



Resultados 1S2007

Direcção de Relações com Investidores

Miguel Viana, Director
Elisabete Ferreira
Margarida Mira
Noélia Rocha
Ricardo Farinha

Tel: +351 21 001 2834
Fax: +351 21 001 2899
Email: ir@edp.pt
Site: www.edp.pt

Reuters: EDP.LS
Bloomberg: EDP PL

Lisboa, 26 de Julho de 2007



Resultados 1S2007	- 3 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 4 -
Demonstrações Financeiras Consolidadas	- 5 -
EBITDA Overview	- 6 -
Investimento Operacional	- 7 -
Cash Flow	- 8 -
Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais	- 9 -
Resultados Financeiros Consolidados e Interesses Minoritários	- 10 -
Áreas de Negócio	
Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico	- 12 -
Produção e Comercialização na Península Ibérica	- 13 -
Energia Eólica - Europa (NEO)	- 16 -
Distribuição em Portugal	- 17 -
Distribuição em Espanha	- 18 -
Gas Regulado	- 19 -
Gas Liberalizado	- 20 -
Brasil: Energias do Brasil	- 21 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	- 24 -



Resultados Financeiros (€ M)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Margem Bruta	2.262,6	1.992,1	13,6%
Custos Operacionais	910,1	925,5	-1,7%
EBITDA	1.352,6	1.066,5	26,8%
EBIT	827,5	603,3	37,2%
Resultado Líquido	422,1	374,7	12,7%
Dívida Líquida	9.448,5	9.283,1	1,8%

Dados Operacionais	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	13.549	12.730	+819 MW
Produção (GWh)	24.873	22.701	9,6%
Distribuição (GWh)	40.899	39.533	3,5%
Comercialização (GWh)	42.505	40.144	5,9%
Clientes (mil)	9.737	9.557	+180 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	12.696	12.570	1,0%
Comercialização (GWh)	9.525	9.055	5,2%
Clientes (mil)	778	743	+35 mil
Número de Empregados (Grupo)	13.252	14.079	-827

O EBITDA consolidado aumentou 27% no período para €1.352M no 1S07. Esta performance deve-se, em primeiro lugar, a uma melhoria das actividades liberalizadas do Grupo EDP na Península Ibérica, destacando-se o sucesso da estratégia de “hedging” da EDP para as suas operações em mercado, e em segundo lugar, a uma melhoria do EBITDA das nossas actividades de distribuição reguladas em Portugal, no Brasil e em Espanha. O Resultado Líquido Consolidado aumentou 13% no período, para €422M no 1S07. De notar que o Resultado Líquido no 1S06 inclui um ganho financeiro não recorrente de €148M relativo ao SWAP de taxas de juro relacionado com o CMEC.

Num período caracterizado por uma conjuntura de mercado adversa, a **EDP conseguiu melhorar significativamente a rentabilidade das suas actividades de produção e comercialização liberalizadas na Península Ibérica**. O EBITDA das actividades de produção e comercialização aumentou 7,5% para €585M, devido ao sucesso da estratégia de “hedging” natural entre a produção e a comercialização liberalizadas e a um aumento de 36%, para €59/MWh no 1S07, do preço médio de comercialização da EDP no mercado Ibérico liberalizado. Esta excelente performance destaca o enfoque da EDP na preservação de um perfil de baixo risco para o seu “portfólio” de negócios e de uma plataforma de comercialização de elevada qualidade no mercado Ibérico de retalho.

A produção no mercado liberalizado aumentou 3,6%, reflectindo a manutenção de factores de utilização elevados nas centrais a carvão e uma melhoria dos mesmos nas CCGT do 1T07 para o 2T07. Para o 2S07, a EDP já contratou a venda e garantiu os custos com combustíveis para 85% da produção esperada em mercado liberalizado a um preço de venda médio acima dos €50/MWh. Para 2008, a EDP já contratou 30% da sua expectativa de produção em mercado liberalizado a um preço médio próximo dos €55/MWh.

As actividades de distribuição regulada em Portugal, no Brasil e em Espanha beneficiaram de um aumento nas tarifas, que possibilitaram a recuperação de custos superiores com a compra de energia incorridos no passado, e de menores custos com as compras de electricidade no 1S07. Estes factores possibilitaram uma forte melhoria dos níveis de cash-flow para estas actividades e permitiram uma redução do montante dos activos regulatórios a receber nos 3 sistemas regulados, de €613M a Dez-06 para €592M a Jun-07.

A capacidade instalada bruta eólica da EDP na Europa aumentou para 1.732 MW a Jun-07, em linha com os objectivos de expansão definidos. O EBITDA aumentou 31% para €93M no 1S07, reflexo de um aumento de 60% na capacidade instalada, de uma redução de 17% na tarifa média eólica em Espanha e de um aumento do factor médio de utilização das nossas centrais em Espanha de 28% para 29%, o que reflecte a elevada qualidade, em termos de recursos eólicos, dos parques que entraram em operação nos últimos 12 meses.

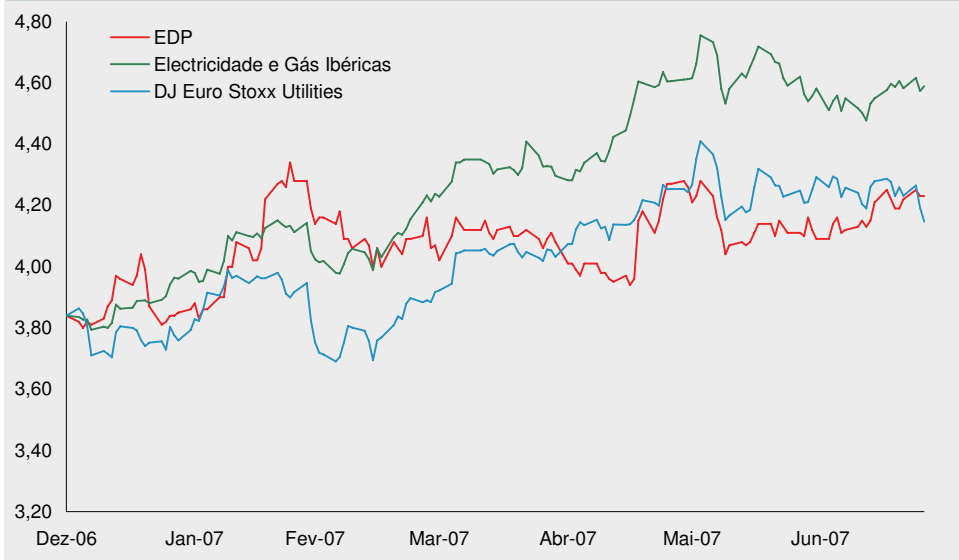
O EBITDA da Energias do Brasil aumentou 99% para €323M devido à recuperação, através das tarifas, de custos superiores com as compras de electricidade incorridos no passado – uma tendência que se deverá manter durante 2007 – e pelo aumento da capacidade de produção hidroeléctrica, que aumentou 60% para 1.043 MW a Jun-07.

Os custos operacionais do Grupo EDP permaneceram controlados, beneficiando da desconsolidação da ONI. Perspectivam-se melhorias nos próximos trimestres em termos comparativos, em consequência da implementação do programa de eficiência já anunciado.

O investimento operacional aumentou 15% para €554M no 1S07. Esperam-se aumentos superiores nos próximos trimestres devido aos investimentos de expansão de capacidade que estão a decorrer (capacidade eólica e CCGTs no mercado Ibérico), a investimentos ambientais por realizar nas nossas centrais a carvão e ao impacto da compra da Horizon (transacção concluída em Jul-07). Em consequência, espera-se que **a dívida líquida da EDP, que ficou nos €9,4 mil milhões a Jun-07**, aumente nos próximos trimestres, suportando a estratégia de expansão do Grupo EDP.



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



EDP em Bolsa

I YTD I 52W I 2006

(25-07-2007)

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	4,23	4,23	3,84
Max	4,41	4,41	3,86
Min	3,79	2,99	2,58
Média	4,09	3,86	3,14

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	12.630,6	18.145,1	12.971,6
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	85,3	69,3	49,9
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	3.090,1	4.706,6	4.128,0
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	20,9	18,0	15,9

Valor de Mercado da EDP

Capitalização Bolsista (€ M)	15.467,2	-	14.041,1
"Enterprise Value" (€ M)	25.851,8	-	24.269,9

Principais Eventos EDP

Jan-22 Apresentação do Plano Negócios 2007-10 do Grupo EDP

Fev-15 EDP e Caja Madrid reforçam cooperação nas Energias Renováveis em Espanha

Fev-16 O Governo anunciou a aprovação de um pacote legislativo relativo ao sector eléctrico, tendo apresentado uma síntese das medidas a adoptar em matérias relevantes para a actividade da EDP no domínio da produção de energia eléctrica

Mar-06 EDP vende participação de 5% na REN à REE

Abr-02 Sonatrach passou a deter 2,035% do capital social da EDP

Abr-04 ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da Enersul de 8,05%

Abr-11 EDP assina acordo preliminar com Sonatrach sobre o fornecimento de gás e CCGTs

Abr-12 Deliberações da Assembleia Geral Anual da EDP.

Mai-04 EDP paga dividendo bruto de €0,11 por acção (exercício de 2006)

Mai-18 Aquisição de 9,39% do capital social da Naturgas

Mai-18 EDP anuncia a retirada dos seus "American Depositary Shares" de negociação da NYSE

08-Jun HC Energia vende activos de transporte à REE

15-Jun Cessação antecipada dos CAEs

21-Jun EDP compra ao F. de Pensões do Grupo EDP 0,6% do capital social do BCP

02-Jul Concretização da aquisição da Horizon Wind Energy

03-Jul FITCH baixa rating "Senior Unsecured Debt" da EDP para 'A'

10-Jul Horizon acorda termos indicativos de transacção com investidores institucionais

18-Jul Standard & Poor baixa rating de longo prazo da EDP para 'A-' no seguimento da aquisição da horizon mantendo outlook negativo

Demonstrações Financeiras Consolidadas



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados Consolidada (€ M)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Vendas de electricidade	4.831,2	4.570,8	5,7%
Outras vendas	721,7	524,6	37,6%
Prestação de serviços	74,6	146,5	-49,1%
Proveitos Operacionais	5.627,5	5.241,9	7,4%
Electricidade & gás	2.341,4	2.340,3	0,0%
Combustíveis	454,7	491,8	-7,5%
Materiais diversos e mercadorias	568,7	417,8	36,1%
Custos Directos da Actividade	3.364,8	3.249,8	3,5%
Margem Bruta	2.262,6	1.992,1	13,6%
Margem Bruta/Proveitos	40,2%	38,0%	2,2 pp
Fornecimentos e serviços externos	324,2	354,5	-8,5%
Custos com pessoal	298,4	318,8	-6,4%
Custos com benefícios sociais	53,7	35,8	50,1%
Rendas de concessão	109,3	107,4	1,8%
Outros custos/(proveitos) operacionais	124,3	109,1	14,0%
Custos Operacionais	910,1	925,5	-1,7%
EBITDA	1.352,6	1.066,5	26,8%
EBITDA/Proveitos	24,0%	20,3%	3,7 pp
Provisões para riscos e encargos	42,3	8,1	423,9%
Amortizações	534,9	505,5	5,8%
Compensação amort. activo subsidiado	(52,2)	(50,4)	-3,5%
EBIT	827,5	603,3	37,2%
EBIT/Proveitos	14,7%	11,5%	3,2 pp
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	5,6	2,8	96,8%
Resultados financeiros	(176,0)	(36,0)	-389,6%
Ganhos/(Perdas) em associadas	11,1	16,9	-34,2%
Resultados Antes de Impostos	668,2	587,1	13,8%
IRC e Impostos diferidos	176,7	183,2	-3,6%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-
Interesses Minoritários	69,5	29,2	137,5%
Resultados Líquidos	422,1	374,7	12,7%

Activo (€ M)	1S2007	2006
Activos fixos tangíveis	15.473	15.082
Activos intangíveis	4.428	3.722
Investimentos financeiros	1.378	1.024
Inventários	198	229
Clientes (líquido)	1.605	1.593
Outros devedores (líquido)	1.580	2.051
Activos financeiros detidos para negociação	85	116
Caixa e equivalentes de caixa	531	753
Impostos diferidos activos	775	898
Total do Activo	26.053	25.469

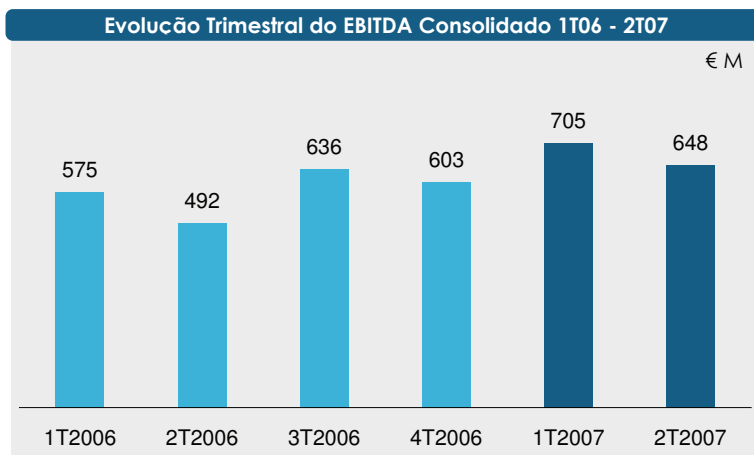
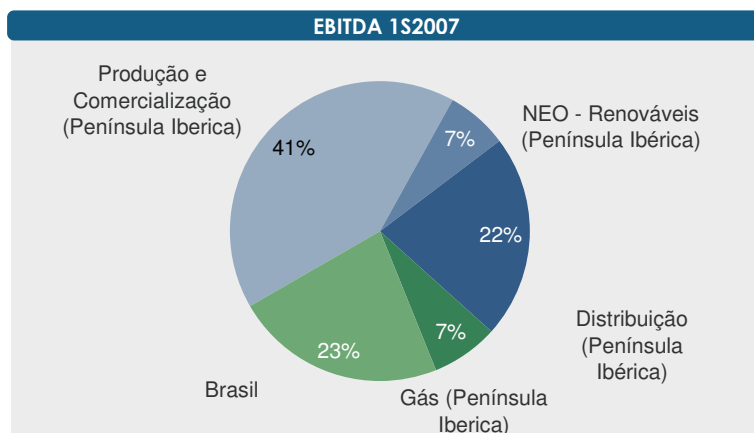
Capital Próprio (€ M)	1S2007	2006
Capital	3.657	3.657
Acções próprias e prémios de emissão de acções	459	487
Resultados e outras reservas	1.847	1.445
Interesses minoritários	936	946
Total do Capital Próprio	6.899	6.535

Passivo (€ M)	1S2007	2006
Dívida financeira (médio e longo -prazo)	1.594	1.528
Dívida financeira (curto-prazo)	8.471	8.625
Provisões para riscos e encargos	2.080	2.159
Conta de hidráulidade	224	199
Credores e outros passivos (líquido)	6.221	5.866
Impostos diferidos passivos	565	557
Total do Passivo	19.155	18.934
Total Passivo e Capital Próprio	26.053	25.469

EBITDA Overview: EBITDA consolidado aumenta 27%



EBITDA (€ M)	1S2007	1S2006	Δ %	Δ Abs.
MERCADO IBÉRICO *	1.029,5	904,5	13,8%	125,0
Produção e Comercial.	585,8	545,2	7,5%	40,6
Energia Eólica - Europa (NEO)	92,6	70,7	31,0%	21,9
Distribuição	310,0	264,0	17,4%	45,9
Gás	99,4	69,6	42,9%	29,8
Brasil	323,0	162,0	99,4%	161,0
Outros e Ajustamentos	(58,2)	(44,9)	-29,5%	(13,3)
Consolidado	1.352,6	1.066,5	26,8%	286,0



Produção e comercialização no Mercado Ibérico: o EBITDA integrado dos negócios de produção e comercialização aumentou 7,5% no período. O EBITDA da produção e comercialização liberalizada aumentou 40,4% no período para €180,5M no 1S07, reflectindo o sucesso da estratégia de “hedging” na produção & comercialização. Os custos de “sourcing” de electricidade diminuíram 21% no período tendo sido adquiridos menores volumes de electricidade no mercado “spot” a preços da pool inferiores. O preço médio de comercialização no mercado liberalizado aumentou 36,5% no período para €59,5/MWh. O EBITDA da actividade de produção contratada diminuiu 2,6% para €394,3M no 1S07, reflectindo uma redução na margem variável dos CAE de €1.7M positivos no 1S06 para €12,1M negativos no 1S07. A margem variável dos CAE foi penalizada por custos com a compra de fuel-oil superiores aos permitidos pelos CAE.

Energia Eólica – Europa (NEO): O EBITDA aumentou 31% no período, reflectindo um aumento de 60% na capacidade instalada consolidada para 1.359 MW, um factor médio de utilização superior (28% no 1S07 vs. 27% no 1S06), e uma redução de 3,8% nos custos operacionais.

Distribuição Regulada na Península Ibérica: O EBITDA da distribuição regulada em Portugal aumentou 5,4% no período para €266M no 1S07. A margem bruta aumentou 7,7% no período, devido a um aumento de 3,6% da electricidade distribuída, o que se reflectiu num desvio tarifário de €5M a devolver ao sistema em 2009. Os custos operacionais aumentaram 9,4% no período devido a um aumento dos custos com O&M da rede de distribuição, a um aumento nos prémios para pensões e à contabilização de um custo não-recorrente de €5M relacionado com o Programa de Ajustamento de Efectivos (PAE). O EBITDA da distribuição regulada em Espanha aumentou €32,7M no período para €44,2M no 1S07, reflectindo o fim dos impactos do RD 03/2006, que fixava um preço de €42,35/MWh para a energia vendida e comprada por empresas pertencentes a um mesmo grupo empresarial, e um aumento de 25,5% nas receitas reguladas da actividade de distribuição em Espanha.

Gás Regulado e Liberalizado: O EBITDA das actividades reguladas de distribuição e transporte de gás aumentou 7,5% no período para €76M no 1S07, reflectindo um aumento de 10,5% no número de pontos de abastecimento e uma expansão da rede de gás em 9,1%. O EBITDA do negócio do gás liberalizado melhorou €23,9M no período para €23,4M no 1S07 (o 1S06 inclui um impacto negativo de €15M relativo à compra extraordinária de gás no mercado “spot”), reflectindo um aumento nos volumes e na margem bruta por MWh.

Brasil: O EBITDA da **Energias do Brasil** quase duplicou no período para €323M no 1S07, beneficiando de uma apreciação de 1% do Real Brasileiro face ao Euro entre Jun-06 e Jun-07, e da boa performance das actividades de distribuição e produção. O EBITDA da actividade de distribuição mais do que duplicou para €250,3M no 1S07, devido essencialmente à recuperação através das tarifas de montantes regulatórios acumulados em anos anteriores devido aos custos com as compras de electricidade terem sido superiores ao esperado. O EBITDA da actividade de produção aumentou 105% no período para €72M no 1S07, reflectindo o aumento da capacidade instalada em 60% no período para 1.043 MW em Jun-07.

EBITDA Consolidado: O EBITDA consolidado do Grupo EDP totalizou €1.352,6M no 1S07, o que representa um crescimento 26,8% em relação ao período homólogo. De notar que o EBITDA do 1S07 inclui uma provisão de €30M para reflectir potenciais diferenças de interpretação do RD 03/2006 face à conclusão da alteração regulatória que se espera que seja anunciada pelo governo espanhol no 2S07.

* Inclui “Outros & Ajustamento” no mercado Ibérico



Investimento Operacional (€ M)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Centrais em Exploração	22,9	12,1	88,8%
Novas Centrais	24,7	28,7	-14,1%
Ambiental	15,7	8,0	97,0%
Comercialização	0,2	0,1	98,6%
Portugal	63,4	48,9	29,7%
Centrais em Exploração	6,8	11,0	-37,8%
Novas Centrais	53,6	39,2	36,7%
Ambiental	28,0	29,5	-5,3%
Comercialização	0,1	0,1	-51,9%
Espanha	88,4	79,8	10,8%
Produção e Comercial Ibérica	151,9	128,7	18,0%
NEO - Eólico na Europa	192,2	58,2	230,4%
Rede de Distribuição	136,7	165,3	-17,3%
Outros	18,7	17,9	4,5%
(-) Subsídios ao investimento	56,4	68,5	-17,6%
Portugal	98,9	114,7	-13,8%
Rede de Distribuição	19,3	17,7	9,0%
(-) Subsídios ao investimento	14,8	3,3	351,1%
Espanha	4,5	14,4	-68,8%
Distribuição na Ibéria	103,4	129,2	-20,0%
Rede de Distribuição	4,3	6,8	-36,0%
Outros	4,0	1,9	114,5%
Portugal	8,3	8,6	-3,7%
Rede de Distribuição	12,6	12,2	3,1%
Outros	3,0	2,1	44,5%
Espanha	15,6	14,3	9,1%
Gás na Ibéria	23,9	22,9	4,3%
Core Business Ibérico	471,4	339,0	39,1%
Produção	7,6	52,4	-85,5%
Distribuição	72,1	74,2	-2,8%
Comercialização e Outros	0,0	0,1	-82,7%
Brasil	79,7	126,7	-37,1%
Outros	2,6	15,9	-83,8%
Grupo EDP	553,7	481,7	15,0%
Expansão	331,5	249,3	33,0%
Manutenção	222,2	232,3	-4,4%

• O investimento operacional do Grupo EDP totalizou €554M no 1S07, o que representa um crescimento anual de 15,0% no período, reflectindo um aumento de 39,1% do investimento no “Core Business Ibérico”. No 1S07, cerca de 50% do investimento foi canalizado na expansão da capacidade instalada, nomeadamente em capacidade eólica e em novas CCGTs, tanto em Espanha como em Portugal (Castejón2, Soto4 e Lares 1). Estes investimentos irão proporcionar o crescimento do negócio a médio prazo. De notar que perto de 80% do investimento do Grupo está relacionado com negócios regulados, que beneficiam de um baixo risco de retorno sobre o investimento (produção eólica, distribuição de gás e electricidade na Península Ibérica e produção eléctrica contratada em regime de CAE).

• **Produção e Comercialização na Península Ibérica** –No 1S07, o investimento no negócio da produção em Portugal está relacionado com: a) o início dos trabalhos de construção na CCGT de Lares I (400 MW) – com entrada em operação prevista para finais de 2009; e b) os reforços de potência nas centrais hidroeléctrica de Bemposta II (231 MW) e Picote II (178 MW) – com entrada em operação prevista para 2011. Em Espanha, a EDP prosseguiu com os trabalhos de construção da CCGT Castejón 2 (400 MW) – com entrada em operação prevista Dez-07 – e da CCGT Soto 4 (400 MW) – com entrada em operação prevista para o 3T08. Espera-se que, para o ano 2007, o investimento nas centrais de Lares I, Picote II e Bemposta II seja de cerca de €130M, e o investimento nas CCGTs de Castejón 2 e Soto 4 totalize aproximadamente €165M. Adicionalmente, a EDP investiu €43,7M na redução das emissões de SO₂ e NO_x das centrais a carvão com o objectivo de cumprir com a Directiva Europeia para as Instalações de Grande Combustão até Dez-07.

• **NEO – Eólico na Europa** – No 1S07, o investimento da NEO em capacidade eólica foi de €192,2M. Grande parte está relacionada com a construção dos parques eólicos que estão a entrar em operação este ano. De notar que o investimento em capacidade eólica está geralmente concentrado nos 3º e 4º trimestres do ano. A NEO prevê um investimento total em capacidade eólica de cerca de €600M para o ano 2007. Actualmente, a NEO tem 428 MW em construção, dos quais 424 MW têm entrada em operação prevista para o ano 2007.

• **Distribuição na Península Ibérica** – No 1S07, o investimento no negócio da distribuição totalizou os €103,4M, essencialmente com vista à melhoria da qualidade de serviço da nossa rede de distribuição. Em Portugal, no seguimento dos investimentos recentemente realizados e de condições atmosféricas favoráveis, o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) ficou nos 52 min. no 1S07, o que compara com 66 min. no 1S06 (ajustado de impactos extraordinários). Em Espanha (Asturias), o TIE permaneceu estável nos 42 min. no 1S07.

• **Gás na Península Ibérica** – No 1S07, o investimento atingiu os €23,9M, o que representa um crescimento de 4,3% vs. o 1S06, dos quais 71% foram investidos na expansão da rede de distribuição de gás (+607 km). O remanescente está relacionado com a rede de transporte em Espanha, campanhas de promoção comercial, contadores e redutores para novos locais de consumo e a adaptação das instalações de GPL para GN.

• **Brasil** – O investimento na **Energias do Brasil** em Euros diminuiu 37,1% no período, devido à conclusão dos trabalhos de construção da central hidroeléctrica Peixe Angical, cujo último grupo entrou em operação no 3T06. No 2T07, com a entrada em operação, em Abril de 2007, da central hidroeléctrica de São João, a Energias do Brasil aumentou a sua capacidade instalada em 25 MW (investimento total de \$R90M). A construção da central hidroeléctrica de Santa Fé deverá proporcionar 29 MW de capacidade adicional em 2009. O investimento na actividade de distribuição que representou 90% do investimento total da Energias do Brasil, está relacionado com a expansão e melhoria da rede de distribuição nas áreas de concessão da Bandeirante, Escelsa e Enersul.



Cash Flow Operacional por Área de Negócio (€ M) | 1S2007 | 1S2006 | Δ 07/06

MERCADO IBÉRICO

Produção e Comercial.	389,6	546,7	-28,7%
NEO - Energias Renováveis	164,7	69,5	137,1%
Distribuição	347,9	111,5	212,1%
Gás	69,5	61,5	13,0%
Brasil	265,9	92,6	187,3%
Correcção de Hidraulicidade	21,6	(58,5)	-
Outros	(274,7)	(67,5)	-306,8%

Cash Flow Operacional do Grupo EDP	984,5	755,6	30,3%
---	--------------	--------------	--------------

Cash Flow Consolidado (€ M) | 1S2007 | 1S2006

Resultado líquido	422,1	374,7
Amortizações	503,8	486,8
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(52,2)	(50,4)
Amortização dos direitos de concessão	31,4	18,8
Provisões líquidas	138,3	(1,8)
Juros da conta de hidraulicidade	4,0	1,9
Diferenças de câmbio	(13,5)	(19,7)
Resultados de Associadas e outros investimentos	(11,1)	(16,9)
Impostos diferidos	119,1	(11,5)
Interesses minoritários	69,5	29,2
Outros ajustamentos (1)	(81,6)	(131,4)
Juros financeiros líquidos	232,6	204,1

Cash Flow Operacional antes de Investimento Fundo de Maneio	1.362,2	883,8
--	----------------	--------------

Investimento em fundo de maneio	(399,2)	(69,7)
Correcção de hidraulicidade	21,6	(58,5)

Cash Flow Operacional	984,5	755,6
------------------------------	--------------	--------------

Investimento operacional	(553,7)	(481,7)
--------------------------	---------	---------

Cash Flow Operacional Líquido	430,8	274,0
--------------------------------------	--------------	--------------

Alienação de imobilizados	-	591,8
Investimento financeiro	27,4	(62,8)
Financiamento de 6,08% do Défice Tarifário em Espanha	(33,7)	(103,1)
Défice Tarifário da EDP Distribuição	(24,5)	-
Juros financeiros líquidos pagos	(203,8)	(204,1)
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	35,3	-
Dividendos pagos	(401,4)	(365,6)
Outras variações não operacionais	4,5	(27,4)

Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(165,4)	102,8
--	----------------	--------------

Investimentos Financeiros Líquidos (€ m) | 1S2007 | 1S2006

INVESTIMENTOS FINANCEIROS	207,6	62,8
Renováveis	-	4,1
BCP (0.6%)	85,6	-
Naturgas (9.39%)	122,0	-
NQF Gás	-	58,7

DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS	235,0	591,8
ONI (100%)	80,3	-
REN (5%)	53,4	-
Desa (20%)	97,1	-
Galp	-	576,4
Outros	4,2	15,4

Investimentos Financeiros Líquidos	(27,4)	(529,0)
---	---------------	----------------

O cash flow do Grupo EDP neste período implicou um aumento da dívida líquida em €165,4M, relativamente ao final de 2006. Este aumento é explicado:

- a) pelo pagamento dos dividendos anuais de 2006 (€401,4M);
 - b) pelo financiamento pela HC Energia de 6,08% do défice do sistema regulado Espanhol em 2007 (€33,7M);
 - c) pelo financiamento pela EDP Distribuição do défice do sistema regulado Português em 2007 (€24,5M);
- que foram parcialmente compensados:
- d) pelo aumento do cash flow operacional para €984,5M;
 - e) pelo recebimento de €21,6M da REN, respeitantes à conta de hidraulicidade, devido a um período de seca (coeficiente hidraulicidade de 0,88 em 1S2007);
 - f) por desinvestimentos financeiros de €235,0M, conforme o quadro acima;

Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais



Dívida Financeira (€ M)	1S2007	2006
IBÉRIA		
Produção e Comercialização	2.624,5	2.139,9
NEO - Energias Renováveis	2.137,0	2.107,3
Distribuição	1.756,6	2.169,8
Gás	(531,5)	(360,0)
Brasil	1.132,6	1.102,9
EDP SA & Ajustamentos	3.004,5	2.988,1
Sub-Total	10.123,7	10.147,9

"Fair Value" (Dívida coberta)	(59,0)	5,1
Dívida Financeira	10.064,7	10.153,0

Caixa & Equivalentes	616,3	869,9
Dívida Líquida Grupo EDP	9.448,5	9.283,1

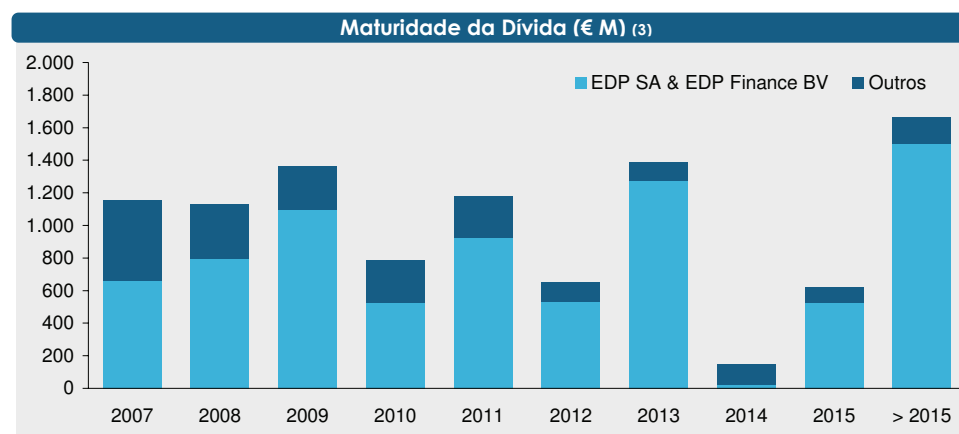
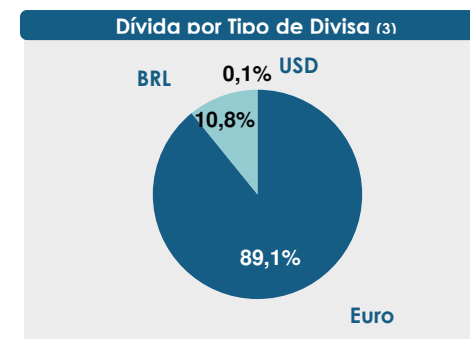
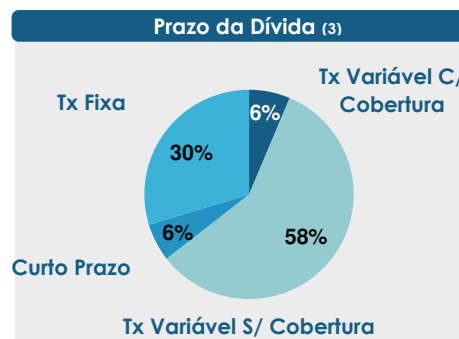
Itens Regulatórios a Receber (€ M)	1S2007	2006
Portugal ⁽¹⁾	247,1	212,3
Espanha	187,8	154,0
Brasil ⁽¹⁾	157,0	246,5
TOTAL	591,9	612,8

Dívida Financeira Nominal por Empresa (€ m)	1S2007	2006
EDP S.A. e EDP Finance BV	7.854,3	8.044,2
EDP Produção	21,6	23,6
EDP Comercial	-	-
NEO Energia	577,5	579,3
EDP Distribuição	-	-
Portgás	103,9	113,0
HC Energia	420,3	213,3
Energias do Brasil	1.060,3	1.018,7
Outros	9,3	21,3

Dívida Financeira Nominal	10.047,2	10.013,3
Juros da dívida a liquidar	76,5	134,7
Dívida Financeira Nominal + Juros a Liquidar	10.123,7	10.147,9

Provisões para benefícios sociais (€ M)	1S2007	2006
Pensões ⁽²⁾	890,5	1.010,3
Actos Médicos	776,0	760,7
Total	1.666,6	1.771,0

Ratina da Dívida ⁽⁴⁾	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	A-/Neg/A2	A2/CW-/P1	A-/Stab/F2
HC Energia		A3/CW-/P2	A-/Stab/F2
Bandeirante	brA/Posit	Ba2/Aa3.br/Stab	
Escelsa	BB-/brA/Posit	Ba2/Aa3.br/Stab	
Energul	brA/Posit	Ba2/Aa3.br/Stab	



⁽¹⁾ Défices tarifários e desvios tarifários a serem recuperados em anos subsequentes através das tarifas.

⁽²⁾ Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDP, que estão a ser recuperados na tarifa

⁽³⁾ Valor Nominal

⁽⁴⁾ Os "Ratings" apresentados estão actualizados à data de 26 de Julho de 2007

Resultados Financeiros Consolidados e Interesses Minoritários



Resultados Financeiros (€ M) | 1S2007 | 1S2006 | Δ 07/06

Rendimentos de particip. de capital	6,2	3,4	82,0%
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	6,2	3,4	82,0%
Juros financeiros líquidos	(223,3)	(197,5)	-13,1%
Diferenças de câmbio	13,5	19,7	-31,3%
Outros ganhos e perdas financeiros	27,6	138,5	-80,1%
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(182,2)	(39,3)	-363,1%
Resultados Financeiros	(176,0)	(36,0)	-389,6%

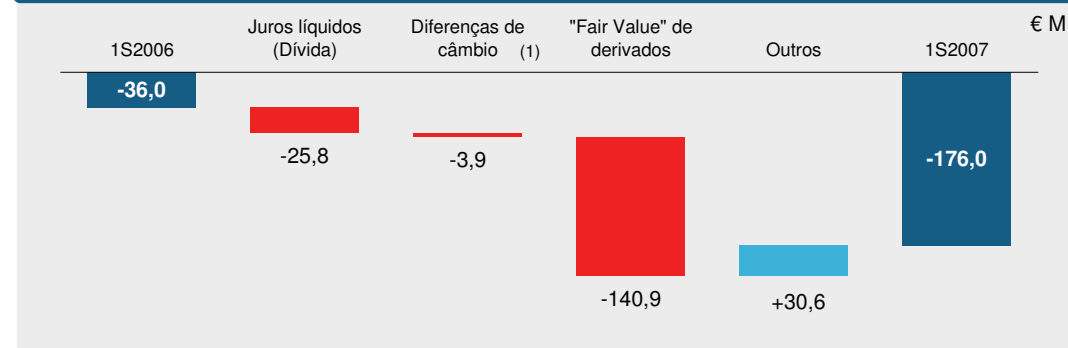
Ganhos Empresas do Grupo e Associadas (€ M) | 1S2007 | 1S2006 | Δ 07/06

REN (30%)	-	43,7	-
Electra (30,6% a Jun-06)	-	(44,2)	-
Edinfor (40%)	(3,4)	(0,9)	-260,3%
Setgás (19,8%)	1,2	0,5	137,6%
CEM (22%)	4,1	4,6	-9,7%
Turbogás (40%)	6,9	6,3	10,0%
DECA II (EEGSA (21%))	0,3	4,4	-92,7%
Subsidiárias da HC	0,1	0,9	-87,0%
Subsidiárias da NEO	1,2	1,5	-17,9%
Outros	2,0	2,6	-23,2%
Total	11,1	16,9	-34,2%

Interesses Minoritários (€ M) | 1S2007 | 1S2006 | Δ 07/06

NEO Energia	2,2	4,3	-48,8%
HC Energia	-	1,2	-
Naturgás	6,4	11,7	-45,3%
Portgás	2,8	2,6	7,7%
Energias do Brasil	56,3	7,6	640,8%
Outros	1,8	1,8	-4,8%
Grupo EDP	69,5	29,2	137,5%

Resultados Financeiros



• Os resultados financeiros do Grupo EDP reflectem:

a) um aumento anual de 13,1% nos **juros financeiros líquidos** devido a um aumento de 70 pb do custo médio da dívida do Grupo EDP, reflectindo o aumento das taxas de juro no período;

b) uma redução significativa nos outros ganhos e perdas financeiros. O 1S06 inclui dois impactos significativos: i) no seguimento do aumento nas taxas de juro, a provisão financeira de €118M criada no final de 2005 relativa ao "fair value" do derivado contratado pela EDP para cobrir o efeito de alterações na taxa de juro no calculo do valor actual líquido dos CMECs foi integralmente revertida; ii) foi contabilizado um ganho de €30M com este derivado no seguimento do aumento das taxas de juro que ocorreu no período em que este instrumento financeiro esteve activo. O total do impacto positivo contabilizado no 1S06 relativamente a este derivado foi de €148M. Adicionalmente, o 1S07 inclui um ganho de €15,8M (vs. €0,2M no 1S06) relacionado com operações financeiras de cobertura em mercados energéticos associados à actividade de produção e comercialização no mercado liberalizado.

• Os ganhos em empresas do grupo e associadas totalizaram €11,0M no 1S07 vs. €16,9M no 1S06. No 1S06, a EDP registou uma provisão de €44,2M relacionada com garantias prestadas no financiamento da Electra, em que a EDP assumiu a responsabilidade por 60% do valor em dívida. Adicionalmente, a EDP acordou recentemente a venda de uma participação de 20% na REN e vendeu outros 5% em Julho com a Oferta Publica Inicial. Em consequência a participação do Grupo EDP na REN deixou de ser consolidada pela Método da Equivalência Patrimonial. A operação referente à venda dos primeiros 20% não está ainda concluída uma vez que a determinação do preço de venda destas acções será realizada com base no preço das acções da REN fixado na Oferta Pública Inicial e na evolução do preço destas acções em mercado durante os primeiros meses de negociação em bolsa.

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



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico



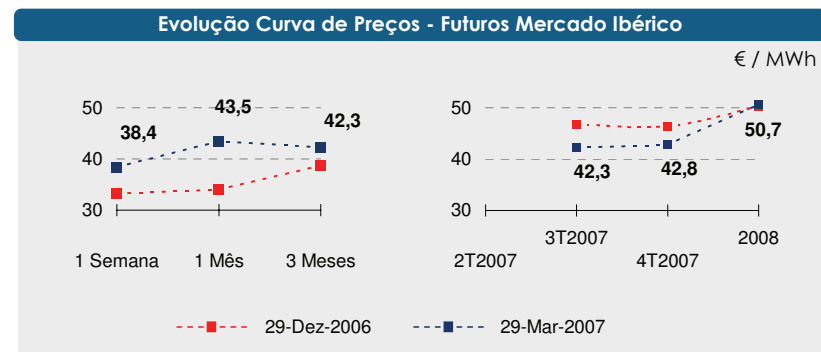
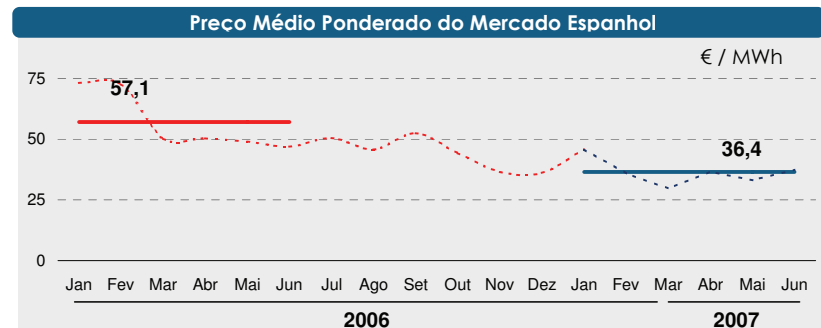
Balanço Energético (GWh)	Portugal			Espanha		
	1S007	1S2006	Δ 07/06	1S007	1S2006	Δ 07/06
Hidroeléctrica	6.291	4.340	45,0%	16.091	11.728	37,2%
Nuclear	-	-	-	27.233	29.369	-7,3%
Carvão	5.402	7.065	-23,5%	35.521	33.527	5,9%
CCGT	4.762	5.140	-7,3%	28.881	31.452	-8,2%
Fuel/Gas/Diesel	617	1.031	-40,2%	973	2.976	-67,3%
Auto-Consumo	-	-	-	(4.118)	(4.396)	6,3%
(-) Bombagem	(249)	(279)	10,6%	(2.266)	(2.429)	6,7%
Regime Convencional	16.823	17.297	-2,7%	102.314	102.226	0,1%
Eólica	1.921	1.163	65,2%	13.151	11.185	17,6%
Outras	3.346	2.927	14,3%	15.153	14.483	4,6%
Regime Especial	5.267	4.090	28,8%	28.303	25.668	10,3%
Importação / (Exportação)	2.904	3.272	-11,2%	(1.387)	(1.950)	28,8%
Consumo Referido à Emissão	24.994	24.659	1,4%	129.230	125.944	2,6%
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis			2,7%			4,9%
Mercado Regulado	21.952	19.896	10,3%	96.611	92.316	4,7%
Mercado Liberalizado	3.042	4.763	-36,1%	32.607	33.622	-3,0%

No 1S07 a procura de electricidade na Península Ibérica cresceu 2,4%, dada as temperaturas amenas do período. A procura bruta, ajustada pelo número de dias úteis e temperatura, aumentou 5% em Espanha e 2,7% em Portugal. Do lado da oferta, a produção hídrica cresceu 39% com o aumento da pluviosidade mas que ficou abaixo da média histórica. A capacidade instalada no mercado ibérico aumentou 5,6% suportado pelo aumento de CCGT (+21%) e parques eólicos (+18%). A produção eólica aumentou 22% devido ao crescimento da capacidade instalada e ao aumento dos factores médios de utilização do período. O crescimento moderado da procura e o aumento da produção hídrica e eólica continuou a penalizar a produção térmica nomeadamente das centrais de ciclo combinado e a fuelóleo. A maior utilização de tecnologias de baixo custo marginal a par da diminuição do preço do petróleo, gás e de CO₂, resultou numa queda de 36% do preço médio no mercado spot.

Durante o 2T07 os preços no OMIP para o 2S07 apresentaram uma tendência de queda fechando o 2T07 no intervalo €42-€43/MWh. Para 2008, os preços a prazo mantêm-se no intervalo €50-€51/MWh, suportados por preços para licenças emissão de CO₂ no intervalo €18-€25/ton e pelos recentes aumentos dos preços do petróleo e carvão. Os volumes de electricidade vendidos a clientes de retalho em mercado caíram 36% em Portugal e 3% em Espanha, reflectindo ainda a transferência de clientes do mercado liberalizado para o sistema regulado onde beneficiam de tarifas reguladas inferiores aos preços em mercado retalhista. No entanto, os volumes vendidos no mercado liberalizado espanhol apresentaram já uma recuperação no 2T07 crescendo 10,5%, suportado pelos aumentos das tarifas reguladas para clientes finais anunciadas em Jan e Jul-07 e pela queda dos preços no mercado grossista a prazo durante o 1S07, que aumentaram o interesse do mercado liberalizado para os consumidores e para os comercializadores liberalizados.

Em Junho, os volumes de electricidade transaccionados em mercados a prazo apresentaram um forte crescimento devido ao: 1) 1º leilão trimestral das compras de electricidade por parte dos comercializadores regulados Ibéricos (transaccionaram-se 14.352 GWh de carga base para o 3T07 ao preço de €46,27/MWh); 2) leilões de capacidade virtual (VPPs) da Endesa/Iberdrola e REN (foram transaccionados volumes em carga base e carga pico para os prazos dos 3, 6 e 12 meses seguintes). O MIBEL iniciou operações a 1 de Julho com a entrada em funcionamento de dois mercados diários integrados para Espanha e Portugal, que indicam um único preço horário no caso de inexistência de restrições de capacidade de interligação entre os dois países.

Capacidade Instalada (MW)	Península Ibérica		
	1S007	1S2006	Δ 07/06
Hídrica	18.119	18.119	-
Nuclear	7.439	7.439	-
Carvão	12.093	12.332	-1,9%
CCGT	17.370	14.406	20,6%
Fuel/Gas/Diesel	5.776	6.579	-12,2%
Eólica	14.334	12.106	18,4%
PRE's (Outras)	11.808	11.386	3,7%
Total	86.939	82.367	5,6%



Factores Chave dos Custo de Produção	1S007	1S2006	Δ 07/06
Coeficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,88	0,65	35,4%
Espanha	0,77	0,53	45,3%
Direitos de emissão de CO ₂ - 2007 (€/ton) ¹	0,1	16,5	-99,2%
Direitos de emissão de CO ₂ - 2008 (€/ton) ¹	22,1	19,5	13,3%
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t ¹	77,1	62,7	22,9%
Gás (CNP) €/MWh ¹	19,2	19,4	-1,0%
Brent (USD/Barril) ¹	70,8	72,4	-2,3%
Eur/USD ¹	1,35	1,28	5,9%

¹ Final do período

Produção Contratada no Mercado Ibérico: CAEs e Regime Especial



Margem Bruta (€ m)	1S007	1S2006	Δ 07/06
CAE Parcela Fixa	467,0	464,8	0,5%
CAE Parcela Variável	113,0	167,8	-32,7%
Vapor (Barreiro) & Cinzas	4,5	4,8	-7,9%
Carvão	79,9	90,7	-11,9%
Fuel Oleo	38,4	66,6	-42,3%
Gas Natural	0,4	2,9	-87,3%
Diesel	0,1	0,1	10,6%
Autoconsumo de Electricidade & Materiais	10,7	10,7	0,7%
(-) Custos Directos	129,5	170,9	-24,2%
CAE Margem Variável	(12,1)	1,7	-
CAE Margem Bruta	454,9	466,5	-2,5%
Cogeração, Resíduos Especiais e Biomassa	24,9	18,3	35,9%
Mini-hídricas	8,1	7,9	2,6%
Margem Bruta Regime Especial	33,1	26,3	25,9%
Margem Bruta Outros	11,1	11,7	-5,3%
Custos Operacionais	93,7	87,8	6,7%
EBITDA	394,3	404,9	-2,6%
Amortizações & Provisões	119,9	95,2	25,9%
EBIT	274,4	309,7	-11,4%
Factor de Disponibilidade Real/Contratada (Km)	1S007	1S2006	Δ 07/06
Hídrica	1,04	1,04	-0,3%
Termica	1,07	1,06	0,6%
Produção de Electricidade (GWh)	1S007	1S2006	Δ 07/06
Hidroeléctrica	6.007	4.091	46,8%
Termoeléctrica	4.298	5.890	-27,0%
Sines	3.681	4.859	-24,2%
Setúbal	457	850	-46,2%
Carregado	99	107	-7,3%
Barreiro	61	74	-17,9%
Tunes	-	0	-
Total CAEs	10.305	9.981	3,2%
Cogeração Portugal	377	367	2,5%
Cogeração Espanha	73	84	-12,8%
Mini-hídricas Portugal	106	101	5,2%
Biomassa Portugal	13	14	-6,9%
Total Regime Especial	569	566	0,5%
Tarifas Reaime Especial (€/MWh)	1S007	1S2006	Δ 07/06
Cogeração Portugal	85	83	2,7%
Mini-hídricas Portugal	84	84	0,0%
Biomassa Portugal	113	89	27,3%

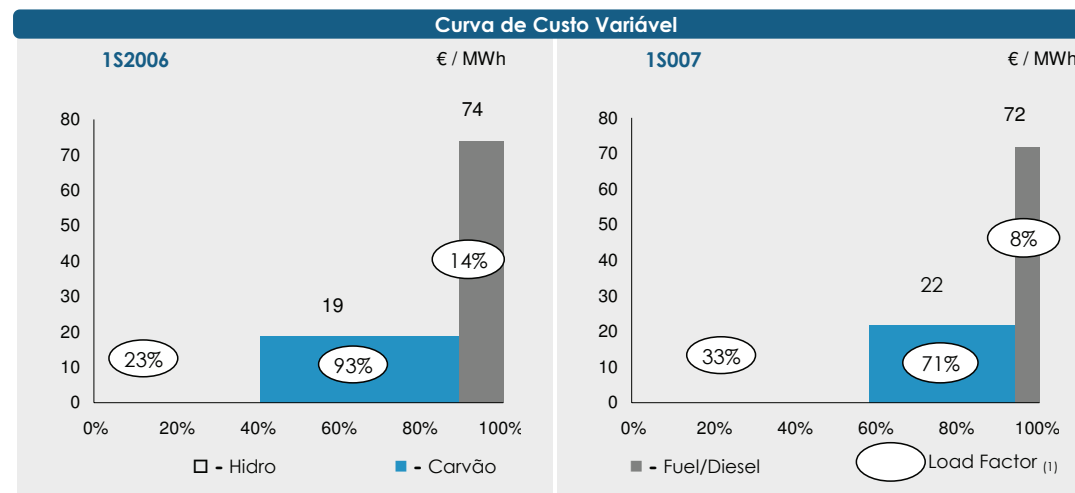
A 15 de Junho, a EDP e a REN acordaram a antecipação do fim dos CAE, com efeitos a partir de 1 de Julho. A nova regulamentação dos CMECs preserva o valor dos CAEs em 833 milhões de euros e é passível de securitização. Foi igualmente estabelecido que a EDP irá pagar €759M pela utilização do domínio hídrico assegurando o direito de operar em condições de mercado 26 centrais hídricas com uma capacidade instalada de 4.095 MW por mais 26 anos em média. Este novo acordo e a clarificação da nova regulamentação dos CMECs permitirá à EDP relançar a construção de nova capacidade hídrica e a repotenciação da capacidade existente.

No 1S07, a parcela fixa dos CAE manteve-se estável em termos homólogos dada à redução da inflação em Portugal e o atraso da REN em reconhecer um pagamento de €4,5M à EDP. O factor de disponibilidade das nossas centrais com CAE ficou acima dos níveis contratados com a REN contribuindo positivamente para a parcela fixa dos CAE.

A queda dos factores de utilização médios das nossas centrais a carvão é explicado pela paragem programada da nossa central de Sines para trabalhos de manutenção e de de dessulfurização que duraram todo o trimestre. Em 2008 esta central irá efectuar uma paragem programada concluindo os investimentos em equipamento de dessulfurização totalizando aproximadamente €177M e cujos activos serão remunerados a uma taxa de 8,5% até ao final do contrato.

A margem dos combustíveis continuou penalizada pelo impacto não recorrente de compras de fuelóleo a preços acima dos preços implícitos nos CAE, e como tal não recuperados pela EDP.

A partir de 1 de Julho, a EDP começou a vender em mercado toda a sua capacidade de geração com CAE, devido à introdução do sistema CMEC através do qual a EDP é remunerada através de receitas em mercado, com um pagamento de CMEC anual pago pelos consumidores portugueses via tarifa e um pagamento ou recebimento no ano seguinte para reflectir o desvio entre a receita de mercado prevista e a receita de mercado real das centrais durante o ano anterior. O sistema CMEC assegura a manutenção de um impacto similar ao dos CAE na demonstração de resultados da EDP durante os primeiros 10 anos de operação.



⁽¹⁾ Factor de Utilização: número de horas equivalentes à produção de uma central relativamente ao número total de horas no período

Produção e Comercialização Liberalizada no Mercado Ibérico



Resultados Financeiros (€ m)	1S007	1S2006	Δ 07/06
Margem Bruta - Produção e Comerc. Liberalizada	288,1	232,0	24,2%
Produção	256,9	338,4	-24,1%
Portugal	46,9	59,8	-21,5%
Espanha	209,9	278,7	-24,7%
Comercialização	31,3	(106,4)	-
Portugal	9,2	(19,0)	-
Espanha	22,1	(87,4)	-
Custos Operacionais	107,7	103,5	4,1%
EBITDA	180,5	128,6	40,4%
Amortizações & Provisões	63,1	54,3	16,4%
EBIT	117,3	74,3	57,9%
Ao nível de Resultados Financeiros			
Ganhos (Perdas) c/ Hedging em Mercados Energéticos	15,8	0,2	-

Performance de mercado	1S007	1S2006	Δ 07/06	1S007	1S2006	Δ 07/06
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh)		
Produção Electricidade	10.010	9.658	3,6%	25,4	26,9	-5,7%
CCGT	3.390	3.872	-12,4%	40,7	41,8	-2,5%
Carvão	5.289	4.559	16,0%	21,6	21,2	1,9%
Hídrico	778	699	11,3%	-	-	-
Nuclear	553	528	4,8%	3,4	2,9	15,9%
Compras Electricidade	704	1.361	-48,3%	30,4	79,8	-61,9%
Total Electricidade	10.714	11.020	-2,8%	26,3	33,3	-21,0%
	Vendas Electricid. (GWh)			Preço médio (€/MWh)		
Perdas na Rede	251	(37)	-			
Portugal	1.242	2.741	-54,7%	57,2	37,7	51,7%
Espanha	4.905	4.501	9,0%	58,4	46,6	25,3%
Clientes finais - Retalho liberaliz.	6.147	7.242	-15,1%	58,2	43,6	33,4%
OMEL+OMIP+OTC	3.377	2.190	54,2%	47,0	80,4	-41,5%
Outros	939	1.625	-42,2%	43,8	62,0	-29,3%
Volume Total	10.714	11.020	-2,8%	53,1	53,4	-0,6%

Factor de Utilização	1S007	1S2006	Δ 07/06
CCGT	50%	57%	-7,0 pp
Carvão	79%	68%	10,9 pp
Hídrico	26%	24%	2,7 pp
Nuclear	81%	77%	3,7 pp

Número de clientes	1S007	1S2006	Δ 07/06
Número de clientes (mil)	121,3	68,0	78%
Portugal	72,8	7,1	928%
Espanha	48,5	61,0	-20%

O aumento de 24% da margem bruta e os 40% de crescimento do EBITDA integrado da produção e comercialização em mercado liberalizado uma vez mais realçam o sucesso da estratégia de “hedging” implementada no 2S06 nos negócios de produção e comercialização. Se considerarmos os €15,8M de ganhos financeiros relacionado com a cobertura de risco em mercados energéticos a margem bruta e EBITDA teriam aumentado 44% e 80%, respectivamente.

A produção liberalizada aumentou 3,6%, revertendo a tendência observada no primeiro trimestre. As nossas centrais a carvão apresentaram um elevado factor de utilização de 79% no 1S07 que evidencia os seus elevados níveis de eficiência, apesar de o factor de utilização de 68% das nossas centrais a carvão no 2T06 ter sido penalizado pela paragem programada durante 7 semanas da central Aboño. A nossa central a carvão Soto III deverá ter uma paragem programada de 7 semanas no 3T07, concluindo o plano de investimentos em equipamento de dessulfurização em Espanha. O factor médio de utilização das centrais de ciclo combinado aumentou para 50% versus 41% no 1T07 devido: (1) Ligeiro aumento dos preços *spot* no mercado OMEL; (2) aumento da produção da central do Ribatejo em Portugal; (3) diminuição sazonal da produção hídrica. Dado que a produção das nossas CCGTs foi essencialmente vendida nas horas de pico o preço médio final realizado em vendas em mercados à vista foi de €47/MWh no 1S07, que é 8% acima do preço médio final realizado em mercados à vista no período. O custo médio da electricidade vendida caiu 21%, devido a menores volumes e preços mais baixos das compras efectuadas em mercados às vista e à queda de 6% dos custos variáveis de produção, explicada pela queda do preço do gás natural e a alteração favorável do mix de geração.

No lado da procura, a EDP conseguiu aumentar o seu preço médio de venda no retalho liberalizado em 36% para €59/MWh embora com uma queda de 15% no volume vendido que praticamente compensou a queda dos preços de electricidade em mercados grossistas, (à vista e a prazo). Em Espanha a existência de subsídios cruzados significativos no sistema tarifário e o aumento de tarifas para clientes finais em Jan-07 permitiu um aumento de 26% no preço médio líquido para €60/MWh com os volumes vendidos a apresentarem uma recuperação no 2T07. Em Portugal, o nível mais reduzido de subsidização cruzada e a perspectiva de queda das tarifas para clientes finais, nomeadamente no segmento industrial no 2S07 em virtude da introdução do sistema CMEC, dificultou a oferta de preços mais atractivos. No entanto, a EDP conseguiu aumentar em 47%, para €55/MWh, o preço médio líquido de venda, devido a uma redução dos volumes vendidos através de contratos mais antigos e menos atractivos e o estabelecimento de novos contratos com margens rentáveis.

O número de clientes no mercado liberalizado aumentou 78% para 121,300 reflectindo a total liberalização do segmento residencial em Portugal a partir de Set-06 e o sucesso da oferta edp 5D para o segmento residencial.

Em termos de contratação a prazo, a EDP já contratou com clientes de retalho e cobriu risco de variações de preços em mercados energéticos 85% da produção esperada para as suas centrais no mercado Ibérico liberalizado para o 2S07 a um preço médio acima dos €50/MWh. Para 2008, a EDP já contratou 30% da sua produção esperada em mercado liberalizado a um preço médio próximo dos €55/MWh.

Produção e Comercialização de Electricidade Ibérica



DR Operacional (€ M)	Produção Electricidade						Comercialização Electricidade						Produção e Comercializ.		
	Portugal			Espanha			Portugal			Espanha			Total		
	1S007	1S2006	Δ 07/06	1S007	1S2006	Δ 07/06	1S007	1S2006	Δ 07/06	1S007	1S2006	Δ 07/06	1S007	1S2006	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	848,2	995,1	-14,8%	410,2	472,5	-13,2%	155,9	213,6	-27,0%	386,8	343,0	12,8%	-	-	-
Custos Directos da Actividade	314,7	441,4	-28,7%	188,2	190,5	-1,2%	146,7	232,6	-36,9%	364,7	430,4	-15,2%	-	-	-
Margem Bruta	533,5	553,8	-3,7%	222,0	282,0	-21,3%	9,2	(19,0)	-	22,1	(87,4)	-	787,2	736,5	6,9%
Margem Bruta/Proveitos	62,9%	55,6%	7,2 pp	54,1%	59,7%	-5,6 pp	5,9%	-8,9%	14,8 pp	5,7%	-25,5%	31,2 pp			
Fornecimentos e serviços externos	44,5	46,2	-3,7%	25,9	21,9	18,1%	9,3	4,9	87,1%	14,4	12,5	15,4%	95,1	89,2	6,6%
Custos com pessoal	43,3	39,2	10,4%	17,0	15,3	11,4%	2,6	3,0	-14,3%	2,6	2,7	-2,9%	65,5	61,0	7,5%
Custos com benefícios sociais	11,4	7,5	52,6%	0,7	0,7	-2,9%	0,1	0,2	-48,2%	0,1	0,1	11,1%	12,3	8,4	45,3%
Rendas centros electroprodutores	1,9	1,9	4,9%	-	-	-	0,0	0,0	-1,1%	-	-	-	2,0	1,9	4,9%
Outros custos (proveitos) operac.	(2,1)	(2,6)	19,1%	35,5	32,8	-	0,6	8,3	-	(7,5)	(15,1)	-	26,6	30,8	-
Custos Operacionais	99,1	92,2	7,5%	79,1	70,7	11,9%	12,6	16,5	-23,7%	9,6	0,1	6917,4%	201,4	191,3	5,3%
EBITDA	434,4	461,6	-5,9%	142,8	211,4	-32,4%	(3,3)	(35,5)	90,6%	12,4	(87,5)	-	585,8	545,2	7,5%
EBITDA/Proveitos	51,2%	46,4%	4,8 pp	34,8%	44,7%	-9,9 pp	-2,1%	-16,6%	14,5 pp	3,2%	-25,5%	28,7 pp			
Provisões para riscos e encargos	4,0	-	-	-0,4	0,3	-	(0,6)	-	-	(2,4)	-	-	0,6	-7,9	-
Amortizações	127,6	109,0	17,0%	53,3	43,5	22,3%	2,5	2,4	4,4%	1,2	1,4	-13,0%	184,5	159,4	15,7%
Compensa. amort. activos subsid.	(1,8)	(1,8)	2,2%	(0,2)	(0,1)	-179,0%	-	(0,7)	-	-	-	-	(2,0)	(2,0)	0,8%
EBIT	304,7	354,4	-14,0%	90,2	167,6	-46,2%	(5,2)	(37,1)	85,9%	13,7	(88,9)	-	402,8	395,7	1,8%
EBIT/Proveitos	35,9%	35,6%	0,3 pp	22,0%	35,5%	-13,5 pp	-3,4%	-17,4%	14,0 pp	3,5%	-25,9%	29,5 pp			
Empregados	1.562	1.673	-6,6%	605	613	-1,3%	83	91	-8,8%	90	92	-2,2%	2.340	2.469	-5,2%

As actividades integradas de produção e comercialização, incluindo a produção em regime de CAE e as operações liberalizadas, apresentaram um crescimento da margem bruta de 7% com a margem bruta da nossa actividade de comercialização mais do que compensando a queda registada na actividade de produção. O EBITDA cresceu 8%, dado que os custos operacionais aumentaram somente 5%. Se considerarmos os €15,8M de ganhos financeiros relacionados com a cobertura de risco em mercados energéticos a margem bruta e EBITDA teriam aumentado 9% e 10%, respectivamente.

O Real Decreto 03/2006 em Espanha, que estabeleceu a devolução parcial das emissões de CO2 atribuídas a preço de mercado até ao final de 2007, teve um impacto na demonstração de resultados da área de produção no 1S06 e 1S07. No 1S06, a rubrica Outros Custos incluíam €32M relacionados com estes custos enquanto que no 1S07 a linha de Outros Custos incluía apenas 1 milhão de euros relacionados com o RD 03/2006 em resultado da elevada queda do preço de mercado das emissões de CO2. Registaram-se €30M de provisões relacionadas com potenciais diferenças de interpretação do RD 03/2006 nas nossas contas de 2006 e com a alteração regulatória que se espera que seja anunciada pelo governo espanhol no 2H07.

Excluindo o impacto do RD03/06 e da reversão de provisões relacionadas com a actividade comercial em Espanha contabilizadas ao nível da linha de Outros Custos, os custos operacionais da produção e comercialização integrada aumentaram 17%. Em Portugal, os custos operacionais na produção aumentaram 10% devido a trabalhos de manutenção na nossa central CCGT do Ribatejo que continuaram durante o segundo trimestre. Na actividade de comercialização em Portugal, a linha de Fornecimentos e Serviços Externos aumentou significativamente reflectindo os custos relacionados com o crescimento da actividade no segmento residencial, enquanto que no 2S06 a linha de Outros Custos foram penalizados pelos custos relacionados com desvios no consumo acumulados de anos anteriores e por provisões por cobrança duvidosa. Em Espanha, o aumento dos custos relacionados com serviços externos na área de produção relacionaram-se com a transferência no início do ano das centrais de regime especial da NEO para a HC Energia e com aumento dos custos de manutenção das instalações DeSox das centrais a carvão. O aumento da actividade da área de comercialização, nomeadamente no segmento residencial, também implicou um aumento da rubrica Fornecimentos e Serviços externos, nomeadamente os relacionados com a actividade comercial.

Abaixo da linha do EBITDA, a actividade de produção em Portugal registou um aumento de 16% nas amortizações, relacionado: (i) com uma amortização de €11m no 1S07 associada à extensão do período de concessão das centrais hídricas em CAE; e (ii) com a aceleração da taxa de amortização das nossas centrais térmicas anteriormente em CAE que deverão estar integralmente amortizadas no final da vida útil. O aumento do nível das amortizações na produção em Espanha é explicado não só pela transferência em Dezembro de 2006 das actividades de cogeração, resíduos especiais e biomassa da NEO para esta área de negócio, mas também pela a aceleração das amortizações da central de carvão de Soto II que se espera que seja descomissionada em 2015.



DR Operacional (€ M)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Margem Bruta	119,2	98,3	21,2%
Margem Bruta/Proveitos	100,8%	78,5%	22,3 pp
Fornecimentos e serviços externos	17,9	15,3	17,0%
Custos com pessoal	5,7	5,8	-1,2%
Rendas de centros electroprodutores	0,7	0,4	85,9%
Outros custos (proveitos) operacionais	2,2	6,2	-
Custos Operacionais	26,6	27,6	-3,8%
EBITDA	92,6	70,7	31,0%
EBITDA/Proveitos	78,3%	56,4%	21,8 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	(0,0)	-
Amortizações	46,7	35,6	31,2%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,1)	(0,4)	69,4%
EBIT	46,0	35,5	29,6%
EBIT/Proveitos	38,9%	28,4%	10,5 pp

Número de Empregados	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Número de Empregados	265	223	+ 42

• Em Dez-06, a EDP adquiriu a Agrupación Eólica (“AE”), que actua no sector das energias renováveis em França e em Espanha, actualmente com 221 MW em operação, dos quais 176 MW em Espanha e 45 MW em França.

• Em Jul-07, a EDP concluiu a operação de compra da Horizon, empresa líder no desenvolvimento, gestão e operação de parques eólicos nos EUA. Actualmente com 837 MW em operação e 720 MW em construção, a Horizon espera ter 1.556 MW em operação no final de 2007. O Grupo EDP irá começar a consolidar integralmente esta empresa em Julho de 2007. A aquisição da Horizon integra-se nos objectivos estratégicos da EDP, posicionando a empresa num dos mercados mais atractivos das energias renováveis em termos de crescimento e rentabilidade.

• A Jun-07, a NEO tinha uma capacidade instalada eólica consolidada de 1.359 MW, mais 511 MW vs. Jun-06. Este aumento de capacidade foi conseguido através de aquisições (+88MW) e de crescimento orgânico (+423MW).

• No 1S07, a NEO produziu 1.403 GWh de energia eólica, o que representa um crescimento de 58,4% no período, devido a um aumento da capacidade instalada bem como das horas equivalentes de serviço: i) em Espanha, estas aumentaram 3% de 1.203 horas no 1S06 para 1.239 horas no 1S07; ii) em Portugal, aumentaram 5% de 1.046 horas no 1S06 para 1.101 horas no 1S07; e iii) os parques da NEO em França alcançaram as 1.188 horas no 1S07.

Capacidade Instalada Consolidada (MW)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Portugal	332	213	+119
Espanha	951	635	+316
França	75	-	+75
Total	1.359	848	+511

Electricidade Produzida (GWh)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Portugal	359	210	71,3%
Espanha	1.007	676	49,0%
França	36	-	-
Total	1.403	886	58,4%

Factor Médio de Utilização (%)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Portugal	25%	24%	1 pp
Espanha	29%	28%	1 pp
França	27%	-	-
Total	28%	27%	1 pp

Tarifa Média Eólica (€/MWh)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Portugal	97	96	1,8%
Espanha	77	93	-17,1%
França	80	-	-
Total	83	94	-12,1%

Margem Bruta (€ M)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Portugal	36,4	21,4	69,9%
Espanha	71,5	66,1	8,1%
França	3,2	-	-
Eólica	111,1	87,5	27,0%
Outros & Ajustamentos	8,1	10,8	-25,1%
Total	119,2	98,3	21,2%

• A margem bruta aumentou 21,2% no período: i) em Espanha, apesar de uma redução de 17,1% na tarifa média, consequência da recente queda do preço da pool, a margem bruta beneficiou dos aumentos da capacidade instalada e dos factores de utilização; ii) em Portugal, a margem bruta beneficiou de um aumento da capacidade instalada bem como de uma ligeira melhoria do factor de utilização e da tarifa média (actualizada à inflação).

• Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 17% no período devido: (i) ao aumento da actividade operacional e expansão internacional; e (ii) à consolidação da AE (+€2,0M) desde Dez-06, que mais do que compensaram o impacto da desconsolidação das actividades de resíduos e biomassa transferidas para a HC Energia (-3,6M). Os custos com pessoal reflectem a desconsolidação das actividades de resíduos e biomassa, que mais do que compensou o impacto da consolidação da AE (-40 empregados de resíduos e biomassa + 39 da AE).

• As amortizações aumentaram 31,2% devido ao já mencionado aumento da capacidade instalada da NEO através de aquisições e crescimento orgânico.

Distribuição em Portugal



Consumidores de Electricidade (mil)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Regulado	5.935	5.937	-3
Não-regulado	77	11	66
Consumidores de Electricidade	6.011	5.948	63

Electricidade Distribuída (GWh)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Muito Alta Tensão	803	720	11,5%
Alta Tensão	3.160	2.726	15,9%
Média Tensão	7.387	7.099	4,1%
Baixa Tensão	12.311	12.288	0,2%
Electricidade Distribuída	23.661	22.834	3,6%
dos quais: de acesso	2.875	4.407	-34,8%

Vendas de Electricidade e Margem Bruta (€ M)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Vendas de Electricidade	2.319,5	2.104,4	10,2%
Compras de Electricidade	1.686,6	1.515,9	11,3%
Margem Bruta de Electricidade	632,9	588,5	7,5%
Proveitos Permitidos	629,0	672,8	-6,5%

Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver)	(4,0)	84,3	-
---	--------------	-------------	----------

Tempo de Interrupção Equivalente (min.)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Tempo de Interrupção Equivalente	52	87	-36

• No 1S07, a electricidade distribuída em Portugal aumentou 3,6% no período, devido a um aumento do consumo nos segmentos de AT e MT (+15,9% e 4,1% respectivamente). Excluindo o impacto dos consumos dos co-geradores bem como os efeitos temperatura e dias úteis, a electricidade distribuída teria aumentado 2,0% no período. No mercado liberalizado, apesar de um aumento do número de clientes em BT, o volume de electricidade distribuída diminuiu 34,8% no período, uma vez que os clientes industriais preferem as tarifas inferiores do mercado regulado.

• As vendas de electricidade no 1S07 incluem €24,5M dos €49M relativos ao défice tarifário de 2007 atribuído à EDP Distribuição (o DL 237-B reconhece a recuperação deste défice tarifário, com juros, durante um período de 10 anos com início em 2008).

• Os proveitos permitidos diminuíram 6,5%. Excluindo os proveitos relacionados com a recuperação de custos de anos anteriores, os proveitos permitidos teriam aumentado 2,9%. A actividade de Uso de Rede de Distribuição (URD) representou cerca de 80% dos proveitos permitidos, e apesar de uma redução de 2,1% do proveito unitário médio, o aumento de 2,2% da componente fixa dos proveitos permitidos para o URD (que permite uma redução da exposição ao risco de desvios na procura de electricidade em Portugal) e o aumento em 1,6% da electricidade distribuída traduziram-se num aumento de 0,9% dos proveitos permitidos provenientes desta actividade (ver pág. 29 dos Anexos).

DR Operacional (€ M)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Margem Bruta	639,4	593,7	7,7%
Margem Bruta/Proveitos	27,4%	28,0%	-0,7 pp
Fornecimentos e serviços externos	128,3	115,6	11,0%
Custos com pessoal	97,1	97,5	-0,3%
Custos com benefícios sociais	41,3	29,3	40,7%
Rendas de concessão	104,0	103,3	0,7%
Outros custos (proveitos) operacionais	2,6	(4,5)	-
Custos Operacionais	373,4	341,2	9,4%
EBITDA ⁽¹⁾	266,0	252,5	5,4%
EBITDA/Proveitos	11,4%	11,9%	-0,5 pp
Provisões para riscos e encargos	6,8	1,6	332,1%
Amortizações	168,5	168,3	0,1%
Compensação amort. activos subsidiados	(42,4)	(41,1)	-3,1%
EBIT	133,1	123,8	7,6%
EBIT/Proveitos	5,7%	5,8%	-0,1 pp

Número de Empregados	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Número de Empregados	5.102	5.266	-164
Empregados/TWh ⁽²⁾	108	115	-6,5%
Clientes/Empregado	1.163	1.127	3,2%

• No 1S07, a margem bruta de electricidade ficou €4M acima dos proveitos permitidos. Este desvio tarifário, a devolver às tarifas em 2009, compara com €15M no 1T07. Esta evolução reflecte o impacto sazonal de alterações da estrutura de consumos na margem bruta de electricidade da empresa, quando comparada com a estimativa da ERSE para o ano todo.

• Os FSE aumentaram 11,0% devido a um aumento nos custos com O&M e comunicação, que mais do que compensou o controlo conseguido ao nível dos custos comerciais. No 1S07, os custos com pessoal permaneceram nos €97M devido a um acerto de estimativa na especialização das férias gozadas no 1S07 (-2,8M). Excluindo este impacto, os custos com pessoal teriam aumentado 2,5%, reflectindo o aumento médio salarial de 2,8% para o ano 2007 que contrabalançou parcialmente as poupanças conseguidas com a redução de pessoas. Os custos com benefícios sociais aumentaram 40,7% no período, devido a um aumento nos prémios para pensões (+€5,8M) e à contabilização de um custo de €5,0M relacionado com o Programa de Ajustamento de Efectivos (PAE).

• A redução no número de empregados foi maioritariamente conseguida através do PAE iniciado em 2006 que se traduziu até agora em 103 reformas e pré-reformas realizadas no 4T06 e em 11 reformas e pré-reformas adicionais durante o 1S07. Os esforços recorrentes no sentido de melhorar os níveis de eficiência possibilitaram uma melhoria dos rácios de eficiência reduzindo o "gap" para as melhores práticas da Península Ibérica.

⁽¹⁾ O EBITDA normalizado (i.e. excluindo as diferenças tarifárias, os ajustamentos tarifários t-2 e t-1 e a recuperação dos custos com o PAR) é de €248,7M no 1S07 vs. €263,2M no 1S06.

⁽²⁾ Anualizados



Consumidores de Electricidade (milhares) | 1S2007 | 1S2006 | Δ 07/06

Regulados	558	530	5,2%
Não-regulados	52	66	-21,0%
Consumidores de Electricidade	610	596	2,3%

Electricidade Distribuída (GWh) | 1S2007 | 1S2006 | Δ 07/06

Alta Tensão	2.946	2.896	1,7%
Média Tensão	598	591	1,2%
Baixa Tensão	1.283	1.274	0,7%
Electricidade Distribuída	4.827	4.761	1,4%
dos quais: de acesso	730	718	1,7%

Proveitos Regulados (€ M) | 1S2007 | 1S2006 | Δ 07/06

Transporte	3,0	3,9	-24,2%
Distribuição	63,2	48,7	29,9%
Comercialização	3,9	3,8	2,1%
Proveitos Regulados	70,1	56,4	24,3%

Tempo de Interrupção Equivalente - Astúrias (min.) | 1S2007 | 1S2006 | Δ 07/06

Tempo de Interrupção Equivalente	42	42	0
---	-----------	-----------	----------

• No 1S07, o volume de Electricidade distribuída em Espanha aumentou 1,4% no período, consequência do aumento do consumo nos segmentos de AT e MT.

• A margem bruta da actividade de distribuição em Espanha aumentou 49,9% no período para €73,1M no 1S07, reflectindo: i) um aumento de €13,7M da remuneração para as actividades reguladas reconhecida na tarifa de 2007; ii) o impacto da contabilização no 1S06 de um custo de €12,2M relacionado com a aplicação do RD 03/2006; e iii) uma diminuição de €1,1M nas prestações de serviços e outros proveitos operacionais:

a) Os proveitos regulados aumentaram 25,5% de acordo com o que está reconhecido no RD 1634/2007, que estabelece os proveitos das actividades reguladas no negócio da electricidade em Espanha. Dos €3.571,1M atribuídos à actividade de distribuição, €123,1M ou 3,45% foram atribuídos à HC Energia (vs. 3,2% em 2006);

b) No 1S06, a actividade de distribuição em Espanha reconheceu um impacto negativo de €12,2M relacionado com a aplicação do RD 03/2006, aprovado em 24 de Fevereiro de 2006, que considerava que as vendas de electricidade da geração e as compras da distribuição, efectuadas simultaneamente pelo mesmo grupo empresarial, tinham que ser liquidadas a um preço provisório de €42,35/MWh.

• Em Jun-07, a HC Energia acordou com a REE a venda, por um valor de €16,8M, dos activos de transporte de energia eléctrica que a empresa detém na região de Valência. Os proveitos permitidos atribuídos a estes activos totalizaram os €2M em 2006.

DR Operacional (€ M) | 1S2007 | 1S2006 | Δ 07/06

Margem Bruta	73,1	48,8	49,9%
Margem Bruta / Proveitos	27,3%	50,5%	-23,2 pp

FSEs	26,5	25,8	2,8%
Custos Pessoal	12,7	12,9	-1,9%
Custos Benefícios sociais	0,5	0,4	23,4%
Outros custos (proveitos) operacionais	(10,8)	(1,9)	-482,6%
Custos Operacionais	28,9	37,3	-22,4%

EBITDA	44,2	11,5	283,9%
EBITDA / Proveitos	16,5%	11,9%	4,6 pp

Provisões para riscos e encargos	-	-	-
Amortizações do exercício	15,2	12,6	20,6%
Compensação amort. activos subsidiados	(1,2)	(1,1)	-16,1%

EBIT	30,2	(0,0)	-
EBIT / Proveitos	11,3%	-0,0%	11,3 pp

Número de Empregados | 1S2007 | 1S2006 | Δ 07/06

Número de empregados	391	407	-16
-----------------------------	------------	------------	------------

Empregados/TWh ⁽¹⁾	41	43	-5,2%
--------------------------------------	-----------	-----------	--------------

Clientes/Empregado	1.559	1.463	6,5%
---------------------------	--------------	--------------	-------------

• No 1S06, as compras de electricidade da actividade de distribuição da HC Energia que foram liquidadas com geração própria ascenderam a 695 GWh. O impacto desta medida foi contabilizado na margem bruta da actividade de distribuição como sendo a diferença entre o preço desta electricidade e os €42,35/MWh. O RD 03/2006 deixou de ser aplicável pelo que tais custos não foram contabilizados no 1S07. No entanto, o RD 871/2007, de 30 de Junho, fixou o preço provisório referido no RD 03/2006 nos €49,23/MWh.

• Os custos operacionais diminuiram 22,4% no período devido a um aumento da capitalização de custos contabilizada em “outros proveitos operacionais” no 1S07.

• O EBITDA da actividade de distribuição em Espanha aumentou €32,7M no período para €44,2M no 1S07, o que representa uma margem EBITDA de 16,5% (mais 4,6 pp em relação ao período homólogo).

• Os esforços desenvolvidos pela empresa no sentido de melhorar os níveis de eficiência traduziram-se numa melhoria de alguns rácios de referência com sejam o de Empregados/TWh, que registou uma melhoria de 5,2% no período, e o de Clientes/Empregado que também melhorou em 6,5% no período, permitindo um acompanhamento das melhores práticas da Península Ibérica.



DR Operacional (€ M)	Portugal (100%)			Espanha			Total		
	1S07	1S06	Δ 07/06	1S07	1S06	Δ 07/06	1S07	1S06	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	54,4	54,0	0,7%	114,8	115,0	-0,2%	169,2	169,0	0,1%
Custos Directos Actividade	27,2	29,2	-6,8%	35,4	39,8	-11,1%	62,6	69,0	-9,3%
Margem Bruta	27,2	24,8	9,7%	79,4	75,3	5,5%	106,6	100,0	6,5%
Margem Bruta / Proveitos	50,0%	45,9%	4,1 pp	69,2%	65,4%	3,8 pp	63,0%	59,2%	3,8 pp
FSEs	3,9	3,2	22,7%	13,6	12,2	11,2%	17,6	15,5	13,6%
Custos Pessoal	2,6	2,0	30,2%	8,1	8,9	-8,9%	10,8	11,0	-1,6%
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	356,2%	0,2	0,1	20,0%	0,2	0,1	30,2%
Outros custos (proveitos) operac.	0,9	0,4	-	1,2	2,4	-	2,0	2,8	-
Custos Operacionais	7,5	5,7	31,9%	23,1	23,7	-2,6%	30,6	29,4	4,1%
EBITDA	19,7	19,1	3,0%	56,3	51,6	9,2%	76,0	70,7	7,5%
EBITDA / Margem Bruta	72,4%	77,1%	-4,7 pp	70,9%	68,5%	2,4 pp	71,3%	70,7%	0,7 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	(0,0)	-	0,2	-0,0	-	0,3	-0,0	-
Amortizações do exercício	6,3	3,8	65,7%	15,3	15,1	1,5%	21,6	18,8	14,4%
Compensação amort. activos sub.	(0,7)	(0,7)	0,1%	(0,8)	(0,7)	-6,6%	(1,5)	(1,4)	-3,3%
EBIT	14,0	16,1	(0,1)	41,6	37,2	0,1	55,7	53,3	4,4%
EBIT / Margem Bruta	51,7%	64,9%	-13,2 pp	52,4%	49,5%	2,9 pp	52,2%	53,3%	-1,1 pp

Actividade Regulada	1S07	1S06	% Δ	Abs. Δ
Número Clientes (mil)	832,4	780,0	6,7%	+52
Portugal	171,3	155,1	10,5%	+16
Espanha	661,1	624,9	5,8%	+36
Clientes Finais	284,2	391,0	-27,3%	-107
Clientes acesso	376,9	233,9	61,2%	+143
Volume de Gás (GWh)	12.696	12.570	1,0%	+126
Portugal	1.369	1.260	8,6%	+108
Espanha	11.328	11.310	0,2%	+18
Clientes Finais	3.606	3.781	-4,6%	-175
Clientes acesso	7.722	7.529	2,6%	+192
Receitas reguladas (€ m)	103,0	95,4	8,0%	+7,6
Portugal	27,2	24,8	9,7%	+2,4
Espanha	75,8	70,6	7,4%	+5,2
Transporte	8,2	6,2	31,5%	+2,0
Distribuição	61,6	58,2	5,8%	+3,4
Comercialização Regulada	6,0	6,2	-2,3%	-0,1
Rede (Km)	8.261	7.785	6,1%	+475
Portugal - Distribuição	2.866	2.675	7,2%	+192
Espanha - Distribuição	5.079	4.861	4,5%	+218
Espanha - Transporte	315	250	26,4%	+66

A nossa actividade de gás regulado inclui a Portgás, empresa de distribuição com contrato de concessão (72% detida pela EDP), e a Naturgas, empresa de distribuição e transporte de gás, que actua principalmente no País Basco e Astúrias. No segundo trimestre de 2007, a EDP adquiriu 9,39% do capital social da Naturgas por 122 M€, o que representa um aumento da participação para 63,51%.

No conjunto, a nossa actividade de gás regulado, quando comparada com o período homólogo, apresentou um crescimento do EBITDA de 7,5% para €76.0M, reflectindo o aumento de 6,7% dos pontos de abastecimento para 832.400 clientes (+52.000 clientes contratados) e o aumento da extensão de rede em 6,1% para 8.261 Kms.

- Em **Espanha**, as receitas reguladas aumentaram, relativamente ao 1S06, 7,4% para €75,8M devido:

- As receitas reguladas da distribuição cresceram 5,8% para €61,6M, reflectindo o aumento de 5,8% dos pontos de abastecimento para 661,100 clientes (+36.000 clientes contratados) e o aumento da extensão de rede em 9,3% para 5.079 Kms. Aumento do volume de gás distribuído em 0,2%, tendo o mercado regulado de gás em Espanha uma diminuição da procura convencional de 2%. De realçar, que a comparação com o período homólogo, é influenciada positivamente pela aquisição restantes 50% do capital da distribuidora de gás Gasnalsa (consol. integral desde Nov-06).
- As receitas reguladas do transporte cresceram 36% para €4,2M devido a um aumento da rede de transporte em 28% para 314 Kms (entrada em funcionamento do gasoduto Sória Agreda, novos investimentos em Santurtzi e Zierbana e reconhecimento como transporte primário do gasoduto La Robla Guardo).
- As receitas reguladas da comercialização caíram 2,3% para €6,0M. De salientar, que se espera que o sistema de comercialização à tarifa de gás regulado termine em Dez-07. No entanto, esta eventual medida não deverá ter grande impacto nos resultados da Naturgas, uma vez que mais de 50% dos pontos de abastecimento são clientes de acesso e a Naturgas espera manter a maior parte dos clientes de comercialização regulada no mercado liberalizado.

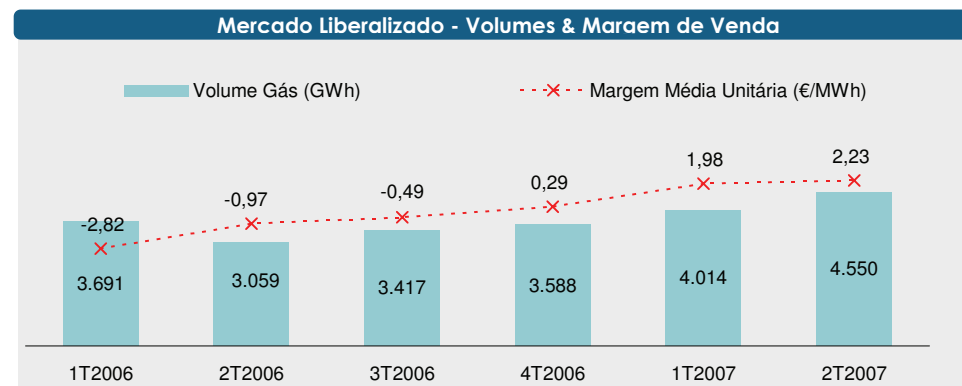
Em **Portugal**, as nossas receitas reguladas aumentaram 9,7% para €27,2M, reflectindo o aumento: de 10,5% dos pontos de abastecimento para 171.300 clientes, de 8,6% do volume de gás distribuído e o aumento da extensão de rede em 7,2% para 2.866 Kms. Aumento do número de novos clientes conectados à rede de distribuição em 34% quando comparado com o período homólogo, o que implicou um aumento das taxas de penetração e dos rácios de eficiência. Em Setembro de 2006 foi aprovada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("ERSE") uma nova regulação para o sector do gás, com o intuito de preparar o processo de liberalização. A actividade de distribuição de gás será remunerada através da metodologia base de activos regulados ("BAR") vezes remuneração sobre o activo ("ROA"). No entanto, os parâmetros ("BAR" e "ROA") associados a esta nova regulação não estão ainda definidos e serão apenas anunciados durante 2007, sendo implementados a partir do 2º semestre de 2008.

Gás - Actividade Liberalizada



DR Operacional (€ M)	1S07	1S06	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	548,6	375,9	45,9%
Custos Directos da Actividade	513,6	367,1	39,9%
Margem Bruta	35,0	8,8	-
Margem Bruta / Proveitos	6,4%	2,3%	4,0 pp
FSEs	5,5	5,2	5,9%
Custos Pessoal	1,2	0,9	25,9%
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	98,2%
Outros custos (proveitos) operacionais	4,9	3,3	51,5%
Custos Operacionais	11,6	9,4	23,9%
EBITDA	23,4	(0,6)	-
EBITDA / Proveitos	4,3%	-0,1%	4,4 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	-	-
Amortizações do exercício	0,3	0,1	144,6%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	23,0	(0,7)	-
EBIT / Proveitos	4,2%	-0,2%	4,4 pp

Actividade Comercialização Liberalizada	1S07	1S06	Δ 07/06
Número clientes (mil)	322,5	197,2	63,6%
Fornecimento de Gás (GWh)	8.564	6.750	26,9%
Industrial	6.564	5.705	15,1%
Residencial/Comercial	2.000	1.045	91,4%
Margem Média Unitária (€ / MWh)	2,23	-0,97	-



A actividade de gás liberalizado é composta pela actividade de comercialização de gás liberalizado em Espanha, actividade desenvolvida através das plataformas comerciais da Naturgas/HC Energia e pela actividade de fornecimento de gás para o mercado grossista. O EBITDA apresentou uma melhoria significativa passando de €0,6M negativos no 1S06 para €23,4M positivos no 1S07.

O fornecimento de gás para actividade liberalizada está suportado no contrato de longo prazo de 1bcm/ano com Trinidad & Tobago, sobre o qual a EDP tem um acordo de swap de gás com a Gas Natural e no contrato com a ENI de 0,5bcm/ano. Além destes, a EDP tem contrato com a Galp, de 1,2bcm/ano para o fornecimento da CCGT de 1200 MW em Portugal e com a Gás Natural, de 0,35bcm/ano para o fornecimento da CCGT de 400MW em Espanha.

No 1T2006, os custos de fornecimento de gás apresentaram um forte aumento, devido a uma forte procura de gás por parte dos nossos clientes liberalizados, que levou a compras excepcionais e não-recorrentes de gás no mercado spot a preços elevados. Este custo extra teve um impacto negativo de €15M nas contas do 1T2006.

O volume de gás vendido pela EDP no mercado de gás liberalizado aumentou 26,9% relativamente ao período homólogo. Este aumento é de realçar quando o mercado liberalizado Espanhol apresentou apenas um aumento de 1%. Além disso, o número de clientes aumentou de 197.200 no 1S06 para 322.500 no 1S07, explicado pelo sucesso conseguido pela Naturgas e HC Energia na estratégia de migração de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado e pelo lançamento da oferta integrada de electricidade e gás para pequenos clientes. Este aumento da quota de mercado quer em termos de volumes como em número de clientes reflecte o competitivo portfolio de fornecimento de gás bem como as fortes capacidades comerciais da plataforma Naturgas/HC Energia. Acresce ainda a renegociação dos contratos relativos ao segmento industrial com condições mais atractivas o que permitiu uma melhoria da margem unitária média do período.

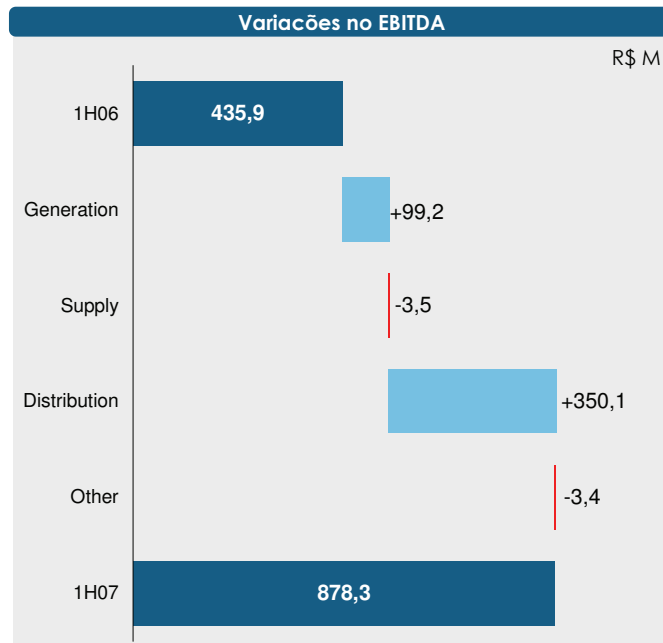
No início de Abril, a EDP alcançou um entendimento com a Sonatrach para a celebração de um acordo de princípios relativo à possível criação de uma parceria empresarial para determinadas áreas dos negócios do gás natural e da produção de energia eléctrica.

Esta parceria reveste uma natureza não exclusiva e assenta em três pilares de negócio essenciais:

- O fornecimento a longo prazo pela Sonatrach de quantidades de gás natural que podem ascender até 2 bcm por ano, destinando-se uma parcela a ser disponibilizada ao Grupo EDP e a outra a ser utilizada na operação de novas centrais de ciclo combinado a gás natural que se projecta desenvolver no seio da parceria;
- A constituição de uma empresa comum para a comercialização de gás natural, sob o controlo conjunto das partes; e
- A participação da Sonatrach, enquanto accionista minoritário com uma participação social de, pelo menos, 25%, em sociedades dedicadas ao desenvolvimento de novas centrais de ciclo



DR Operacional R\$ Milhões	R\$ Milhões									€ Milhões		
	Distribuição			Produção			Comercialização			Consolidado		
	1S07	1S06	Δ 07/06	1S07	1S06	Δ 07/06	1S07	1S06	Δ 07/06	1S07	1S06	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	2.263,6	2.121,7	6,7%	267,9	210,5	27,3%	298,4	252,5	18,2%	2.509,7	2.339,4	7,3%
Custos Directos da Actividade	1.166,1	1.398,4	-16,6%	28,2	67,2	-58,0%	261,4	217,9	19,9%	1.136,6	1.438,4	-21,0%
Margem Bruta	1.097,5	723,3	51,7%	239,7	143,2	67,3%	37,0	34,6	7,0%	1.373,1	901,1	52,4%
Margem Bruta/Proveitos	48,5%	34,1%	14,4p.p.	89,5%	68,1%	21,4p.p.	12,4%	13,7%	-1,3p.p.	54,7%	38,5%	16,2p.p.
Fornecimentos e serviços externos	165,4	142,1	16,4%	16,8	33,2	-49,5%	2,1	3,4	-38,5%	191,4	186,0	2,9%
Custos com pessoal e benef. socia	125,6	177,4	-29,2%	14,2	7,0	103,3%	4,2	3,3	26,5%	156,1	197,4	-21,0%
Outros custos (proveitos) operac	126,1	73,5	71,5%	12,2	5,7	113,3%	6,4	0,0	-	147,3	81,6	80,4%
Custos Operacionais	417,0	392,9	6,1%	43,2	45,9	-5,9%	12,7	6,8	88,1%	494,8	465,1	6,4%
EBITDA	680,5	330,4	106,0%	196,5	97,3	101,9%	24,3	27,8	-12,7%	878,3	435,9	101,5%
EBITDA/Proveitos	30,1%	15,6%	14,5p.p.	73,3%	46,2%	27,1p.p.	8,1%	11,0%	-2,9p.p.	35,0%	18,6%	16,4p.p.
Provisões para riscos e encargos	19,6	5,9	234,6%	0,0	0,0	-61,3%	-	-	-	19,6	5,9	233,0%
Amortizações	111,7	112,3	-0,5%	34,1	12,0	183,3%	0,2	0,2	-3,4%	153,5	131,8	16,5%
Compensação amort. activos sub	(13,3)	(11,8)	-12,9%	-	-	-	-	-	-	(13,3)	(11,8)	-12,9%
EBIT	562,5	224,0	151,1%	162,4	85,2	90,5%	24,1	27,6	-12,7%	718,5	310,1	131,7%
EBIT/Proveitos	24,8%	10,6%	14,3p.p.	60,6%	40,5%	20,1p.p.	8,1%	10,9%	-2,9p.p.	28,6%	13,3%	15,4p.p.
Número de Empregados	2.876	3.077	-201	238	255	-17	14	14	-	3.128	3.393	-265



A Energias do Brasil (detida em 62,4% pela EDP) teve, nas contas do 1S07, uma contribuição positiva das actividades de geração e distribuição. No 1S07, o EBITDA da Energias do Brasil apresentou um impacto positivo pela valorização do Real face ao Euro, que no 1S07 apresentou uma taxa média BRL/Euro de 2,72 vs. 2,76 no 1S06.

No 1S07, o EBITDA da Energias do Brasil aumentou 101,5% para R\$ 878M. O EBITDA da produção aumentou 102% relativamente ao 1S06 devido principalmente ao aumento da capacidade instalada no 2S06. Na distribuição, o EBITDA aumentou 106% associado ao: i) crescimento do mercado, ii) recebimento de activos regulatórios acumulados em anos anteriores bem como pelo impacto positivo dos últimos processos de reajustamento tarifário nas nossas distribuidoras e iii) custos de aquisição de energia mais baixo do que os assumidos pelo regulador na composição da tarifa. Excluindo efeitos não recorrentes dos desvios tarifários e redução de pessoal, o EBITDA normalizado aumentou 14,5% de R\$365M para R\$418M. O EBITDA da comercialização diminuiu 12,7% devido ao fim dos contratos de "self-dealing".

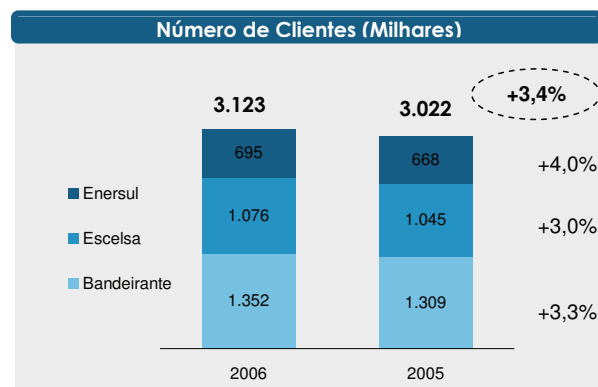
O aumento dos custos operacionais em 6,4% é explicado pelo:

- i) aumento dos fornecimentos e serviços externos em 2,9% devido à: i) introdução de novos procedimentos para a diminuição das perdas comerciais, ii) medidas mais rígidas para melhoria da qualidade do serviço impostas pelos reguladores e iii) maior número de serviços em outsourcing e aumento dos serviços de informática acompanhando o actual programa de redução de pessoal.
- ii) diminuição dos custos com pessoal em 21% pela implementação do programa de redução de pessoal reflectindo a diminuição de 265 trabalhadores, o que implicou poupanças de R\$19,7M. De realçar, que excluindo o custo não recorrente (R\$ 52M) ocorrido no 1S06, os custos com pessoal teriam aumentado em 7,3% devido ao aumento médio salarial.
- iii) aumento dos "Outros custos operacionais" é explicado por: i) por custos regulatórios não-recorrentes são compensados ao nível das receitas operacionais, ii) aumento das provisões para cobrança duvidosa na actividade de distribuição e pelo reforço da provisão para perda potencial no negócio da comercialização (R\$6M), devido disputa com o regulador quanto aos termos do contracto de fornecimento com a Ampla.

Brasil: Distribuição



Actividade Distribuição		Bandeirante			Escelsa			Enersul			Distribuição		
		1S07	1S06	Δ 07/06	1S07	1S06	Δ 07/06	1S07	1S06	Δ 07/06	1S07	1S06	Δ 07/06
GWh	Clientes finais	3.980	3.929	1,3%	2.463	2.363	4,2%	1.420	1.363	4,2%	7.863	7.654	2,7%
	Clientes acesso	2.563	2.425	5,7%	1.771	1.665	6,4%	215	193	11,1%	4.548	4.284	6,2%
	Electricidade Distribuida	6.543	6.354	3,0%	4.234	4.028	5,1%	1.635	1.556	5,1%	12.411	11.938	4,0%
Perdas/TIEPI	TIEPI (Horas)	7,8	10,1	-22,5%	9,1	8,9	2,4%	13,8	12,0	15,2%			
	Perdas Técnicas	8,43%	8,04%	0,05 pp	7,64%	8,07%	-0,05 pp	13,95%	14,92%	-0,07 pp	9,00%	9,00%	-
	Perdas Comerciais	2,40%	2,31%	0,04 pp	5,37%	5,02%	0,07 pp	7,84%	6,60%	0,19 pp	4,20%	3,80%	0,11 pp
	Total Electricity Losses	10,84%	10,35%	0,05 pp	13,01%	13,09%	-0,01 pp	21,78%	21,52%	0,01 pp	13,20%	12,80%	0,03 pp
R\$ million	Margem Bruta IFRS	469	300	56,5%	353	197	78,6%	276	226	21,9%	1.098	723	51,7%
	Perdas Racionamento e Parcela A	(44)	(33)	-33,1%	(25)	(21)	-18,6%	(25)	(18)	-42,6%	(94)	(72)	-31,2%
	Ajustamentos das revisões tarifárias	(8)	53	-	(1)	1	-	(29)	(26)	-13,1%	(39)	27	-
	Desvios tarifários em recuperação	(32)	(23)	-37,7%	(36)	(16)	-130,2%	(7)	(9)	16,3%	(75)	(47)	-57,9%
	Desvios tarifários em constituição	(25)	39	-	(6)	71	-	(4)	16	-	(34)	126	-
	Outros	(1)	(25)	94,6%	(19)	(14)	-30,6%	(0)	(11)	99,3%	(20)	(51)	60,5%
	Margem Bruta Brasil GAAP	359	310	15,8%	266	218	22,3%	210	178	18,0%	835	706	18,4%
	Activos Regulatórios	111	230	-51,7%	152	238	-35,9%	161	284	-43,2%	425	752	-43,5%



Últimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos			
	Bandeirante	Escelsa	Enersul
	Out-06	Ago-06	Abr-07
	Reajust.	Reajust.	Reajust.
Parcela A	8,99%	7,98%	3,32%
Parcela B	0,52%	0,25%	1,12%
Índice Reajust.	9,51%	8,23%	4,44%
Custos Passados	2,54%	8,83%	1,54%
Outros	1,39%	-0,39%	2,07%
Ítems Financ.	3,92%	8,44%	3,61%
Índice Total	13,43%	16,67%	8,05%

Notas:

Parcela A: Custos não controláveis, que são "pass-through" para a tarifa
Parcela B: Custos controláveis, amortizações e remuneração de capital, que são atualizados à inflação (IGP-M) e ajustados por factor X.

Índice de Reajustamento: Aumento total a ser aplicado às vendas de electricidade "base"

Ítems Financeiros: Recuperação (ou retorno) de custos passados (ou receitas) por um período de 12 meses.

A margem bruta das distribuidoras da Energias do Brasil no 1H07 aumentou 51,7% com os contributos positivos do: (1) aumento do volume distribuído em 4,4% relativamente ao 1S06, (2) recebimento através das tarifas dos activos regulatórios acumulados em períodos anteriores e (3) menores custos de aquisição de energia relativamente aos considerados no cálculo das tarifas, sendo que este ganho será devolvido nas próximas revisões tarifárias. Em suma, a margem bruta cresceu numa base normalizada 18%.

Crescimento sustentado da margem bruta da actividade de distribuição: O volume de electricidade distribuído pela Energias do Brasil aumentou 4,0% relativamente ao período homólogo. A Escelsa apresentou um crescimento de 5,1% relativamente ao 1S06, influenciado pelo crescimento económico da região (descobertas nos sectores de gás e petróleo). No que respeita à Enersul, o programa de universalização começou a produzir efeitos e a economia local ultrapassou o problema da febre aftosa que afectou a região permitindo voltar a um crescimento do consumo na região de 5,1% enquanto que o número de clientes aumentou 4,0% relativamente ao período homólogo.

Desvio tarifário positivo: a margem bruta da distribuição no 1S07 inclui um desvio tarifário positivo de R\$34M devido a aquisições de energia abaixo do preço definido pelo regulador na composição da tarifa. De realçar, que no 1S06, a margem bruta da distribuição apresentava um desvio tarifário negativo de R\$126M. Este efeito não recorrente na margem bruta irá ser devolvido ao sistema através da definição das tarifas nos próximos processos de reajuste tarifário.

Recuperação através das tarifas dos activos regulatórios acumulados no passado: No 1S07, a nossa actividade de distribuição recuperou activos regulatórios através das tarifas no montante de R\$261M. Estes valores eram devidos pelo sistema e tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta da empresa. Em Junho de 2007, a actividade de distribuição detinha um total de activos regulatórios de R\$ 425M, que deverá ser recuperado nos próximos trimestres, pelo que é esperado que a Energias do Brasil continue a ter uma contribuição positiva por esta componente.

As perdas de Electricidade total aumentaram explicadas pelo aumento das perdas comerciais principalmente devido aos efeitos do programa de universalização, apesar do investimento no programa para redução das perdas comerciais.

No dia 4 de Abril, o regulador brasileiro, ANEEL, aprovou um índice de reajuste anual tarifário de 8.05% para o período desde Abril de 2007 até Março de 2008. No início de Junho, a ANEEL divulgou o resultado preliminar da revisão tarifária da Escelsa em -4,73%, apesar do resultado final só ser confirmado no início de Agosto. O processo de revisão tarifária da Bandeirante irá ocorrer em Outubro de 2007. De salientar, que a ANEEL já fixou o WACC regulatório em 9,95% (depois de impostos).



Produção

Capacidade Hídrica Instalada (MW)	1S07	1S06	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	250	250	-
Peixe Angical	452	151	+301
Energest (13 Centrais Hídricas)	342	266	+76
Total	1.043	666	+377
Electricidade Vendida (GWh)	1S07	1S06	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	562	592	-5,2%
Enerpeixe	1.128	685	64,6%
Energest (13 Centrais Hídricas)	966	775	24,6%
Total	2.655	2.053	29%
Margem Bruta (R\$ Milhões)	1S07	1S06	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	44,5	62,4	-28,8%
Enerpeixe	124,3	25,5	386,9%
Energest (13 Centrais Hídricas)	70,9	55,3	28,3%
Total	240	143	67%
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	1S07	1S06	Δ 07/06
Lajeado	86	81	6,3%
Peixe Angical	126	123	2,4%
Energest (13 Centrais Hídricas)	81	72	13,0%

Em Junho de 2007, a Energias do Brasil detinha uma capacidade instalada de 1.043 MW, com o início de operação, em Abril de 2007, da central mini hídrica de São João (25 MW).

O forte aumento nos volumes produzidos é explicado pelo forte aumento da capacidade instalada.

O elevado crescimento da margem bruta obteve o contributo de R\$99M pela entrada em operação da central de Peixe Angical (452 MW) e de R\$15M da Energest devido início da actividade da quarta máquina da central hidroeléctrica de Mascarenhas e da mini hídrica de São João e ao aumento do preço médio de venda unitário. A central de Lajeado foi penalizada por condições hidrológicas menos favoráveis.

A Energias do Brasil vai desenvolver estudos de viabilidade com a Eletronorte para novas centrais hídricas. Os estudos concentram-se no estado do Tocantins, compreendendo aproveitamentos que somam cerca de 235 MW de capacidade instalada: Novo Acordo, com 160 MW e Brejão, com 75 MW. Além destes, a Energias do Brasil vai também iniciar dezanove novos estudos de viabilidade para centrais hidroeléctricas que totalizam 438 MW.

Esta semana, a Energias do Brasil anunciou uma parceria com a MPX Mineração e Energia para o desenvolvimento de centrais termoeléctricas, em que cada um dos grupos deterá 50%. Energias do Brasil detém o direito de construção de uma central termoeléctrica a carvão mineral importado com uma capacidade instalada de 350MW e a MPX tem a autorização para a construção de uma central termoeléctrica a carvão mineral importado com uma capacidade instalada de 700MW. Estes projectos serão apresentados no próximo leilão de energia nova, que permitirá a venda de energia a empresas de distribuição, com a entrega a ocorrer 5 anos após a realização do leilão (o leilão A-5). Este leilão estava agendado para Junho mas foi adiado para uma data indefinida mas que se espera possa ocorrer no 2S07.

Em 26 de Julho, irá ocorrer um leilão de venda de energia nova que permitirá a venda de energia a empresas de distribuição, com a entrega a ocorrer em 2010 (o leilão A-3), onde a Energias do Brasil irá participar com duas pequenas repotenciações.

Tráfego & Comercialização

Dados Operacionais e Financeiros	1S07	1S06	Δ 07/06
Número de Clientes	64	63	1,6%
Vendas Electricidade (GWh)	3.612	3.503	3,1%
Margem Bruta / GWh	10,2	9,9	3,8%

Os volumes de Electricidade vendidos a clientes liberalizados apresentaram um aumento (3,1%) reflectindo esforço da Enertrade capturar clientes das subsidiárias de distribuição da Energias do Brasil, que estão a mudar do mercado regulado para o mercado livre, assegurando deste modo a base de clientes da empresa e o aumento da procura no mercado liberalizado.

• O aumento dos volumes vendidos e a melhoria da margem unitária implicaram um aumento da margem bruta da Enertrade de 7,0%, como consequência do término de alguns contratos de "self-dealing" (alteração regulatória que não permite transacções de electricidade através de "self-dealing" - entre empresas do mesmo grupo empresarial) os quais não foram completamente compensados pelos novos contratos a clientes finais.



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S2007 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	1.225,5	517,7	115,9	2.572,5	(0,0)	918,3	(518,5)	4.831,2
Outras Vendas	34,0	0,0	0,0	3,6	688,0	0,0	(3,9)	721,7
Prestação de Serviços	(3,0)	25,0	2,4	27,2	29,8	4,8	(11,6)	74,6
Proveitos Operacionais	1.256,4	542,7	118,3	2.603,2	717,8	923,1	(533,9)	5.627,5
Electricidade e Gás	69,8	503,4	0,2	1.881,2	(0,0)	412,3	(525,5)	2.341,4
Combustíveis	406,6	2,0	0,1	0,3	0,3	-	45,5	454,7
Materiais Diversos e Mercadorias	24,1	6,0	(1,1)	9,2	575,8	5,7	(51,0)	568,7
Custos Directos da Actividade	500,5	511,4	(0,9)	1.890,7	576,2	418,0	(531,0)	3.364,8
Margem Bruta	755,9	31,3	119,2	712,6	141,6	505,0	(2,9)	2.262,6
Margem Bruta/Proveitos	60,2%	5,8%	100,8%	27,4%	19,7%	54,7%	0,5%	40,2%
Fornecimentos e serviços externos	71,4	23,7	17,9	147,1	23,1	70,4	(29,3)	324,2
Custos com pessoal	60,3	5,2	5,7	109,8	11,9	53,4	52,1	298,4
Custos com benefícios sociais	12,1	0,2	0,0	49,8	0,2	4,0	(12,6)	53,7
Rendas de concessão	1,9	0,0	-	104,0	-	3,3	0,0	109,3
Outros Custos/(Proveitos)	33,5	(6,9)	3,0	(8,2)	7,0	50,8	45,2	124,3
Custos Operacionais	179,2	22,2	26,6	402,6	42,2	182,0	55,3	910,1
EBITDA	576,7	9,1	92,6	310,0	99,4	323,0	(58,2)	1.352,6
EBITDA/Proveitos	45,9%	1,7%	78,3%	11,9%	13,8%	35,0%	10,9%	24,0%
Provisões para riscos e encargos	3,5	(3,0)	0,1	6,8	0,3	7,2	27,4	42,3
Amortizações	180,8	3,6	46,7	183,7	21,8	56,5	41,8	534,9
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(2,0)	-	(0,1)	(43,6)	(1,5)	(4,9)	(0,1)	(52,2)
EBIT	394,4	8,4	46,0	163,1	78,7	264,3	(127,4)	827,5
EBIT/Proveitos	31,4%	1,6%	38,9%	6,3%	11,0%	28,6%	23,9%	14,7%

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S2006 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	1.477,4	521,1	100,6	2.182,6	55,9	859,0	(625,8)	4.570,8
Outras Vendas	19,6	10,4	22,8	1,6	458,1	0,0	12,1	524,6
Prestação de Serviços	(10,0)	25,1	1,8	29,7	31,0	10,4	58,4	146,5
Proveitos Operacionais	1.487,0	556,5	125,2	2.213,9	544,9	869,5	(555,2)	5.241,9
Electricidade e Gás	159,2	649,5	1,0	1.564,8	61,6	525,6	(621,5)	2.340,3
Combustíveis	475,1	-	10,8	0,3	0,0	-	5,6	491,8
Materiais Diversos e Mercadorias	9,8	13,4	15,0	6,3	374,8	9,0	(10,7)	417,8
Custos Directos da Actividade	644,2	662,9	26,9	1.571,4	436,5	534,6	(626,6)	3.249,8
Margem Bruta	842,9	(106,4)	98,3	642,5	108,4	334,9	71,4	1.992,1
Margem Bruta/Proveitos	56,7%	-19,1%	78,5%	29,0%	19,9%	38,5%	-12,9%	38,0%
Fornecimentos e serviços externos	71,7	17,5	15,3	141,4	20,8	69,1	18,7	354,5
Custos com pessoal	55,3	5,7	5,8	110,4	11,9	73,4	56,4	318,8
Custos com benefícios sociais	8,2	0,2	0,0	29,7	0,2	0,0	-2,6	35,8
Rendas de concessão	1,9	0,0	0,4	103,3	-	1,8	(0,0)	107,4
Outros Custos/(Proveitos)	30,2	0,7	6,2	(6,4)	6,0	28,6	43,9	109,1
Custos Operacionais	167,2	24,1	27,6	378,5	38,9	172,9	116,4	925,5
EBITDA	675,7	(130,5)	70,7	264,0	69,6	162,0	(44,9)	1.066,5
EBITDA/Proveitos	45,4%	-23,5%	56,4%	11,9%	12,8%	18,6%	8,1%	20,3%
Provisões para riscos e encargos	0,3	(8,2)	(0,0)	1,6	(0,0)	2,2	12,2	8,1
Amortizações	155,7	3,7	35,6	180,9	19,0	49,0	61,7	505,5
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(2,0)	-	(0,4)	(42,2)	(1,5)	(4,4)	0,1	(50,4)
EBIT	521,7	(126,0)	35,5	123,7	52,1	115,2	(119,0)	603,3
EBIT/Proveitos	35,1%	-22,6%	28,4%	5,6%	9,6%	13,3%	21,4%	11,5%



Anexos

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade na Península Ibérica



Capacidade Instalada (MW)	1S2007	1S2006	Δ MW
PORTUGAL	8.933	8.814	119
Regime Convencional	8.419	8.419	-0
<i>Produção Vinculada</i>	<i>6.999</i>	<i>6.999</i>	<i>-0</i>
Hidroeléctrica (SEP)	4.094	4.095	-0
Termoeléctrica (SEP)	2.905	2.905	-
Carvão			
Sines	1.192	1.192	-
Fuelóleo / Gás Natural			
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Gasóleo			
Tunes	-	-	-
<i>Produção Não-Vinculada</i>	<i>1.420</i>	<i>1.420</i>	<i>-</i>
Mini-Hídrica (SENV)	244	244	-
CCGT (SENV)			
Central do Ribatejo	1.176	1.176	-
Regime Especial	514	395	119
Mini-Hídrica	66	66	-
Cogeração	111	111	-
Eólica	332	213	119
Biomassa	5	5	-

ESPANHA	3.573	3.248	324
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	1.081	757	324
Mini-Hídrica	3	3	-
Cogeração	38	37	1
Eólica ⁽¹⁾	951	635	316
Resíduos	82	79	4
Biomassa	7	4	3

Produção de Electricidade (GWh)	1S2007	1S2006	Δ GWh
PORTUGAL	13.965	14.023	-58
Regime Convencional	13.096	13.331	-234
<i>Produção Vinculada</i>	<i>10.307</i>	<i>9.981</i>	<i>325</i>
Hidroeléctrica (SEP)	6.009	4.091	1.917
Termoeléctrica (SEP)	4.298	5.890	-1.592
Carvão			
Sines	3.681	4.859	-1.177
Fuelóleo / Gás Natural			
Setúbal	457	850	-393
Carregado	99	107	-8
Barreiro	61	74	-13
Gasóleo			
Tunes	0	0	-0
<i>Produção Não-Vinculada</i>	<i>2.790</i>	<i>3.349</i>	<i>-560</i>
Mini-Hídrica (SENV)	195	188	6
CCGT (SENV)			
Central do Ribatejo	2.595	3.161	-566
Regime Especial	868	692	176
Mini-Hídrica	106	101	5
Cogeração	377	367	9
Eólica	359	210	149
Biomassa	27	14	12

ESPANHA	8.499	7.244	1.255
Regime Convencional	7.211	6.300	911
Hidroeléctrica	585	509	76
Termoeléctrica	6.073	5.263	810
Carvão			
Aboño	3.319	2.663	656
Soto de Ribera	1.970	1.896	74
CCGT			
Castejón	784	704	80
Nuclear			
Trillo	553	528	25
Regime Especial	1.288	943	345
Mini-Hídrica	1	1	-
Cogeração	73	84	-11
Eólica ⁽¹⁾	1.007	676	331
Resíduos	202	177	24
Biomassa	5	5	-0

⁽¹⁾ Capacidade Instalada que contribuiu para os proveitos operacionais do período.

Distribuição e Comercialização de electricidade em Portugal



Electricidade Distribuída (GWh)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Vendas de Electricidade - Sist. Regulado	20.786	18.426	12,8%
MAT (Muito Alta Tensão)	802	695	15,4%
AT (Alta Tensão)	3.152	2.649	19,0%
MT (Média Tensão)	5.046	3.518	43,4%
BTE (Baixa Tensão Especial)	1.265	1.083	16,8%
BT (Baixa Tensão)	9.725	9.706	0,2%
IP (Iluminação Pública)	796	776	2,6%
Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado	2.875	4.407	-34,8%
EDP	1.242	2.744	-54,7%
Outros	1.633	1.664	-1,8%
Total das Vendas de Electricidade⁽¹⁾	23.661	22.834	3,6%

Número de Consumidores ⁽²⁾	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Consumidores - Sist. Regulado	5.934.570	5.937.402	-2.832
MAT (Muito Alta Tensão)	25	13	12
AT (Alta Tensão)	203	169	34
MT (Média Tensão)	19.720	18.589	1.131
BTE (Baixa Tensão Especial)	24.758	23.493	1.265
BT (Baixa Tensão)	5.842.138	5.848.748	-6.610
IP (Iluminação Pública)	47.726	46.390	1.336
Consumidores - Sist. Não-regulado	76.601	10.635	65.966
EDP	72.773	7.082	65.691
Outros	3.828	3.553	275
Número de Consumidores	6.011.171	5.948.037	63.134
Var. Anual (%)			1,1%

⁽¹⁾ Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final

⁽²⁾ Inclui empresas do Grupo EDP

Vendas de Electricidade (€ M)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
MAT (Muito Alta Tensão)	40,8	32,8	24,4%
AT (Alta Tensão)	181,0	144,6	25,2%
MT (Média Tensão)	443,5	302,7	46,5%
BTE (Baixa Tensão Especial)	149,0	127,7	16,7%
BT (Baixa Tensão)	1.364,1	1.286,8	6,0%
IP (Iluminação Pública)	62,0	58,5	6,1%
Descontos de Interruptibilidade	-21,2	-19,5	-8,7%
Descontos de Correção Tarifária	-	-	-
Reconhecimento Déficit Tarifário 2006	24,5	59,3	-58,7%
Vendas de Electricidade - Sist. Regulado	2.243,8	1.933,5	16,0%
Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado	75,7	111,6	-32,2%
Vendas de Electricidade	2.319,5	2.045,1	13,4%

Proveitos Permitidos (€ M)	1S2007	1S2006	Δ 07/06
Componente Fixa URD: AT/MT (€ M)	69,7	68,2	2,2%
Proveito unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	5,5	5,6	-1,8%
Energia entregue no SEP/SENV: AT/MT (GWh)	23.648	22.903	3,3%
Componente Fixa URD: BT (€ M)	136	133	2,2%
Proveito unitário URD: BT (€ / MWh)	13,4	13,6	-1,2%
Energia entregue no SEP/SENV: BT (GWh)	12.311	12.288	0,2%
Proveitos permitidos actividade URD	501,3	496,8	0,9%
Valor médio activos CREDES (liqº de amortiz.)	248,9	246,2	1,1%
Remuneração activos CREDES (%)	8,0	8,0	-
Amortizações activos CREDES	21,4	21,7	-1,5%
Custos anuais estrutura comercial CREDES	39,9	35,5	12,2%
Proveitos permitidos actividade CREDES	71,2	67,1	6,1%
Valor médio activos CSEP (liqº de amortiz.)	18,2	15,9	14,6%
Remuneração activos CSEP (%)	8,0	8,0	-
Amortizações activos CSEP	1,2	1,1	15,1%
Custos anuais estrutura comercial CSEP	42,1	33,6	25,3%
Proveitos permitidos actividade CSEP	44,0	35,3	24,8%
Incentivos	-	-	-
Ajust. tarif. t-2 para URD, CSEP e CREDES	42,0	18,3	128,8%
Ajust. tarif. t-1 & t-2 Compra/Venda de Energia	-50,1	43,3	-
Recuperação Custos PAR	20,5	12,0	70,3%
Total Proveitos Permitidos	629,0	672,8	-6,5%

Capacidade Eólica na Europe



Parques Eólicos 1S2007	Capacidade Instalada		
	100%	% Detida ⁽¹⁾	Consol.
PORTUGAL	332	327	332
Enernova	332	327	332
ESPAÑA	1.325	937	951
Genesa	816	552	560
Desa	332	280	282
Agrupación Eólica / Ceasa	176	105	109
TOTAL IBERIA	1.657	1.264	1.284
FRANÇA	75	75	75
NEO	30	30	30
Agrupación Eólica	45	45	45
TOTAL EUROPA	1.732	1.339	1.359

⁽¹⁾ MW não ajustados pela participação de 80% detida na Genesa e Desa.