%	(2,3%)	58,3%	10,1%	12,6%	14,5%	(9,2%)	15,8%
Resultados Financeiros	(43,8)	(0,3)	(0,7)	(12,2)	(15,4)	(72,8)	(18,2)	(151,9)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	0,0	(2,2)	(1,9)	(21,4)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	286,1	(3,9)	5,2	175,9	28,9	0,9	(35,3)	405,4
IRC e Impostos Diferidos	84,1	(1,5)	1,5	81,3	10,8	6,6	6,7	124,7
Interesses Minoritários	0,6	-	-	-	3,5	(8,3)	0,0	(7,3)
Resultados Líquidos	201,4	(2,3)	3,8	94,7	14,6	2,6	(42,0)	288,0

Cash Flow por Área de Negócio



1S2005 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC	Brasil	ONI	Grupo EDP
Resultado líquido	197,5	(11,2)	4,7	110,2	101,3	63,8	(36,3)	318,3
Amortizações	99,0	2,2	4,2	164,9	92,8	31,1	27,1	443,8
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(0,3)	-	(0,1)	(38,5)	(2,0)	-	-	(40,9)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	(0,0)	1,5	3,8	18,8
Provisões líquidas	(10,1)	0,1	(0,0)	(42,1)	(0,9)	12,4	2,5	(45,1)
Juros da conta de hidráulidade	-	-	-	-	-	-	-	3,8
Diferenças de câmbio	1,2	-	-	0,0	0,8	(55,9)	0,1	(44,3)
Consolidação pelo Equity	1,8	-	-	-	(2,3)	(1,6)	-	(25,0)
Impostos diferidos	(1,8)	(3,5)	(0,0)	(4,9)	11,1	23,8	(2,6)	(22,1)
Interesses minoritários	1,4	-	-	-	8,7	0,1	0,1	31,8
Outros Ajustamentos	1,6	-	0,1	0,6	(30,9)	0,7	0,2	99,8
Adicionar:								
Juros financeiros líq. e outros custos financ. (ou proveitos)	54,8	2,0	2,4	32,6	33,5	84,1	17,6	136,2
Cash Flow Operac. antes de Invest. Fundo de Maneio	345,2	(10,5)	11,3	222,8	212,2	160,0	12,6	875,3
Investimento em Fundo de manei	16,2	0,2	6,3	5,5	(126,8)	(18,5)	4,9	(202,4)
Cash Flow Operacional	361,4	(10,3)	17,6	228,3	85,3	141,5	17,5	672,8
Investimento Operacional	(62,7)	(0,6)	(10,5)	(132,6)	(109,2)	(180,9)	(15,4)	(515,6)
Cash Flow Operacional Líquido	298,7	(10,9)	7,1	95,7	(23,9)	(39,4)	2,0	157,2

ANEXOS

EDP - Capacidade Instalada e Produção de Electric. (Península Ibérica)



Capacidade Instalada - MW	1S2005	1S2004	Δ MW
PORTUGAL	8.329	7.971	358
Regime Convencional	8.000	7.699	302
<i>Produção Vinculada</i>	6.973	7.052	-79
Hidroeléctrica (SEP)	3.903	3.903	-
Termoeléctrica (SEP)	3.070	3.149	-79
Carvão			
Sines	1.192	1.192	-
Fuelóleo / Gás Natural			
Tapada do Outeiro	-	47	-47
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Gasóleo			
Tunes	165	197	-32
<i>Produção Não-Vinculada</i>	1.028	647	381
Mini-Hídrica	244	255	-11
CCGT			
Central do Ribatejo	784	392	392
Regime Especial	328	272	56
Mini-Hídrica	66	56	10
Cogeração	111	111	-
Eólica	142	96	46
Biomassa	9	9	-
ESPAÑA	2.837	2.652	185
Regime Convencional	2.492	2.492	-
Hidroeléctrica	426	426	-
Termoeléctrica	1.910	1.910	-
Carvão			
Aboño	878	878	-
Soto de Ribera	645	645	-
CCGT			
Castejón	387	387	-
Nuclear			
Trillo	156	156	-
Regime Especial	346	161	185
Mini-Hídrica	3	3	-
Cogeração	41	23	18
Eólica	223	99	124
Resíduos	72	33	39
Biomassa	7	3	4

Produção de Electricidade - GWh	1S2005	1S2004	Δ GWh
PORTUGAL	13.063	12.719	344
Regime Convencional	12.492	12.159	333
<i>Produção Vinculada</i>	9.806	10.774	-967
Hidroeléctrica (SEP)	2.328	5.335	-3.007
Termoeléctrica (SEP)	7.478	5.439	2.039
Carvão			
Sines	4.813	4.887	-74
Fuelóleo / Gás Natural			
Tapada do Outeiro	-	-0	0
Setúbal	1.853	311	1.541
Carregado	680	165	515
Barreiro	116	71	45
Gasóleo			
Tunes	17	5	12
<i>Produção Não-Vinculada</i>	2.685	1.385	1.300
Mini-Hídrica	61	230	-169
CCGT			
Central do Ribatejo	2.624	1.155	1.469
Regime Especial	571	561	11
Mini-Hídrica	48	83	-35
Cogeração	339	358	-18
Eólica	161	96	65
Biomassa	23	24	-1
ESPAÑA	8.104	7.294	811
Regime Convencional	7.568	7.068	500
Hidroeléctrica	557	544	13
Termoeléctrica	6.436	5.957	479
Carvão			
Aboño	3.223	3.432	-209
Soto de Ribera	2.120	1.620	500
CCGT			
Castejón	1.093	905	188
Nuclear			
Trillo	575	568	8
Regime Especial	537	225	311
Mini-Hídrica	3	8	-5
Cogeração	106	43	63
Eólica	240	107	133
Resíduos	179	60	119
Biomassa	9	8	1

DR Resultados (€M) 1S2004	Nota	PT GAAP	IAS IFRS	△ €
Proveitos	1	3.532	3.660	+128
Custos Directos da Actividade	2	1.920	1.900	-20
Margem Bruta		1.611	1.761	+150
FSEs	3	302	307	+5
Custos com Pessoal	4	292	279	-13
Custos com benefícios sociais	5	33	122	+89
Outros custos (proveitos)	6	-2	127	+129
Custos Operacionais		625	835	+210
EBITDA		987	926	-61
Amortizações (líquidas subsídios)	7	389	347	-42
Provisões	8	46	-	-46
EBIT		552	579	+27
Proveitos/(custos) financeiros	9	-135	-152	-17
Goodwill&Amort. dtos concessão	10	-47	-21	+26
Resultados Extraordinários	11	-20	-	+20
Resultados Antes de Impostos		350	405	+55
IRC&Impostos Diferidos	12	103	125	+22
Interesses Minoritários	13	-28	-7	+21
Resultado Líquido		275	288	+13

DISCLAIMER:

Na sequência da transposição do Regulamento Comunitário nº 1606/2002, que obriga todas as entidades cotadas a apresentar as suas Demonstrações Financeiras Consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS), o Grupo EDP qualifica-se como "first time adopter" e, consequentemente, apresentará as Demonstrações Financeiras Consolidadas de acordo com os IFRS pela primeira vez a partir de 1 de Janeiro de 2005. De acordo com o IFRS 1, as entidades que apresentam as Demonstrações Financeiras de acordo com os IFRS pela primeira vez a 1 de Janeiro de 2005, têm como data de transição para os IFRS o dia 1 de Janeiro de 2004. Esta apresentação tem como objectivo reflectir as principais reclassificações e ajustamentos para o Grupo EDP resultantes da transição do Plano Oficial de Contabilidade para os IFRS. As Demonstrações Financeiras Pró-forma apresentadas não reflectem todas as possíveis alterações devidas aos IFRS, mas as alterações identificadas à data. As Demonstrações Pró-forma são baseadas em expectativas, entendimentos, análises, pressupostos e estimativas que envolvem riscos e incertezas e das quais podem resultar diferenças materiais entre as estimativas efectuadas e os resultados reais. Os riscos e incertezas mencionados respeitam à correspondência entre os IFRS adoptados pela União Europeia e os existentes presentemente e à forma como os IFRS adoptados serão interpretados pelo IFRIC e pelas Entidades Reguladoras, com eventual impacto na EDP – Energias de Portugal. As Demonstrações Financeiras Consolidadas Pró-forma, com referência a 30 de Junho de 2004, não têm como objectivo apresentar todas as diferenças de divulgação, classificação ou apresentação das transacções de acordo com os IFRS. Para a elaboração das referidas Demonstrações Financeiras Pro-forma IFRS, os ajustamentos necessários foram devidamente contabilizados e considerados nas Demonstrações Financeiras Consolidadas Oficiais do Grupo EDP, a 30 de Junho de 2004, preparadas de acordo com o Plano Oficial de Contabilidade. As Demonstrações Financeiras Consolidadas Oficiais IFRS do Grupo EDP serão apresentadas no ano fiscal com início a 1 de Janeiro de 2005.

A informação Pró-forma apresentada é preliminar e não auditada.

Notas às alterações IAS/IFRS

1. Proveitos

De acordo com as normas IAS/IFRS, os ajustamentos tarifários não correspondem à definição de activo ou passivo. Como tal, os ajustamentos tarifários na EDP Distribuição (€118M) não são capitalizados nas contas da EDP.

2. Custos Directos da Actividade (Compras de Energia, Combustíveis e Materiais)

De acordo com as normas IAS/IFRS, os activos e passivos regulatórios não correspondem à definição de activo ou passivo. Por isso, a constituição destes activos ou passivos não é contabilizada na demonstração de resultados (+€23M). De acordo com as normas IAS/IFRS, os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva conta (€46M de materiais na EDP Distribuição).

3. Fornecimentos e Serviços Externos

De acordo com as normas IAS/IFRS, as despesas de instalação e de I&D são reconhecidos como custo no período incorrido em vez de serem capitalizados.

4. Custos com Pessoal

Os prémios anuais pagos aos trabalhadores, de acordo com as IFRS, são reconhecidos como custo do período (+€12M em 6 meses, dos quais €8M na EDP Distribuição e €3M na EDP Produção) em vez de serem contabilizados contra reservas como uma distribuição de resultados. De acordo com as normas IAS/IFRS, os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva conta com um impacto nos custos com pessoal (€36M, dos quais €32M na EDP Distribuição).

5. Custos com benefícios sociais

De acordo com as normas IAS/IFRS, as perdas actuárias foram totalmente reconhecidas contra reservas na data de transição e, por isso, a sua amortização já não se encontra contabilizada na DR (-€19M, dos quais €3M na EDP Produção e €14M na EDP Distribuição). As provisões para actos médicos foram reclassificadas de provisões para custos com pessoal (+€27M, dos quais €20M na EDP Distribuição e €6M na EDP Produção). As provisões adicionais para responsabilidades com pensões e actos médicos tiveram um impacto negativo nesta linha (+€28M, dos quais €22M na EDP Distribuição e €5M na EDP Produção).

6. Outros custos (ou proveitos)

De acordo com as normas IAS/IFRS, os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva rubrica (+€104M, dos quais €90M na EDP Distribuição e €7M na EDP Produção). As provisões para clientes de cobrança duvidosa foram reclassificadas de provisões para outros custos (+€13M, dos quais €3M na EDP Distribuição e €7M no Brasil).

7. Amortizações (líquidas da compensação para a amortização dos activos subsidiados)

De acordo com as normas IAS/IFRS, as despesas de instalação e de I&D são reconhecidas como custo do período quando incorridas em vez de serem capitalizadas e, por isso, a sua amortização já não é contabilizada na DR (-€17M, dos quais €12M na Oni). Os custos administrativos e de estrutura não são capitalizados, de acordo com as normas IAS/IFRS e, por isso, as amortizações foram revertidas na DR (EDP Produção -€15M e EDP Distribuição -€11M).

8. Provisões

As provisões foram reclassificadas para a respectiva rubrica, nomeadamente €27M para custos com pessoal (actos médicos) e €13M para outros custos (clientes de cobrança duvidosa).

9. Proveitos / (Custos) Financeiros

De acordo com as normas IAS/IFRS os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva rubrica (+€12M em juros pagos, dos quais €7M na EDP Produção e €5M na EDP Distribuição). Dado que os activos e passivos regulatórios do Brasil não são contabilizados de acordo com as IAS/IFRS, os proveitos da Selic nestes activos e passivos não são contabilizados na DR (€15M).

10. Goodwill & Amortização dos direitos de concessão

Descontinuação da amortização do goodwill (€25M).

11. Resultados Extraordinários

Os itens extraordinários são reclassificados como proveitos ou custos operacionais na respectiva rubrica.

12. IRC & Impostos Diferidos

A variação nesta conta reflecte o imposto diferido nos ajustamentos IAS/IFRS acima mencionados (€22M).

13. Interesses Minoritários

A alteração deste item reflecte os interesses minoritários nos ajustamentos IAS/IFRS acima mencionados e o não reconhecimento de interesses minoritários negativos.