



Resultados 1T2007

Direcção de Relações com Investidores

Miguel Viana, Director
Elisabete Ferreira
Ricardo Farinha

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

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

Lisboa, 3 de Maio de 2007



Resultados 1T2007	- 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)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Margem Bruta	1.141,7	1.011,9	12,8%
Custos Operacionais	436,9	437,3	-0,1%
EBITDA	704,8	574,6	22,7%
EBIT	461,4	340,2	35,6%
Resultado Líquido	241,4	237,1	1,8%
Dívida Líquida	8.756,6	9.283,1	-5,7%

Dados Operacionais	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	13.579	12.660	+920 MW
Produção (GWh)	14.182	12.153	16,7%
Distribuição (GWh)	20.681	20.509	0,8%
Comercialização (GWh)	20.881	20.764	0,6%
Clientes (mil)	9.706	9.555	+150 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	7.071	7.474	-5,4%
Comercialização (GWh)	7.171	6.873	4,3%
Clientes (mil)	766	732	+33 mil
Número de Empregados (Grupo)	13.244	14.333	-1.089

O EBITDA consolidado aumentou 23% no período para €705M no 1T07. 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 1,8% no período, para €241,4M no 1T07.** De notar que o Resultado Líquido no 1T06 inclui um ganho financeiro não recorrente de €103,5M 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 20% para €303M, devido ao sucesso da estratégia de “hedging” natural entre a produção e a comercialização liberalizadas e a um aumento de 26%, para €56,9/MWh no 1T07, 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 “portfolio” de negócios e de uma plataforma de comercialização de elevada qualidade no mercado Ibérico de retalho.

A produção no mercado liberalizado diminuiu 6%, reflectindo a manutenção de factores de utilização elevados nas centrais a carvão e uma redução dos mesmos das CCGT. Para os próximos 9 meses de 2007, a EDP já contratou 80% da produção esperada em mercado liberalizado a um preço médio acima dos €50/MWh. Para 2008, a EDP já contratou 15% da sua expectativa de produção em mercado liberalizado a um preço médio acima do €55/MWh.

As actividades de distribuição regulada em Portugal, no Brasil e em Espanha beneficiaram de um aumento nas tarifas, reflexo da recuperação de custos superiores com a compra de energia incorridos no passado, e de menores custos com as compras de electricidade no 1T07. 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 €583M a Mar-07.

A capacidade instalada bruta eólica da EDP na Europa aumentou para 1.616 MW a Mar-07, em linha com os objectivos de expansão definidos. O EBITDA aumentou 40% para €55M no 1T07, reflexo de um aumento de 61% na capacidade instalada, de uma redução de 26% na tarifa média eólica em Espanha e de um aumento do factor médio de utilização das nossas centrais em Espanha de 30% para 35%, o que reflecte a elevada qualidade em termos de recursos eólicos, dos parques que entraram em operação nos últimos 12 meses.

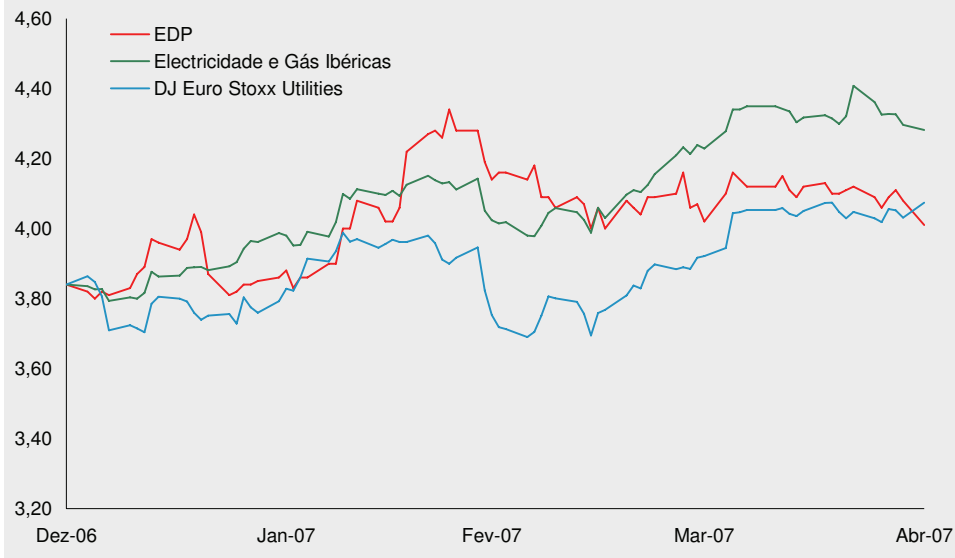
O EBITDA da Energias do Brasil aumentou 50% para €159M devido à recuperação, através das tarifas, de custos superiores com as compras de electricidade incorridos no passado – uma tendência que se deverá manter no ano 2007 – e pelo aumento da capacidade de produção hidroeléctrica, que duplicou para 1,018 MW a Mar-07.

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

Dívida líquida caiu 6% de Dez-06 para 8,756M€ em Mar-07, evidenciando o elevado crescimento da geração de cash flow do core-business da EDP. Investimento operacional aumentou 8% para 210M€, com os investimentos em expansão a representarem 60% do total. Investimento operacional deverá aumentar de forma mais significativa nos próximos trimestres, tendo em conta o plano de investimentos de 7.6M€ da EDP para o período 2007-2010 (investimentos em geração eólica e hídrica a representarem cerca de 50% do total) assim com o impacto esperado da aquisição da Horizon.



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



Principais Eventos EDP - 1T2007

Jan-17 - EDP informa acerca de conversações preliminares com a Sonatrach relativas à área de negócio do gás natural

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

Fev-19 - UBS AG passou a deter 2,36% do capital social da EDP

Fev-21 - UBS AG passou a deter 1,83% do capital social da EDP

Fev-23 - Pictet Asset Management passou a deter 2,86% do capital social da EDP

Fev-28 - CGD comunica alteração de imputação de participação qualificada na EDP

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

Mar-27 - Aquisição da Horizon Wind Energy (empresa líder no desenvolvimento, gestão e operação de parques eólicos nos Estados Unidos da América) pela EDP

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

Abr-13 - Deliberações da Assembleia Geral Anual da EDP

Abr-13 - Renúncia e nomeação do Presidente e Vice-presidente da Mesa da Assembleia Geral

Abr-13 - Nomeação da Sonatrach como Membro do Conselho Geral e de Supervisão

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

EDP em Bolsa

	YTD	52W	2006
(03-05-2007)			
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	3,99	3,99	3,84
Max	4,41	4,41	3,86
Min	3,79	2,80	2,58
Média	4,06	3,59	3,14
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	7.886,0	16.284,0	12.971,6
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	89,6	62,4	49,9
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	1.941,6	4.529,8	4.128,0
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	22,1	17,4	15,9
Valor de Mercado da EDP			
Capitalização Bolsista (€ M)	14.589,6	-	14.041,1
"Enterprise Value" (€ M)	24.317,5	-	24.269,9

Demonstrações Financeiras Consolidadas



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados Consolidada (€ M)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Vendas de electricidade	2.425,8	2.421,8	0,2%
Outras vendas	410,6	259,6	58,2%
Prestação de serviços	34,9	78,6	-55,6%
Proveitos Operacionais	2.871,3	2.760,1	4,0%
Electricidade & gás	1.144,5	1.243,5	-8,0%
Combustíveis	239,6	292,6	-18,1%
Materiais diversos e mercadorias	345,4	212,1	62,8%
Custos Directos da Actividade	1.729,5	1.748,2	-1,1%
Margem Bruta	1.141,7	1.011,9	12,8%
Margem Bruta/Proveitos	39,8%	36,7%	3,1 pp
Fornecimentos e serviços externos	155,3	167,8	-7,5%
Custos com pessoal	144,1	141,9	1,5%
Custos com benefícios sociais	24,1	18,1	32,7%
Rendas de concessão	55,0	53,0	3,8%
Outros custos/(proveitos) operacionais	58,5	56,5	3,6%
Custos Operacionais	436,9	437,3	-0,1%
EBITDA	704,8	574,6	22,7%
EBITDA/Proveitos	24,5%	20,8%	3,7 pp
Provisões para riscos e encargos	14,3	8,3	72,0%
Amortizações	254,6	250,8	1,5%
Compensação amort. activo subsidiado	(25,4)	(24,7)	-2,9%
EBIT	461,4	340,2	35,6%
EBIT/Proveitos	16,1%	12,3%	3,7 pp
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	(0,0)	2,7	-
Resultados financeiros	(86,1)	(9,1)	-848,7%
Ganhos/(Perdas) em associadas	6,9	34,9	-80,1%
Resultados Antes de Impostos	382,2	368,7	3,7%
IRC e Impostos diferidos	106,1	107,9	-1,7%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-
Interesses Minoritários	34,7	23,7	46,5%
Resultados Líquidos	241,4	237,1	1,8%

Activo (€ M)	1T2007	2006
Activos fixos tangíveis	15.154	15.082
Activos intangíveis	3.956	3.722
Investimentos financeiros	1.021	1.024
Inventários	199	229
Clientes (líquido)	1.592	1.593
Outros devedores (líquido)	1.811	2.051
Activos financeiros detidos para negociação	121	116
Caixa e equivalentes de caixa	630	753
Impostos diferidos activos	919	898
Total do Activo	25.403	25.469

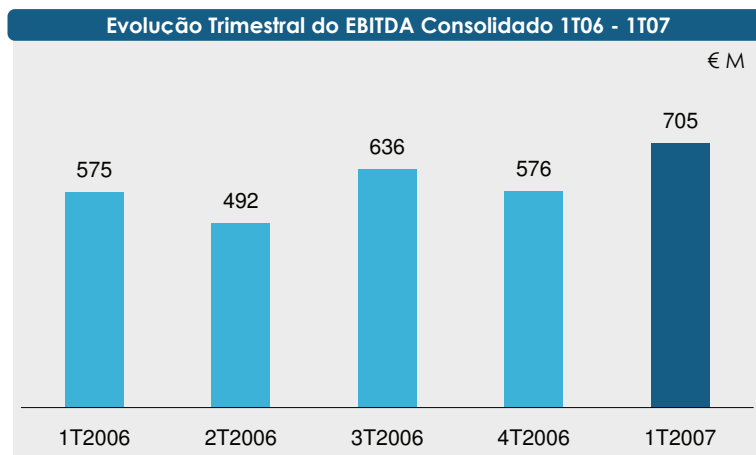
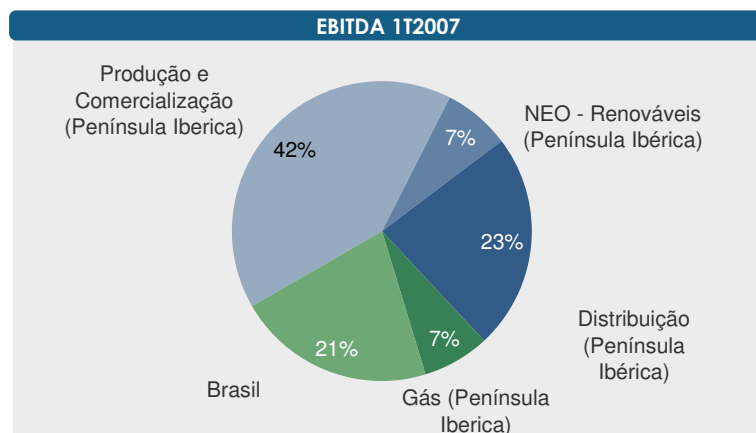
Capital Próprio (€ M)	1T2007	2006
Capital	3.657	3.657
Acções próprias e prémios de emissão de acções	480	487
Resultados e outras reservas	1.698	1.445
Interesses minoritários	971	946
Total do Capital Próprio	6.806	6.535

Passivo (€ M)	1T2007	2006
Dívida financeira (médio e longo -prazo)	8.599	1.528
Dívida financeira (curto-prazo)	908	8.625
Provisões para riscos e encargos	2.157	2.159
Conta de hidráulidade	209	199
Credores e outros passivos (líquido)	6.158	5.866
Impostos diferidos passivos	565	557
Total do Passivo	18.597	18.934
Total Passivo e Capital Próprio	25.403	25.469

EBITDA Overview: EBITDA consolidado aumenta 22,7%



EBITDA (€ M)	1T2007	1T2006	Δ %	Δ Abs.
MERCADO IBÉRICO *	565,7	475,4	19,0%	90,3
Produção e Comercial.	302,5	253,0	19,6%	49,5
Energia Eólica - Europa (NEO)	55,1	39,4	39,8%	15,7
Distribuição	173,8	163,2	6,5%	10,6
Gás	52,5	23,7	121,8%	28,8
Brasil	159,2	106,1	50,1%	53,1
Outros e Ajustamentos	(38,2)	(10,8)	-253,8%	(27,4)
Consolidado	704,8	574,6	22,7%	130,3



Produção e comercialização no Mercado Ibérico: O EBITDA aumentou 19,6% no período. O EBITDA da produção e comercialização liberalizada aumentou 177% no período para €104M no 1T07, reflexo de uma redução nos custos de “sourcing” de energia, de uma redução de 6% nos volumes de produção e de um aumento de 26% no preço médio de comercialização para €56,9/MWh. O EBITDA da actividade de produção contratada, que inclui os CAE e o regime especial (excluindo eólico) diminuiu 9% no período para €196M, reflectindo uma redução extraordinária na margem variável dos CAE de uma margem positiva de €8M no 1T06 para uma margem negativa de €9M no 1T07, tendo sido consumidas no 1T07 existências de fuel-oil adquiridas no 2S06 a preços de mercado superiores aos do 1T07, que foram substancialmente inferiores.

Energia Eólica – Europa (NEO): O EBITDA aumentou 39,8% no período reflectindo um aumento de 61% na capacidade instalada para 1.229 MW, um aumento do factor médio de utilização de 29% para 32%, uma redução das tarifas médias de 19,6% para €78/MWh e uma redução de 6,2% dos custos operacionais.

Distribuição Regulada na Península Ibérica: O EBITDA da distribuição regulada em Portugal diminuiu 3,2% no período para €150M no 1T07, reflectindo €15M de desvio tarifário a devolver e um aumento dos custos operacionais relacionados com despesas de O&M na rede de distribuição. O EBITDA da distribuição regulada em Espanha aumentou 143% no período para €21M no 1T07, reflectindo o fim dos impactos negativos do RD 03/2006 e um aumento de 26% 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 23% no período para €41M no 1T07, reflectindo a consolidação integral da Portgás e da Gasnalsa no 1T07, um aumento de 6% no número de pontos de abastecimento e um aumento de 5% na extensão da rede de gás. O EBITDA do negócio do gás liberalizado melhorou €16M no período para €12M no 1T07 (o 1T06 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 aumentou 50% no período para €159M no 1T07. A desvalorização de do Real Brasileiro contra o Euro em 5% reflectiu-se num impacto negativo de €9M ao nível do EBITDA. Por área de negócio, o EBITDA da actividade de distribuição aumentou 48% no período para €126M no 1T07, traduzindo essencialmente a recuperação através das tarifas no 1T07 de um montante regulatório de €50M acumulado em anos anteriores devido a custos com a compra de electricidade superiores ao esperado. O EBITDA da actividade de produção aumentou 102% no período para €34M no 1T07, devido à duplicação da capacidade instalada para 1.018 MW a Mar-07.

Outros e Ajustamentos: O aumento do contributo negativo dos outros e ajustamentos para o EBITDA está relacionado com ajustamentos não-recorrentes que deverão estar diluídos nos próximos trimestres.

EBITDA Consolidado: O EBITDA consolidado do Grupo EDP aumentou 23% no período e 22% no trimestre, para €705M no 1T07. De notar que o EBITDA do 1T07 está historicamente elevado para a EDP, sem incluir impactos não-recorrentes.

* Inclui "Outros & Ajustamento" no mercado Ibérico



Investimento Operacional (€ M)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Centrais em Exploração	4,9	1,9	153,3%
Novas Centrais	3,8	12,0	-68,7%
Ambiental	0,8	7,4	-89,6%
Comercialização	0,1	0,0	254,8%
Portugal	9,6	21,4	-55,0%
Centrais em Exploração	2,0	3,5	-43,1%
Novas Centrais	10,6	13,3	-20,3%
Ambiental	7,4	18,0	-59,1%
Comercialização	0,0	0,0	-12,9%
Espanha	20,0	34,9	-42,6%
Produção e Comercial Ibérica	29,6	56,3	-47,3%
NEO - Eólico na Europa	91,7	15,2	504,5%
Rede de Distribuição	53,6	70,8	-24,3%
Outros	8,7	6,9	26,1%
(-) Subsídios ao investimento	16,7	27,8	-39,8%
Portugal	45,5	49,8	-8,6%
Rede de Distribuição	8,4	9,0	-6,3%
(-) Subsídios ao investimento	6,5	1,6	298,5%
Espanha	1,9	7,3	-73,9%
Distribuição na Ibéria	47,4	57,2	-17,0%
Rede de Distribuição	1,7	1,4	24,0%
Outros	1,8	0,5	283,7%
Portugal	3,6	1,9	89,6%
Rede de Distribuição	4,7	2,9	60,3%
Outros	0,5	1,1	-51,0%
Espanha	5,2	4,0	30,3%
Gás na Ibéria	8,8	5,9	49,2%
Core Business Ibérico	177,6	134,5	32,0%
Produção	8,1	24,0	-66,4%
Distribuição	23,5	29,2	-19,7%
Comercialização e Outros	0,0	0,1	-89,6%
Brasil	31,5	53,3	-40,8%
Outros	1,0	7,6	-87,5%
Grupo EDP	210,1	195,4	7,5%

• **O investimento operacional do Grupo EDP** totalizou €210M no 1T07, o que representa um crescimento anual de 7,5% no período, reflectindo um aumento de 32% do investimento no “core business”. No 1T07, cerca de 63% 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 cerca 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 1T07, 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. De notar que se verificaram alguns atrasos na facturação destes investimentos, tanto em Espanha como em Portugal, pelo que, apesar de no 1T07 o investimento na construção de novas centrais ter sido de apenas €14,4M, espera-se que, para o ano 2007, o investimento na 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. No que diz respeito aos investimentos ambientais, a diminuição do investimento na redução das emissões de SO₂ e NO_x reflecte também alguns atrasos na facturação. Para o ano 2007, estão previstos investimentos ambientais de cerca de €120M.

• **NEO – Eólico na Europa** – No 1T07, o investimento da NEO em capacidade eólica foi de €91,7M. Grande parte está relacionada com a construção de parques eólicos com entrada em operação prevista para 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 €730M para o ano 2007. Actualmente, a NEO tem 532 MW em construção, dos quais 466 MW têm entrada em operação prevista para o ano 2007 e 66 MW para 2008. A Mar-07, o investimento em curso no Balanço da NEO ascendia a €647M.

• **Distribuição na Península Ibérica** – No 1T07, o investimento no negócio da distribuição totalizou os €47,4M, 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 29 min. no 1T07, o que compara com 36 min. no 1T06 (ajustado de impactos não-recorrentes). Em Espanha, o TIE ficou nos 31 min. no 1T07 (apenas 2 min. acima do valor registado no 1T06).

• **Gás na Península Ibérica** – No 1T07, o investimento atingiu os €8,8M, ou + €2,9M vs. o 1T06, dos quais 73% foram investidos na expansão da rede de distribuição de gás (+335 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 40,8% no período, devido à conclusão dos trabalhos de construção da central hidroeléctrica Peixe Angical, cujo último grupo entrou em operação no 3T06. Em 2007, com a entrada em operação central hidroeléctrica de São João a Energias do Brasil vai aumentar a sua capacidade instalada em 25 MW. Adicionalmente, a empresa já anunciou a futura construção da central hidroeléctrica de Santa Fé (29 MW), cuja entrada em operação está prevista para 2009. O investimento na actividade de distribuição que representou 74% 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) | 1T2007 | 1T2006 | Δ 07/06

MERCADO IBÉRICO

Produção e Comercial.	268,3	258,7	3,7%
NEO - Energias Renováveis	(32,7)	31,4	-
Distribuição	259,7	(75,2)	-
Gás	75,1	20,5	266,8%
Brasil	119,1	82,0	45,2%
Correcção de Hidraulicidade	8,9	(49,1)	-
Outros	(43,7)	(16,7)	-162,4%

Cash Flow Operacional do Grupo EDP	654,8	251,6	153%
---	--------------	--------------	-------------

Cash Flow Consolidado (€ M) | 1T2007 | 1T2006

Resultado líquido	241,4	237,1
Amortizações	244,3	241,6
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(25,4)	(24,7)
Amortização dos direitos de concessão	10,5	9,1
Provisões líquidas	54,1	4,7
Juros da conta de hidraulicidade	2,0	1,0
Diferenças de câmbio	(5,0)	(7,7)
Resultados de Assossiações e outros investimentos	(6,9)	(34,9)
Impostos diferidos	(3,8)	28,5
Interesses minoritários	34,7	23,7
Outros ajustamentos ⁽¹⁾	(3,8)	(62,1)
Juros financeiros líquidos	99,4	99,0
Cash Flow Operacional antes de Investimento Fundo de Maneio	641,4	515,4

Investimento em fundo de maneio	4,4	(215,8)
Correcção de hidraulicidade	8,9	(49,1)

Cash Flow Operacional	654,8	250,5
------------------------------	--------------	--------------

Investimento operacional	(210,0)	(196,0)
--------------------------	---------	---------

Cash Flow Operacional Líquido	444,8	54,5
--------------------------------------	--------------	-------------

Alienação de imobilizados	235,0	583,7
Investimento financeiro	-	(4,1)
Financiamento de 6,08% do Défice Tarifário em Espanha	(14,9)	(71,0)
Défice Tarifário da EDP Distribuição	(12,3)	-
Juros financeiros líquidos pagos	(93,8)	(99,0)
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	-	-
Dividendos pagos	0,0	-
Outras variações não operacionais	(32,3)	(130,9)

Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	526,5	333,2
--	--------------	--------------

Investimentos Financeiros Líquidos (€ m) | 1T2007 | 1T2006

INVESTIMENTOS FINANCEIROS - 4,1

Renováveis	-	4,1
------------	---	-----

DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS 235,0 583,7

ONI (100%)	80,3	-
REN (5%)	53,4	-
Desa (20%)	97,1	-
Galp	-	576,4
Outros	4,2	7,3

Investimentos Financeiros Líquidos	(235,0)	(579,6)
---	----------------	----------------

O cash flow do Grupo EDP neste período permitiu uma redução da dívida líquida em €526,5M, relativamente ao final de 2006. Esta redução é explicada:

- a) pelo aumento do cash flow operacional para €654,8M;
 - b) pelo recebimento de €8,9M à REN, respeitantes à conta de hidraulicidade, devido a um período de seca (coeficiente hidraulicidade de 0,89 em 1T2007);
 - c) por desinvestimentos financeiros de €235,0M, conforme o quadro acima;
- que foram parcialmente compensados:
- d) pelo financiamento pela HC Energia de 6,08% do défice do sistema regulado Espanhol no 2006 (€14,9M);
 - e) pelo financiamento pela EDP Distribuição do défice do sistema regulado Português em 2006 (€12,3M);

Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais



Dívida Financeira (€ M)	1T2007	2006
IBERIA		
Produção e Comercialização	2.659,1	2.139,9
NEO - Energias Renováveis	2.114,9	2.107,3
Distribuição	1.785,0	2.169,8
Gás	(420,5)	(360,0)
Brasil	1.128,5	1.102,9
EDP SA & Ajustamentos	2.262,3	2.988,1
Sub-Total	9.529,3	10.147,9

"Fair Value" (Dívida coberta)	(21,8)	5,1
Dívida Financeira	9.507,5	10.153,0

Caixa & Equivalentes	751,0	869,9
Dívida Líquida Grupo EDP	8.756,6	9.283,1

Itens Regulatórios a Receber (€ M)	1T2007	2006
Portugal ⁽¹⁾	217,6	212,3
Espanha	169,0	154,0
Brasil ⁽¹⁾	196,2	246,5
TOTAL	582,7	612,8

Dívida Financeira Nominal por Empresa (€ m)	1T2007	2006
EDP S.A. e EDP Finance BV	7.447,2	8.044,2
EDP Produção	23,0	23,6
EDP Comercial	-	-
NEO Energia	558,9	579,3
EDP Distribuição	-	-
Portugal	108,3	113,0
HC Energia	200,0	213,3
Energias do Brasil	1.055,0	1.018,7
Outros	30,7	21,3

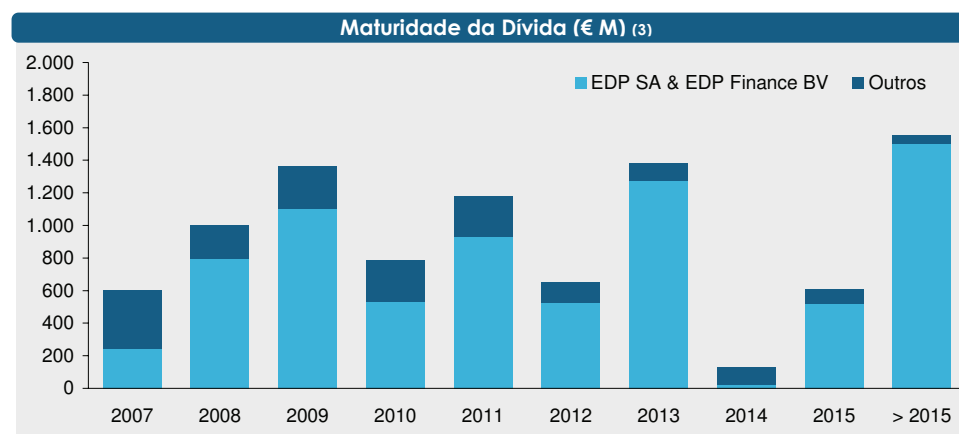
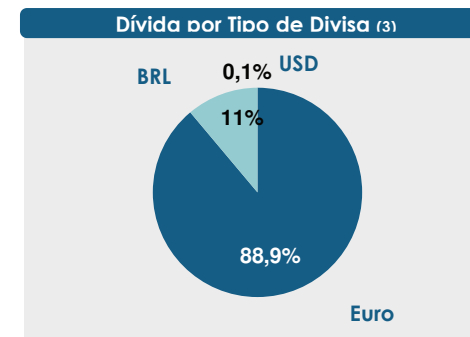
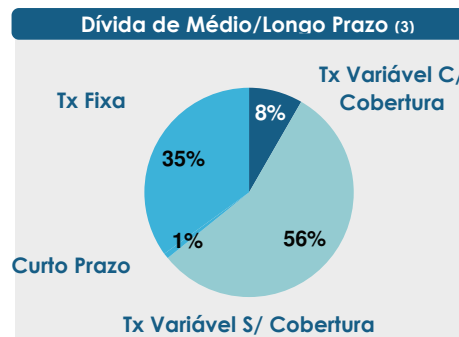
Dívida Financeira Nominal	9.423,0	10.013,3
----------------------------------	----------------	-----------------

Juros da dívida a liquidar	106,3	134,7
----------------------------	-------	-------

Dívida Financeira Nominal + Juros a Liquidar	9.529,3	10.147,9
---	----------------	-----------------

Provisões para benefícios sociais (€ M)	1T2007	2006
Pensões ⁽²⁾	974,0	1.010,3
Actos Médicos	767,4	760,7
Total	1.741,4	1.771,0

Ratina da Dívida	S&P		
	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	A/CW-/A1	A2/CW-/P1	A/CW-/F1
HC Energia		A3/CW-/P2	A-/CW-/F2
Bandeirante	brA-/Stab	Ba3/A3.br/Stab	
Escelsa	BB-/brA-/Stab	Ba3/A3.br/Stab	
Energul	brA/Stab	Ba3/A2.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

Resultados Financeiros Consolidados e Interesses Minoritários

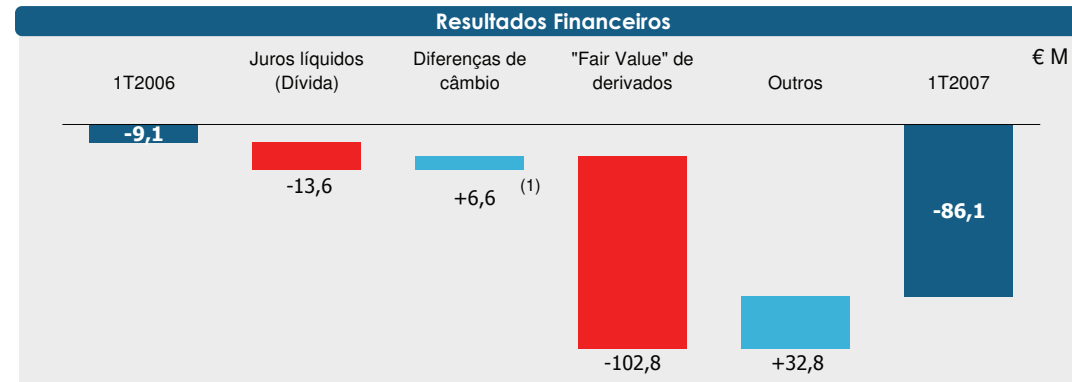


Resultados Financeiros (€ M) | 1T2007 | 1T2006 | Δ 07/06

Rendimentos de particip. de capital	0,0	0,0	-
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	0,0	0,0	-
Juros financeiros líquidos	(106,2)	(92,6)	-14,7%
Diferenças de câmbio	5,0	7,7	-34,5%
Outros ganhos e perdas financeiros	15,1	75,8	-80,1%
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(86,1)	(9,1)	-847,8%
Resultados Financeiros	(86,1)	(9,1)	-848,7%

Ganhos Empresas do Grupo e Associadas (€ M) | 1T2007 | 1T2006 | Δ 07/06

REN (30%)	-	26,3	-
Edinfor (40%)	(1,8)	1,5	-
Setgás (19.8%)	0,9	0,2	243,5%
CEM (22%)	1,7	1,5	10,7%
Turbogás (40%)	3,3	3,2	1,7%
Subsidiárias da HC	0,1	0,7	-92,7%
Subsidiárias da NEO	0,8	1,0	-15,8%
Outros	2,9	2,1	37,3%
Total	6,9	34,9	-



• Os resultados financeiros do Grupo EDP reflectem:

a) Um aumento anual de 14,7% nos **juros financeiros líquidos** devido a um aumento 80 pb no custo médio da dívida do Grupo EDP (5,0% no 1T07 vs. 4,2% no 1T06), reflectindo o aumento das taxas de juro no período;

b) Uma redução significativa nos **outros ganhos e perdas financeiros**. O 1T06 inclui dois efeitos contrários significativos: i) devido ao 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 revertida no montante de €103,5M; e ii) 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. Excluindo estes efeitos do 1T06, os outros ganhos e perdas financeiros teriam diminuído em apenas €1,5M no período. Os outros ganhos financeiros incluem também €17m no 1T07, vs €5m no 1T06, relacionados com ganhos em operações financeiras de cobertura em mercados energéticos associadas à actividade de produção e comercialização no mercado liberalizado.

• Os **ganhos em empresas do grupo e associadas** totalizaram €6,9M no 1T07, vs. €34,9M no 1T06. A EDP acordou recentemente a venda de uma participação de 20% na REN, sendo que, em consequência, a participação do Grupo EDP na REN deixou de ser consolidada pela Método da Equivalência Patrimonial. De notar que a conclusão da operação se encontra sujeita à realização da Oferta Publica Inicial da REN uma vez que a determinação do preço de venda destas acções será realizada com base no preço das acções da REN que seja 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



Balanço Energético (GWh)	Portugal			Espanha		
	1T007	1T2006	Δ 07/06	1T007	1T2006	Δ 07/06
Hidroeléctrica	3.871	2.297	68,6%	8.857	5.705	55,3%
Nuclear	-	-	-	15.743	16.070	-2,0%
Carvão	2.919	3.495	-16,5%	16.798	18.506	-9,2%
CCGT	1.912	2.721	-29,7%	13.965	16.066	-13,1%
Fuel/Gas/Diesel	594	878	-32,3%	553	1.832	-69,8%
Auto-Consumo	-	-	-	(2.097)	(2.364)	11,3%
(-) Bombagem	(160)	(137)	-16,8%	(1.229)	(1.463)	16,0%
Regime Convencional	9.136	9.254	-1,3%	52.590	54.352	-3,2%
Eólica	1.076	635	69,4%	7.474	5.339	40,0%
Outras	1.843	1.549	19,0%	7.833	8.354	-6,2%
Regime Especial	2.919	2.184	33,6%	15.307	13.693	11,8%
Importação / (Exportação)	1.189	1.777	-33,1%	(407)	(1.748)	76,7%
Consumo Referido à Emissão	13.244	13.215	0,2%	67.491	66.297	1,8%
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis			2,6%			5,0%
Mercado Regulado	11.887	10.529	12,9%	52.680	48.131	9,5%
Mercado Liberalizado	1.231	2.665	-53,8%	14.811	18.156	-18,4%

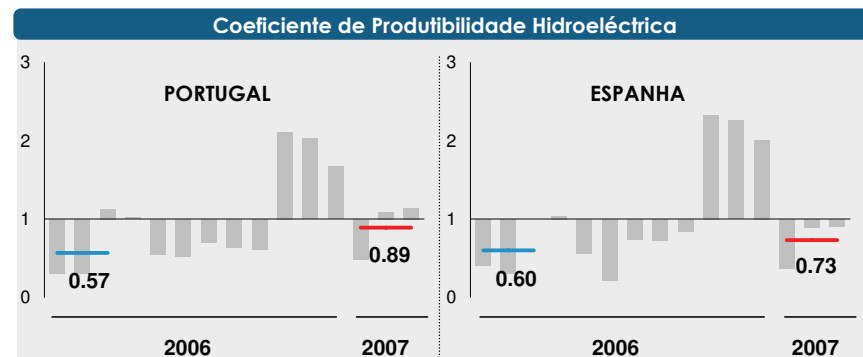
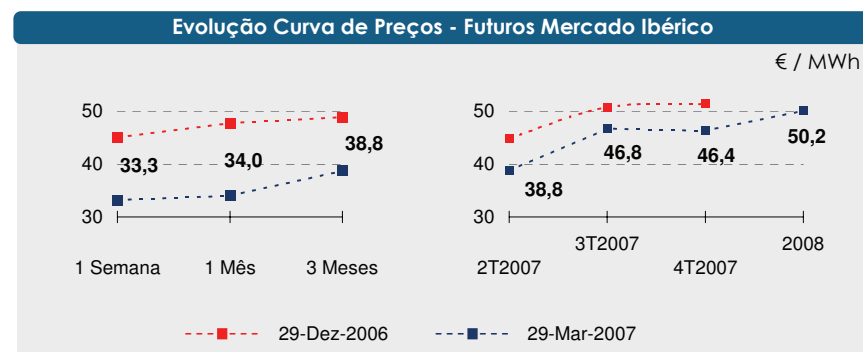
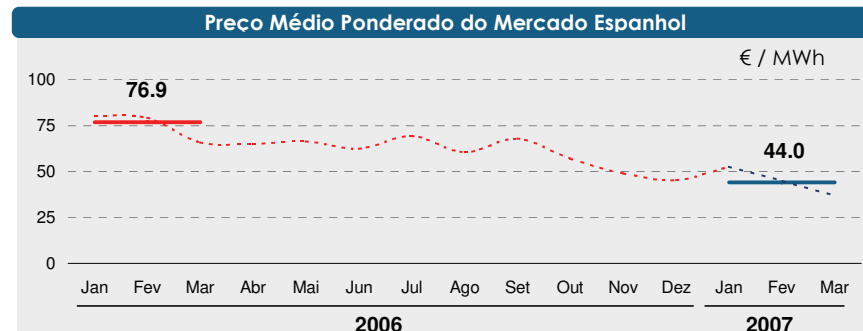
No 1T07 a procura de electricidade na Península Ibérica apresentou um crescimento anual moderado de 1,5%, penalizado por temperaturas mais elevadas no período. Ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis, o consumo referido à emissão aumentou 5% em Espanha e 2,6% em Portugal. A produção hídrica aumentou 59% suportada por um 1T07 chuvoso, embora ainda abaixo da média histórica. A capacidade instalada aumentou 7% no período, suportada por um aumento de 17% da capacidade eólica e de 28% da capacidade em CCGT. A produção eólica aumentou 43%, devido ao mencionado aumento na capacidade e também a um aumento dos factores médios de utilização para o período. O crescimento moderado da procura e os fortes aumentos da produção hídrica e eólica traduziram-se numa redução da produção térmica, nomeadamente dos factores médios de utilização das centrais a "fuel-oil" e das CCGTs. A menor utilização de tecnologias de produção com custos marginais superiores e a redução nos preços do Brent, gás e CO2, levaram a uma diminuição de 43% no preço médio realizado no mercado "spot" durante o período.

No 1T07, o preço dos futuros no mercado Ibérico da electricidade (OMIP) para o resto do ano 2007 diminuíram substancialmente, enquanto os preços para o ano 2008, o primeiro ano do período de transacção de licenças de CO2 (2008-2012 Emission Trading Scheme), continuam a indicar preços acima dos €50/MWh.

O volume de electricidade comercializada no mercado liberalizado diminuiu 54% em Portugal e 18% em Espanha, reflectindo a transferência, em 2006, de clientes do mercado liberalizado para o regulado onde beneficiam de tarifas inferiores aos preços praticados no mercado liberalizado. Este decréscimo em volume foi superior em Portugal uma vez que o sistema tarifário português não facilita a oferta de preços competitivos quando comparados com a tarifa regulada.

Os próximos trimestres deverão caracterizar-se por um aumento da capacidade eólica e em CCGTs, e pela transferência de uma parte significativa das compras reguladas de electricidade do mercado "spot" (em Espanha) para um novo sistema de leilões trimestrais, com o primeiro a ocorrer a 20-Jun.

Capacidade Instalada (MW)	Península Ibérica		
	1T007	1T2006	Δ 07/06
Hídrica	17.880	17.880	-
Nuclear	7.438	7.438	-
Carvão	12.093	12.290	-1,6%
CCGT	20.338	15.874	28,1%
Fuel/Gas/Diesel	5.777	6.952	-16,9%
Eólica	13.483	11.571	16,5%
PRE's (Outras)	11.662	11.196	4,2%
Total	88.671	83.200	6,6%



Produção Contratada no Mercado Ibérico: CAEs e Regime Especial



Margem Bruta (€ m)	1T007	1T2006	Δ 07/06
CAE Parcela Fixa	231,1	231,6	-0,2%
CAE Parcela Variável	81,5	114,9	-29,1%
Vapor (Barreiro) & Cinzas	1,1	1,7	-35,7%
Carvão	51,7	45,8	12,7%
Fuel oil	36,2	57,1	-36,5%
Gas Natural	0,2	0,1	25,5%
Diesel	0,1	0,1	-5,0%
Autoconsumo de Electricidade & Materiais	3,4	5,1	-34,6%
(-) Custos Directos	91,5	108,3	-15,5%
CAE Margem Variável	(8,9)	8,3	-
CAE Margem Bruta	222,2	239,9	-7,4%
Cogeração	5,1	5,8	-12,3%
Mini-hídricas	5,4	4,5	22,1%
Biomassa	0,4	0,4	-
Margem Bruta Regime Especial	11,0	10,7	2,5%
Custos Operacionais	37,4	35,5	5,5%
EBITDA	195,7	215,1	-9,0%
Amortizações & Provisões	53,5	47,6	12,4%
EBIT	142,3	167,6	-15,1%
Factor de Disponibilidade Real/Contratada (Km)	1T007	1T2006	Δ 07/06
Hídrica	1,03	1,04	-0,5%
Térmica	1,08	1,06	1,9%
Produção de Electricidade (GWh)	1T007	1T2006	Δ 07/06
Hidroeléctrica	3.680	2.160	70,4%
Termoeléctrica	2.996	3.249	-7,8%
Sines	2.402	2.371	1,3%
Setúbal	454	771	-41,2%
Carregado	99	72	37,9%
Barreiro	41	34	20,2%
Tunes	0	0	-71,5%
Total CAEs	6.676	5.409	23,4%
Cogeração Portugal	195	194	0,5%
Cogeração Espanha	181	141	28,4%
Mini-hídricas Portugal	72	56	28,6%
Biomassa Portugal	7	7	-4,1%
Total Regime Especial	455	398	14,3%
Tarifas Regime Especial (€/MWh)	1T007	1T2006	Δ 07/06
Cogeração Portugal	90	84	7,4%
Cogeração Espanha	72	95	-24,1%
Mini-hídricas Portugal	82	84	-2,3%
Biomassa Portugal	102	97	4,9%

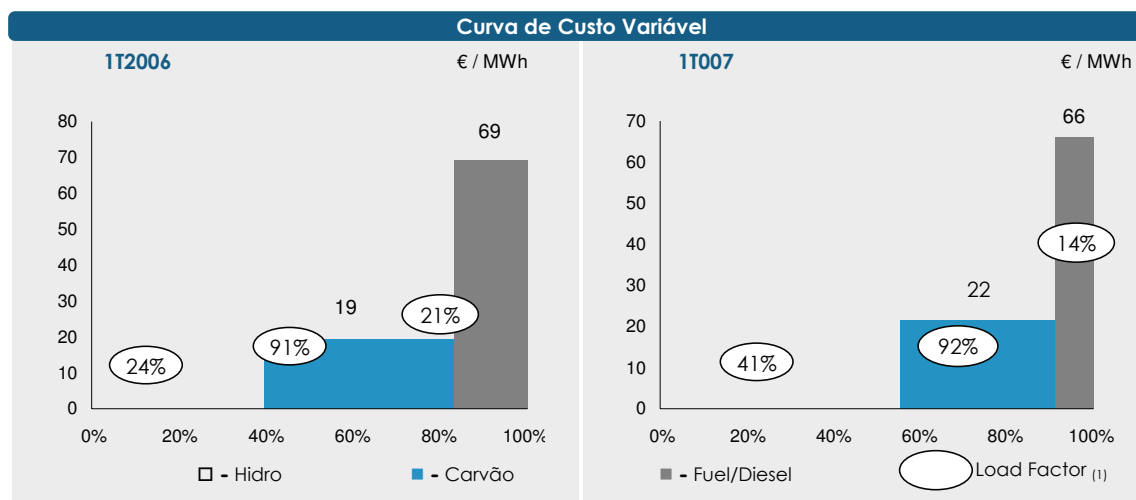
A produção em regime de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) celebrados com a REN garante à EDP um ROA estável de 8,5% real antes de impostos ao longo da vida do contrato. Após um anúncio feito pelo Governo Português a 16-Fev-07, com a cessação antecipada dos CAE, a EDP deverá continuar a operar a sua centrais hídricas em mercado até ao fim da vida útil das mesmas.

No 1T07, a parcela fixa dos CAE permaneceu estável devido a um atraso no ajustamento à inflação desta parcela, que se espera que venha a ocorrer no 2T07, com efeitos retroactivos. O factor de disponibilidade das nossas centrais com CAE ficou acima dos níveis contratados com a REN, um facto que continua a contribuir positivamente para a parcela fixa dos CAE.

A margem da parcela variável dos CAE diminuiu de uma margem positiva de €8M no 1T06 para uma margem negativa de €9M no 1T07. De acordo com os CAE, o "pass-through" dos custos com combustíveis deve ser feito ao preço de referência em mercado no momento do consumo do combustível. Em consequência, no 1T07 a EDP foi penalizada pelo consumo de existências de fuel oil adquiridas no 2S06 a preços de mercado superiores aos do 1T07.

Está programada para o 2T07 uma paragem da central carvão de Sines para trabalhos de manutenção e investimentos de dessulfuração. Estes investimentos estão estimados em aproximadamente €100M e de acordo com o CAE da central Sines, serão remunerados à taxa de 8,5% (ROA) e totalmente amortizados até ao final da vida do contrato.

De acordo com o futuro mecanismo de compensação (CMEC), cuja aplicação está prevista para o 2S07, a EDP deverá vender em mercado a electricidade produzida pelas suas centrais com CAE. No entanto, isto não irá afectar o valor económico das centrais que continuarão a receber um retorno sobre activos de 8,5% e a beneficiar de uma margem bruta contratada estável até ao ano 2017, assegurados pelo mecanismo de revisibilidade dos CMEC do sistema tarifário Português.



⁽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)	1T007	1T2006	Δ 07/06
Margem Bruta - Produção e Comerc. Liberalizada	140,1	100,8	39,0%
Produção	136,3	186,9	-27,0%
Portugal	28,7	28,5	0,6%
Espanha	107,7	158,4	-32,0%
Comercialização	3,8	(86,0)	-
Portugal	(1,0)	(20,0)	95,2%
Espanha	4,8	(66,0)	-
Custos Operacionais	36,5	63,5	-42,5%
EBITDA	103,6	37,4	177,4%
Amortizações & Provisões	32,8	34,2	-4,0%
EBIT	70,8	3,2	2120,4%

Performance de mercado | 1T007 | 1T2006 | Δ 07/06 | 1T007 | 1T2006 | Δ 07/06

	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh)		
Produção Electricidade	4.823	5.133	-6,0%	24,6	24,9	-1,0%
CCGT	1.403	1.732	-19,0%	43,1	41,6	3,7%
Carvão	2.619	2.638	-0,7%	21,9	20,7	5,5%
Hídrico	467	434	7,6%	-	-	-
Nuclear	333	329	1,4%	3,0	3,0	0,0%
Compras Electricidade	339	1.038	-67,4%	29,4	75,3	-61,0%
Total Electricidade	5.161	6.171	-16,4%	25,0	34,2	-27,0%

	Vendas Electricid. (GWh)			Preço médio (€/MWh)		
Perdas na Rede	109	147	-			
Portugal	439	1.401	-68,7%	50,2	41,4	21,3%
Espanha	2.272	2.342	-3,0%	58,2	47,6	22,2%
Clientes finais - Retalho liberaliz.	2.711	3.743	-27,6%	56,9	45,3	25,7%
OMEL+OMIP+OTC	1.402	1.595	-12,1%	51,1	71,2	-28,2%
Outros	939	686	37,0%	43,8	64,3	-31,8%
Volume Total	5.161	6.170	-16,4%	52,6	54,3	-3,0%

Factor de Utilização | 1T007 | 1T2006 | Δ 07/06

CCGT	41%	51%	-9,6 pp
Carvão	79%	79%	-0,6 pp
Hídrico	32%	30%	2,2 pp
Nuclear	98%	97%	1,3 pp

Número de clientes | 1T007 | 1T2006 | Δ 07/06

Número de clientes (mil)	137,9	89,9	53%
Portugal	43,6	7,9	450%
Espanha	94,2	81,9	15%

A margem bruta integrada da produção e comercialização em mercado liberalizado aumentou 39% e o EBITDA integrado cresceu 1.8 vezes no período, reflectindo o sucesso da estratégia de “hedging” implementada no 2S06 nos negócios de produção e comercialização.

A produção em mercado liberalizado diminuiu 6% no período. As nossas centrais a carvão de Aboño e Soto registaram um factor de utilização de 80%, tendo beneficiado da diminuição significativa dos custos com as emissões de CO2. Espera-se uma redução dos factores de utilização das nossas centrais a carvão para o 2T07, devido a uma paragem programada de 7 semanas do 3º grupo de 361 MW da nossa central de Soto para trabalhos de dessulfuração. No 1T07, verificou-se uma redução dos factores de utilização das nossas CCGTs. Neste período a produção das nossas CCGTs foi essencialmente vendida nas horas de pico, a preços claramente acima dos preços médios de “base load”, pelo que a margem bruta por MWh das nossas CCGTs permaneceu a níveis rentáveis. Para o 2T07, tendo em conta a redução sazonal da produção hídrica em Portugal e a paragem programada da nossa central a carvão de Sines (em regime de CAE), espera-se um aumento dos factores de utilização da CCGT do Ribatejo em Portugal (que representa 75% da nossa capacidade instalada em CCGTs no mercado Ibérico). Os custos com o “sourcing” de electricidade diminuíram 27% devido a uma redução dos volumes e preços comprados no mercado “spot”.

Relativamente às vendas de electricidade no mercado liberalizado de retalho, o sucesso da política de contratação comercial a novos preços implementada no 2S06 permitiu à EDP aumentar o seu preço médio líquido de venda em 26% e reduzir os volumes comercializados em 28%. Em Espanha, a existência de subsídios cruzados significativos no sistema tarifário permitiu um aumento de 22% no preço médio líquido para €58/MWh, sem grandes impactos nos volumes vendidos. Em Portugal, a existência de um sistema tarifário mais eficiente do que em Espanha tornou mais difícil a oferta de preços atractivos aos nossos clientes. No entanto, a EDP conseguiu aumentar em 21%, para €50/MWh, o preço médio líquido de venda, devido essencialmente a uma redução dos volumes vendidos mediante contratos mais antigos e menos atractivos.

O número de clientes no mercado liberalizado aumentou 53% para 137,900 reflectindo a total liberalização do segmento residencial em Portugal a partir de Set-06, e o sucesso da oferta combinada de gás e electricidade pelas plataformas comerciais da HC/Naturgas no mercado residencial espanhol.

Olhando para o futuro, a EDP já contratou com clientes de retalho ou cobriu através do mercado de futuros 75% da produção esperada para as suas centrais no mercado Ibérico liberalizado para os próximos 3 trimestres de 2007 a um preço médio acima dos €50/MWh. Para 2008, a EDP já contratou 15% da sua produção esperada em mercado liberalizado a um preço médio acima do €55/MWh. Espera-se que a nova CCGT de 400 MW de Castejón 2 (Espanha) entre em operação em Dez-07.



DR Operacional (€ M)	Produção Electricidade						Comercialização Electricidade						Produção e Comercializ.		
	Portugal			Espanha			Portugal			Espanha			Total		
	1T007	1T2006	Δ 07/06	1T007	1T2006	Δ 07/06	1T007	1T2006	Δ 07/06	1T007	1T2006	Δ 07/06	1T007	1T2006	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	468,8	515,8	-9,1%	186,7	270,9	-31,1%	66,5	119,0	-44,1%	158,7	183,2	-13,4%	-	-	-
Custos Directos da Actividade	207,0	236,7	-12,6%	79,0	112,6	-29,8%	67,5	139,1	-51,5%	153,9	249,2	-38,2%	-	-	-
Margem Bruta	261,8	279,1	-6,2%	107,7	158,4	-32,0%	(1,0)	(20,0)	95,2%	4,8	(66,0)	-	376,4	351,4	7,1%
Margem Bruta/Proveitos	55,8%	54,1%	1,7 pp	57,7%	58,5%	-0,8 pp	-1,5%	-16,8%	15,4 pp	3,0%	-36,0%	39,0 pp			
Fornecimentos e serviços externos	21,2	19,2	10,3%	10,0	10,9	-7,9%	3,8	2,3	70,2%	7,0	5,3	31,4%	43,1	37,6	14,5%
Custos com pessoal	21,8	19,1	14,4%	7,2	7,1	2,5%	1,3	1,6	-16,6%	1,4	1,3	3,5%	32,1	29,0	10,4%
Custos com benefícios sociais	4,6	3,8	22,6%	0,3	0,3	-4,3%	0,1	0,1	-45,9%	0,0	0,0	6,3%	5,0	4,2	18,8%
Rendas centros electroprodutores	1,0	0,9	6,7%	-	-	-	0,0	0,0	-5,1%	-	-	-	1,0	0,9	6,7%
Outros custos (proveitos) operac.	(4,1)	(7,4)	44,2%	2,4	28,6	-	(0,0)	10,2	-	(4,6)	(4,3)	-	(7,2)	27,1	-
Custos Operacionais	44,5	35,6	25,0%	20,0	46,9	-57,5%	5,2	14,1	-63,3%	3,8	2,3	59,8%	73,9	98,9	-25,3%
EBITDA	217,3	243,5	-10,7%	87,7	111,5	-21,3%	(6,1)	(34,1)	82,0%	1,0	(68,3)	-	302,5	252,5	19,8%
EBITDA/Proveitos	46,4%	47,2%	-0,8 pp	47,0%	41,1%	5,8 pp	-9,2%	-28,7%	19,4 pp	0,6%	-37,3%	37,9 pp			
Provisões para riscos e encargos	5,3	-	-	-	0,2	-	0,6	4,4	-85,9%	(1,3)	-	-	4,7	4,6	2,1%
Amortizações	55,7	54,5	2,2%	23,2	21,7	6,8%	1,2	1,2	5,7%	0,6	0,7	-20,2%	82,6	78,1	5,8%
Compensa. amort. activos subsid.	(0,9)	(0,9)	4,5%	(0,0)	(0,0)	6,9%	-	-	-	-	-	-	(1,0)	(1,0)	-2,6%
EBIT	157,2	189,9	-17,2%	64,6	89,6	-28,0%	(8,0)	(39,7)	79,9%	1,7	(69,1)	-	216,2	170,8	26,6%
EBIT/Proveitos	33,5%	36,8%	-3,3 pp	34,6%	33,1%	1,5 pp	-12,0%	-33,4%	21,3 pp	1,1%	-37,7%	38,8 pp			
Empregados	1.608	1.670	-3,7%	596	618	-3,6%	88	91	-3,3%	91	82	11,0%	2.383	2.461	-3,2%

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% e um aumento do EBITDA de 20%.

Por segmento de actividade, a forte melhoria da margem bruta da actividade de comercialização compensou a diminuição reportada pelas operações de produção. Por país, a diminuição de 6,2% da margem bruta da produção em Portugal é explicada pela actividade de produção em regime de CAE, principalmente devido à margem negativa da parcela variável.

Os custos operacionais das actividades de produção e comercialização diminuíram 25,3%, devido essencialmente à redução do custo das licenças de emissão de CO2 na actividade de produção em Espanha. De salientar, que o RD 3/2006 estabeleceu a devolução parcial das licenças gratuitas de emissões de CO2 a preços de mercado até ao final de 2007. No 1T06, a EDP teve outros custos operacionais relacionados com este tema de €29M, enquanto que no 1T07, estes custos totalizaram €1M, explicados pela queda do preço de mercado das licenças de emissão de CO2.

Excluindo o impacto do RD 3/2006, os custos operacionais das actividades de produção e comercialização teriam permanecido estáveis. Por país, os custos operacionais da produção em Portugal cresceram 25% devido aos trabalhos de manutenção ocorridos na CCGT do Ribatejo. Na actividade de comercialização em Portugal, os fornecimentos e serviços externos aumentaram significativamente reflectindo os custos associados ao crescimento da actividade de comercialização no segmento residencial, enquanto que os outros custos no 1T06 foram penalizados por desvios de consumo acumulados de anos anteriores e provisões de cobrança duvidosa. O crescimento da actividade de comercialização em Espanha, principalmente no segmento residencial, implicou um aumento dos fornecimentos e serviços externos, principalmente os relacionados com a actividade comercial.

Abaixo do EBITDA, a actividade de produção em Portugal apresenta provisões de €5,3M no 1T07, que estão associadas à aceleração das amortizações dos activos fixos líquidos relacionados com as centrais térmicas cobertas pelos CAE. O aumento das amortizações na produção em Espanha, é explicado pela transferência em Dez-06 da actividade de cogeração, resíduo e biomassa em Espanha para esta área de negócio. No 1T06, a actividade de comercialização em Portugal foi penalizada em €4,4M devido a provisões relacionadas com perdas comerciais associadas a contratos de comercialização.



DR Operacional (€ M)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	71,5	63,0	13,4%
Custos Directos da Actividade	3,7	10,1	-63,6%
Margem Bruta	67,8	52,9	28,1%
Margem Bruta/Proveitos	94,9%	84,0%	10,8 pp
Fornecimentos e serviços externos	7,8	8,4	-6,8%
Custos com pessoal	3,8	2,6	49,0%
Rendas de centros electroprodutores	0,5	0,2	102,8%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,6	2,3	-
Custos Operacionais	12,7	13,5	-6,2%
EBITDA	55,1	39,4	39,8%
EBITDA/Proveitos	77,1%	62,6%	14,5 pp
Provisões para riscos e encargos	(0,1)	(0,0)	-
Amortizações	22,5	16,7	35,0%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,1)	(0,1)	19,8%
EBIT	32,7	22,8	43,2%
EBIT/Proveitos	45,8%	36,2%	9,5 pp

Número de Empregados	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Número de Empregados	239	214	+ 25

• Em Dez-06, a EDP adquiriu a Agrupación Eólica (“AE”), que actua no sector das energias renováveis em França e em Espanha e detém um portfólio de 1.199 MW de capacidade eólica, dos quais 155 MW já se encontravam em operação à data da aquisição. Actualmente a AE detém um total de 197 MW em operação, dos quais 21 MW em França e 176 MW em Espanha. Mais recentemente, e fazendo um pequeno à parte para fora do mercado Europeu, a EDP anunciou a compra da Horizon, empresa líder no desenvolvimento, gestão e operação de parques eólicos nos EUA com 559 MW de capacidade eólica em operação e 997 MW de projectos em construção. Esta operação integra-se na estratégia da EDP, posicionando a empresa num dos mercados mais atractivos das energias renováveis em termos de crescimento e rentabilidade.

• A Mar-07, a NEO tinha uma capacidade instalada eólica consolidada de 1.229 MW, mais 466 MW vs. Mar-06. Este aumento de capacidade foi conseguido através de aquisições (+130MW) e de crescimento orgânico (+336MW).

• No 1T07, a NEO produziu 778 GWh de energia eólica na Europa, o que representa um crescimento de 60,5% no período, devido a um aumento da capacidade instalada bem como a um aumento das horas equivalentes de serviço: i) em Espanha, estas aumentaram 15% de 648 horas no 1T06 para 746 horas no 1T07; ii) em Portugal, diminuíram 4% de 606 horas no 1T06 para 580 horas no 1T07 – no entanto, a regulação em Portugal possibilita uma estabilidade da margem bruta da actividade de produção eólica, uma vez que as tarifas por MWh são decrescentes com o aumento do número de horas de funcionamento anual; e iii) os parques em França alcançaram as 643 horas no 1T07.

Capacidade Instalada Consolidada (MW)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Portugal	319	201	+118
Espanha	869	561	+308
França	41	-	+41
Total	1.229	763	+466

Electricidade Produzida (GWh)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Portugal	183	121	51,8%
Espanha	576	364	58,3%
França	18	-	-
Total	778	485	60,5%

Factor Médio de Utilização (%)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Portugal	27%	28%	(1 pp)
Espanha	35%	30%	5 pp
França	30%	-	-
Total	32%	29%	3 pp

Tarifa Média Eólica (€/MWh)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Portugal	97	96	1,1%
Espanha	71	97	-26,3%
França	82	-	-
Total	78	96	-19,6%

Margem Bruta (€ M)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Portugal	17,9	11,6	54,6%
Espanha	44,3	34,7	27,6%
França	1,5	-	-
Eólica	63,7	46,3	37,6%
Outros & Ajustamentos	4,1	6,7	-38,0%
Total	67,8	52,9	28,1%

• A margem bruta aumentou 28,1% no período: i) em Espanha, apesar de uma redução de 26,3% 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 da tarifa média.

• A redução nos fornecimentos e serviços externos reflecte a desconsolidação das actividade de resíduos e biomassa transferidas para a HC Energia (-€2,1M), que mais do que compensou o impacto da consolidação da AE pela primeira vez no 1T07 (+1,4M). O aumento nos custos com pessoal reflecte os aumentos salariais e um aumento do número de trabalhadores (39 da AE).

• As amortizações aumentaram 35% devido ao já mencionado aumento da capacidade instalada da NEO através de aquisições e crescimento orgânico.

Distribuição em Portugal



Consumidores de Electricidade (mil)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Regulado	5.948	5.912	36
Não-regulado	47	12	35
Consumidores de Electricidade	5.995	5.924	71

Electricidade Distribuída (GWh)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Muito Alta Tensão	395	355	11,2%
Alta Tensão	1.515	1.389	9,1%
Média Tensão	3.577	3.575	0,1%
Baixa Tensão	6.548	6.810	-3,9%
Electricidade Distribuída	12.034	12.129	-0,8%
dos quais: de acesso	1.128	2.448	-53,9%

Vendas de Electricidade e Margem Bruta (€ M)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Vendas de Electricidade	1.201,0	1.102,5	8,9%
Compras de Electricidade	865,4	784,3	10,3%
Margem Bruta de Electricidade	335,7	318,2	5,5%
Proveitos Permitidos	321,1	349,7	-8,2%

Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver)	(14,6)	31,5	-
---	---------------	-------------	----------

Tempo de Interrupção Equivalente (min.)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Tempo de Interrupção Equivalente	29	57	-28

• No 1T07, o volume de electricidade distribuída em Portugal diminuiu 0,8% no período, devido a uma redução de 3,9% do consumo nos segmentos de BT. Excluindo o impacto dos consumos dos co-geradores bem como os efeitos temperatura e dias úteis, o volume de electricidade distribuída teria aumentado 2,3%. No mercado liberalizado o volume de electricidade distribuída diminuiu 53,9% consequência dos clientes industriais preferirem as tarifas inferiores do mercado regulado.

• As vendas de electricidade no 1T07 incluem €12,3M 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 8,2%, reflectindo uma redução dos proveitos relacionados com a recuperação de custos de anos anteriores. Excluindo estes ajustamentos, os proveitos permitidos teriam aumentado 1,9%. A actividade de Uso de Rede de Distribuição (URD) representou cerca de 80% do total dos proveitos permitidos, e apesar de uma redução do volume de electricidade distribuída e de uma diminuição de 2,0% no proveito médio unitário do URD, os proveitos permitidos para esta actividade diminuíram em apenas €4,5M, sendo que a componente fixa dos proveitos permitidos para o URD, que aumentou 2,2% no período, permite uma redução da exposição ao risco de desvios na procura de electricidade em Portugal (ver pág. 29 dos Anexos).

• No 1T07, a margem bruta de electricidade ficou €14,6M acima dos proveitos permitidos. Este desvio tarifário será devolvido às tarifas em 2009.

DR Operacional (€ M)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Margem Bruta	338,4	320,8	5,5%
Margem Bruta/Proveitos	28,0%	28,9%	-0,9 pp
Fornecimentos e serviços externos	65,3	55,3	18,2%
Custos com pessoal	49,0	44,5	10,2%
Custos com benefícios sociais	18,7	14,7	27,2%
Rendas de concessão	52,0	50,9	2,2%
Outros custos (proveitos) operacionais	3,6	0,8	356,3%
Custos Operacionais	188,7	166,2	13,5%
EBITDA ⁽¹⁾	149,7	154,6	-3,2%
EBITDA/Proveitos	12,4%	13,9%	-1,5 pp
Provisões para riscos e encargos	3,8	-	-
Amortizações	83,4	83,3	0,2%
Compensação amort. activos subsidiados	(21,0)	(20,4)	-3,0%
EBIT	83,5	91,7	-9,0%
EBIT/Proveitos	6,9%	8,3%	-1,4 pp

Número de Empregados	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Número de Empregados	5.143	5.285	-142
Empregados/TWh ⁽²⁾	107	109	-1,9%
Clientes/Empregado	1.156	1.119	3,4%

• Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 18,2% no período devido a um aumento nos custos com O&M, que mais do que compensou o controlo conseguido ao nível dos custos comerciais.

• Os custos com pessoal aumentaram 10,2% no período (ou 5,1% excluindo a capitalização de custos e indemnizações) devido a um aumento médio salarial de 2,8% para o ano 2007 e à contabilização no 1T07 de um custo não-recorrente de €3,3M não contabilizado no 1T06. Estes efeitos mais do que compensaram as poupanças conseguidas através da redução de pessoas. Os custos com benefícios sociais aumentaram €4,0M no período devido a um aumento nos prémios para pensões e provisões para actos médicos (+€3,3M).

• A redução no número de empregado foi conseguida através Programa de Ajustamento de Efectivos (PAE) iniciado em 2006 – parte integrante do anunciado programa de eficiência para o período 2006-2010 – que se traduziu até agora em 103 reformas e pré-reformas realizadas no 4T06. Os esforços recorrentes da EDP Distribuição no sentido de melhorar os níveis de eficiência estão a possibilitar a melhoria de alguns rácios de eficiência, sendo que o de Empregados/TWh diminuiu 2% no período para 107 (anualizados), 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 €128,9M no 1T07 vs. €149,2M no 1T06.

⁽²⁾ Anualizados



Consumidores de Electricidade (milhares) | 1T2007 | 1T2006 | Δ 07/06

Regulados	551	527	4,6%
Não-regulados	55	64	-14,6%
Consumidores de Electricidade	606	592	2,5%

Electricidade Distribuída (GWh) | 1T2007 | 1T2006 | Δ 07/06

Alta Tensão	1.491	1.411	5,7%
Média Tensão	305	290	5,2%
Baixa Tensão	708	713	-0,7%
Electricidade Distribuída	2.504	2.414	3,7%
dos quais: de acesso	352	385	-8,6%

Proveitos Regulados (€ M) | 1T2007 | 1T2006 | Δ 07/06

Transporte	1,5	2,0	-24,2%
Distribuição	32,0	24,3	31,4%
Comercialização	1,9	1,9	2,1%
Proveitos Regulados	35,4	28,2	25,5%

Tempo de Interrupção Equivalente - Astúrias (min.) | 1T2007 | 1T2006 | Δ 07/06

Tempo de Interrupção Equivalente	31	29	2
---	-----------	-----------	----------

• No 1T07, o volume de Electricidade distribuída em Espanha aumentou 3,7% no período, consequência do aumento do consumo nos segmentos de AT e MT.

• A margem bruta da actividade de distribuição em Espanha aumentou 34,1% no período para €34,8M no 1T07, reflectindo: i) um aumento de €7,2M da remuneração para as actividades reguladas reconhecida na tarifa de 2007; ii) o impacto da contabilização no 1T06 de um custo de €3,9M relacionado com a aplicação do RD 03/2006; e iii) uma redução de €2,3M nas prestações de serviços e outros proveitos operacionais:

a) Os proveitos regulados aumentaram 25,5% de acordo com o que está reconhecido no RD 1634/2006, 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 1T06, a actividade de distribuição em Espanha reconheceu um impacto negativo de €3,9M 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

DR Operacional (€ M) | 1T2007 | 1T2006 | Δ 07/06

Margem Bruta	34,8	26,0	34,1%
Margem Bruta / Proveitos	98,7%	57,6%	41,1 pp
FSEs	12,7	12,6	0,8%
Custos Pessoal	6,0	6,0	-1,1%
Custos Benefícios sociais	0,2	0,2	20,9%
Outros custos (proveitos) operacionais	(5,1)	(1,5)	-238,6%
Custos Operacionais	13,9	17,4	-20,2%
EBITDA	21,0	8,6	143,0%
EBITDA / Proveitos	59,4%	19,1%	40,3 pp
Provisões para riscos e encargos	-	-	-
Amortizações do exercício	6,6	6,3	4,8%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,6)	(0,5)	-15,1%
EBIT	15,0	2,9	420,0%
EBIT / Proveitos	42,5%	6,4%	36,1 pp

Número de Empregados | 1T2007 | 1T2006 | Δ 07/06

Número de empregados	394	409	-15
Empregados/TWh⁽¹⁾	39	42	-7,1%
Clientes/Empregado	1.539	1.447	6,4%

liquidadas a um preço provisório de €42,35/MWh. No 1T06, as compras de electricidade da actividade de distribuição da HC Energia que foram liquidadas com geração própria ascenderam a 339 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 1T07.

• Os custos operacionais diminuiram 20,2% no período devido a um aumento da capitalização de custos contabilizada em “outros proveitos operacionais” no 1T07.

• O EBITDA da actividade de distribuição em Espanha aumentou €12,4M no período para €21M no 1T07, o que representa uma margem EBITDA de 59,4% (+ 40,3 pp).

• Os esforços desenvolvidos pela empresa no sentido de melhorar os níveis de eficiência traduziram-se numa melhoria de alguns rácios de referência como sejam o de Empregados/TWh, que registou uma melhoria de 7,1% no período, e o de Clientes/Empregado que também melhorou em 6,4% no período, permitindo um acompanhamento das melhores práticas da Península Ibérica.



DR Operacional (€ M)	Portugal (100%)			Espanha			Total		
	1T07	1T06	Δ 07/06	1T07	1T06	Δ 07/06	1T07	1T06	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	31,6	32,6	-3,3%	109,1	74,3	46,9%	140,7	106,9	31,5%
Custos Directos Actividade	15,7	17,2	-8,9%	68,4	42,9	59,6%	84,1	60,1	40,0%
Margem Bruta	15,9	15,4	2,9%	40,7	31,4	29,5%	56,5	46,8	20,7%
Margem Bruta / Proveitos	50,2%	47,2%	3,0 pp	37,3%	42,3%	-5,0 pp	40,2%	43,8%	-3,6 pp
FSEs	2,1	1,5	35,3%	6,0	6,0	0,7%	8,1	7,5	7,7%
Custos Pessoal	1,3	1,0	20,7%	4,4	4,0	11,8%	5,7	5,0	13,6%
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	250,3%	0,1	0,1	17,2%	0,1	0,1	26,2%
Outros custos (proveitos) operac.	0,6	0,0	-	1,4	1,1	-	2,0	1,1	-
Custos Operacionais	3,9	2,6	51,6%	11,9	11,1	7,1%	15,9	13,7	15,5%
EBITDA	11,9	12,8	-6,9%	28,7	20,3	41,8%	40,7	33,1	22,9%
EBITDA / Margem Bruta	75,2%	83,1%	-8,0 pp	70,6%	64,5%	6,1 pp	71,9%	70,6%	1,3 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	-	-	-	-	-	0,1	-	-
Amortizações do exercício	2,0	1,9	7,1%	7,9	7,2	9,1%	9,9	9,1	8,7%
Compensação amort. activos sub.	(0,3)	(0,4)	4,0%	(0,4)	(0,4)	-6,1%	(0,7)	(0,7)	-1,0%
EBIT	10,2	11,3	(0,1)	21,2	13,4	0,6	31,4	24,7	27,2%
EBIT / Margem Bruta	64,1%	73,2%	-9,1 pp	52,2%	42,7%	9,5 pp	55,6%	52,7%	2,8 pp

Actividade Regulada	1T07	1T06	% Δ	Abs. Δ
Número Clientes (mil)	815,4	770,8	5,8%	+45
Portugal	167,6	152,1	10,2%	+16
Espanha	647,8	618,8	4,7%	+29
Clientes Finais	315,0	398,3	-20,9%	-83
Clientes acesso	332,8	220,5	50,9%	+112
Volume de Gás (GWh)	7.071	7.474	-5,4%	-403
Portugal	780	741	5,4%	+40
Espanha	6.290	6.733	-6,6%	-443
Clientes Finais	2.377	2.544	-6,6%	-168
Clientes acesso	3.914	4.189	-6,6%	-275
Receitas reguladas (€ m)	55,0	52,0	5,8%	+3,0
Portugal	15,9	15,4	2,9%	+0,5
Espanha	39,1	36,6	7,0%	+2,6
Transporte	4,2	3,1	36,1%	+1,1
Distribuição	30,7	29,1	5,8%	+1,7
Comercialização Regulada	4,2	4,4	-5,0%	-0,2
Rede (Km)	7.765	7.362	5,5%	+403
Portugal - Distribuição	2.669	2.469	8,1%	+200
Espanha - Distribuição	4.782	4.647	2,9%	+135
Espanha - Transporte	314	246	27,8%	+68

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 conjunto, a nossa actividade de gás regulado, quando comparada com o período homólogo, apresentou um crescimento do EBITDA de 22,9% para €40,7M, reflectindo o aumento de 5,8% dos pontos de abastecimento para 815.000 clientes (+45.000 clientes contratados) e o aumento da extensão de rede em 5,5% para 7.765 Kms. Os rácios de eficiência apresentaram uma melhoria significativa com o rácio EBIT/Margem Bruta a aumentar de 52,7% no 1T2006 para 55,6% no 1T2007.

- **Em Espanha**, as receitas reguladas aumentaram, relativamente ao 1T06, 7,0% para €39M devido:

- As receitas reguladas da distribuição cresceram 5,8% para €30,7M, reflectindo o aumento de 4,7% dos pontos de abastecimento para 648.000 clientes (+29.000 clientes contratados) e o aumento da extensão de rede em 2,9% para 4.782 Kms. Diminuição do volume de gás distribuído em 6,6%, afectado pela saída da central térmica de Santutzi da nossa rede de distribuição. No entanto, o mercado regulado de gás em Espanha foi penalizado em 5% com a diminuição da procura convencional. 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 serviço de parte do gasaduto internacional Euskadur e do gasaduto entre Soria e Agreda) e ao reconhecimento da rede da Septentrional Gas como rede primária.
- As receitas reguladas da comercialização caíram 5% para €4,2M. 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 parte dos clientes de comercialização regulada no mercado liberalizado.

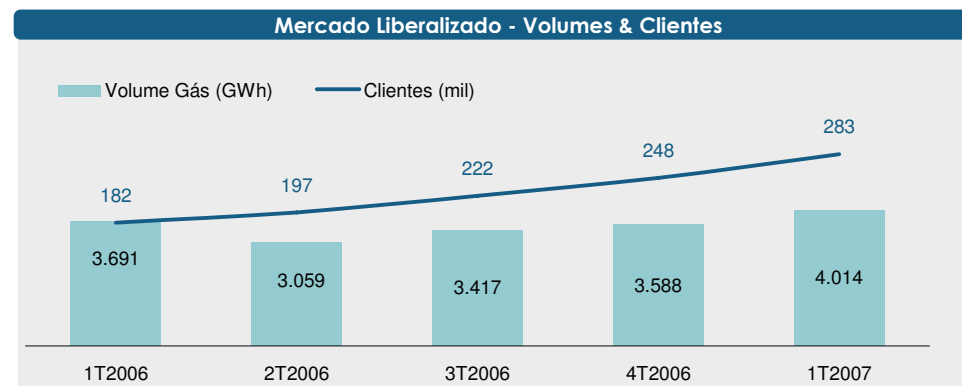
Em Portugal, as nossas receitas reguladas aumentaram 2,9% para €15,9M, reflectindo o aumento: de 10% dos pontos de abastecimento para 167.600 clientes, de 5,4% do volume de gás distribuído e o aumento da extensão de rede em 8,1% para 2.669 Kms. Em Setembro de 2006 foi aprovada pela Entidade Reguladora 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)	1T07	1T06	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	315,9	171,6	84,0%
Custos Directos da Actividade	298,7	170,7	75,0%
Margem Bruta	17,1	1,0	-
Margem Bruta / Proveitos	5,4%	0,6%	4,9 pp
FSEs	2,6	3,0	-13,9%
Custos Pessoal	0,5	0,4	27,2%
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	54,2%
Outros custos (proveitos) operacionais	2,0	1,8	16,0%
Custos Operacionais	5,2	5,2	-0,3%
EBITDA	11,9	(4,2)	-
EBITDA / Proveitos	3,8%	-2,5%	6,2 pp
Provisões para riscos e encargos	-	-	-
Amortizações do exercício	0,1	0,1	164,5%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	11,8	(4,3)	-
EBIT / Proveitos	3,7%	-2,5%	6,2 pp

Actividade Comercialização Liberalizada	1T07	1T06	Δ 07/06
Número clientes (mil)	283,2	182,0	55,6%
Fornecimento de Gás (GWh)	4.014	3.691	8,7%
Industrial	3.021	2.900	4,1%
Residencial/Comercial	993	791	25,6%
Preço Venda Líquido (€ / MWh)	18,53	21,69	-14,6%



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 €4M negativos no 1T06 para €12M positivos no 1T07.

O fornecimento de gás para actividade liberalizada está suportado no contrato de longo prazo de 1bcm/ano com Trinidad & Tobago, no 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 8,7% relativamente ao período homólogo. Este aumento é de realçar quando o mercado liberalizado Espanhol apresentou uma queda de 1%. Além disso, o número de clientes aumentou de 182.000 no 1T06 para 283.000 no 1T07, 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.

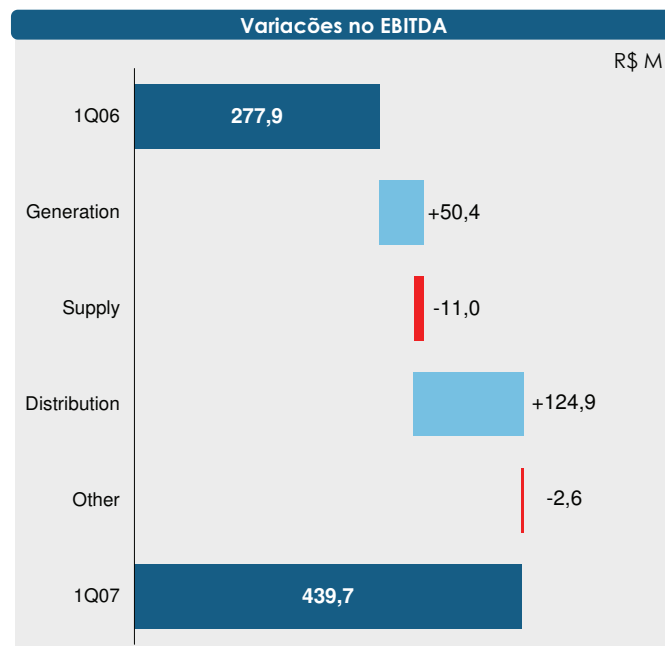
No início de Abril, a EDP alcançou um entendimento com a Sonatrach para a celebração de um acordo de princípios relativo à possível criação de uma parceria empresarial para determinadas áreas dos negócios do gás natural e da produção de energia eléctrica.

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 combinado a gás natural, cujo fornecimento de gás natural será assegurado pela Sonatrach.



DR Operacional R\$ Milhões	R\$ Milhões									€ Milhões		
	Distribuição			Produção			Comercialização			Consolidado		
	1T07	1T06	Δ 07/06	1T07	1T06	Δ 07/06	1T07	1T06	Δ 07/06	1T07	1T06	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	1.234,3	1.079,9	14,3%	137,6	88,5	55,6%	132,7	118,7	11,7%	1.349,5	1.186,2	13,8%
Custos Directos da Actividade	659,3	697,5	-5,5%	14,9	21,9	-32,2%	120,0	98,9	21,4%	639,8	715,8	-10,6%
Margem Bruta	575,0	382,5	50,3%	122,8	66,5	84,5%	12,7	19,8	-36,2%	709,8	470,4	50,9%
Margem Bruta/Proveitos	46,6%	35,4%	11,2p.p.	89,2%	75,2%	14,0p.p.	9,5%	16,7%	-7,2p.p.	52,6%	39,7%	12,9p.p.
Fornecimentos e serviços externos	73,1	70,5	3,6%	12,9	17,0	-24,1%	1,1	1,1	1,2%	90,2	93,0	-3,1%
Custos com pessoal e benef. socia	58,0	64,6	-10,2%	5,8	2,2	158,7%	1,6	1,1	46,6%	69,9	71,0	-1,5%
Outros custos (proveitos) operac	96,3	24,6	290,9%	8,9	2,6	244,9%	3,3	0,0	-	110,1	28,5	286,5%
Custos Operacionais	227,4	159,8	42,3%	27,6	21,8	26,5%	6,0	2,2	171,5%	270,1	192,4	40,4%
EBITDA	347,6	222,7	56,1%	95,2	44,7	112,7%	6,7	17,6	-62,3%	439,7	277,9	58,2%
EBITDA/Proveitos	28,2%	20,6%	7,5p.p.	69,2%	50,6%	18,6p.p.	5,0%	14,9%	-9,8p.p.	32,6%	23,4%	9,1p.p.
Provisões para riscos e encargos	12,9	3,1	317,8%	-	(0,7)	-	-	-	-	12,9	2,4	446,3%
Amortizações	54,6	56,5	-3,4%	16,3	6,4	154,7%	0,1	0,2	-57,2%	74,8	66,7	12,0%
Compensação amort. activos sub	(5,6)	(5,7)	2,4%	-	-	-	-	-	-	(5,6)	(5,7)	2,4%
EBIT	285,6	168,8	69,2%	78,9	39,1	101,9%	6,6	17,5	-62,3%	357,6	214,5	66,7%
EBIT/Proveitos	23,1%	15,6%	7,5p.p.	57,3%	44,2%	13,2p.p.	5,0%	14,7%	-9,7p.p.	26,5%	18,1%	8,4p.p.
Número de Empregados	2.918	3.213	-295	240	281	-41	14	15	-1	3.222	3.609	-387



A Energias do Brasil (62,4% detida pela EDP) teve no início da actividade comercial da central de Peixe Angical (452 MW) e na entrada em funcionamento da 4ª máquina de Mascarenhas (50MW), um impacto positivo nas contas do 1T07. No entanto, a EDP apresenta um impacto negativo da desvalorização de 5% do Real face ao Euro, que no 1T07 apresentou uma taxa média BRL/Euro de 2,76 vs. 2,62 no 1T06.

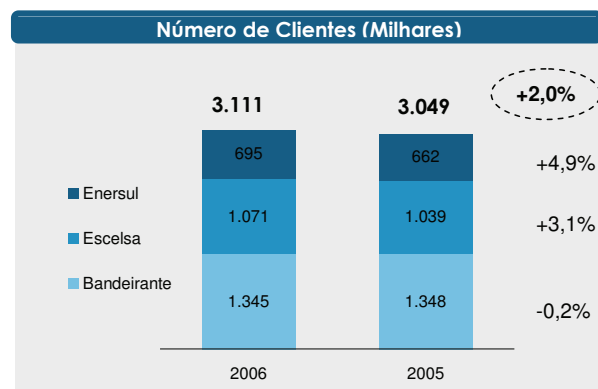
No 1T07, o EBITDA da Energias do Brasil aumentou 58,2%. As actividades de distribuição e produção apresentaram contributos positivos, que foram parcialmente afectados pela actividade de comercialização. O EBITDA da produção melhorou devido à entrada em operação da central hidroelétrica de Peixe Angical e da quarta máquina de Mascarenhas. O EBITDA da distribuição teve um contributo positivo do aumento dos volumes distribuídos, o recebimento de activos regulatórios acumulados em anos anteriores bem como pelo impacto positivo dos últimos processos de reajustamento tarifário nas nossas distribuidoras. O EBITDA da comercialização diminuiu 62,3% devido ao fim dos contratos entre empresas do grupo.

O aumento dos custos operacionais em 40,4% é explicado pelo:

- os fornecimentos e serviços externos caíram 3,1% essencialmente devido a um nível normalmente baixo reportado no 1T06. Numa base comparável os fornecimentos e serviços externos deverão apresentar uma comparação menos favorável durante os próximos trimestres devido a programas específicos focados na melhoria dos processos de medição dos contadores, inspecções aos pontos de consumo, operações na detecção de fraudes e regularização de ligações ilegais assim como na actividade de produção influenciada pelo impacto da entrada de Peixe Angical.
- diminuição em 1,5% dos custos com pessoal, reflectindo a redução de pessoal em 387 colaboradores e as poupanças já obtidas pela implementação do programa de redução de pessoal, uma das etapas do projecto Vanguarda (R\$11,7M)
- o elevado aumento dos "Outros custos operacionais" é explicado por custos regulatórios não-recorrentes que no 1T07 são compensados ao nível das receitas operacionais.



Actividade Distribuição				Bandeirante			Escelsa			Enersul			Distribuição		
				1T07	1T06	Δ 07/06	1T07	1T06	Δ 07/06	1T07	1T06	Δ 07/06	1T07	1T06	Δ 07/06
GWh	Clientes finais			1.952	1.964	-0,6%	1.219	1.228	-0,7%	716	695	2,9%	3.887	3.888	-0,0%
	Clientes acesso			1.262	1.172	7,7%	886	809	9,5%	108	98	9,7%	2.255	2.079	8,5%
	Electricidade Distribuída			3.214	3.136	2,5%	2.105	2.037	3,3%	823	793	3,8%	6.143	5.966	3,0%
Perdas/TIEPI	TIEPI (Horas)			8,5	10,5	-19,4%	7,9	8,9	-10,9%	13,4	12,9	3,8%			
	Perdas Técnicas			8,34%	8,16%	0,02 pp	7,55%	8,21%	-0,08 pp	13,88%	14,56%	-0,05 pp	8,90%	9,30%	-0,04 pp
	Perdas Comerciais			2,34%	2,41%	-0,03 pp	5,35%	5,24%	0,02 pp	7,58%	6,00%	0,26 pp	4,10%	3,90%	0,05 pp
	Total Electricity Losses			10,68%	10,57%	0,01 pp	12,90%	13,45%	-0,04 pp	21,46%	20,56%	0,04 pp	13,00%	13,20%	-0,02 pp
R\$ million	Margem Bruta IFRS			244	167	46,6%	192	106	81,2%	139	110	26,3%	575	382	50,3%
	Perdas Racionamento e Parcela A			(18)	(16)	-10,8%	(14)	(12)	-23,1%	(10)	(9)	-14,0%	(43)	(37)	-15,4%
	Ajustamentos das revisões tarifárias			(4)	26	-	(4)	2	-	(15)	(35)	56,8%	(23)	(7)	-
	Desvios tarifários em recuperação			(16)	(11)	-39,6%	(17)	(9)	-81,9%	(3)	(5)	31,4%	(36)	(26)	-41,1%
	Desvios tarifários em constituição			(20)	21	-	(9)	37	-	(1)	10	-	(29)	68	-
	Outros			(6)	(17)	64,4%	(0)	2	-	(7)	28	-	(13)	13	-
	Margem Bruta BR GAAP			181	169	7,3%	148	121	21,6%	102	99	3,4%	431	389	10,8%
Activos Regulatorios				165	218	-24,1%	189	224	-15,8%	188	312	-39,8%	542	754	-28,1%



Últimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos			
	Bandeirante	Escelsa	Enersul
	Out-06	Ago-06	Abr-06
	Reajust.	Reajust.	Reajust.
Parcela A	8,99%	7,98%	4,17%
Parcela B	0,52%	0,25%	7,29%
Índice Reajust.	9,51%	8,23%	11,46%
Custos Passados	2,54%	8,83%	0,97%
Outros	1,39%	-0,39%	4,32%
Ítems Financ.	3,92%	8,44%	5,29%
Índice Total	13,43%	16,67%	16,75%

Notas: Parcela A: Custos não controláveis, que são "pass-through" para a tarifa
Parcela B: Custos controláveis, amortizações e retorno sobre o capital investido, que são atualizados à inflação (IGP-M) e ajustados por um 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 1T07 aumentou 50,3% com os contributos positivos do aumento do volume distribuído e dos processos de reajustamento tarifário ocorridos após o 1T06. De destacar ainda, o impacto positivo dos desvios tarifários de R\$29M (vs. R\$68M negativos no 1T06), sendo que estes serão devolvidos no próximo processo de reajuste tarifário anual. Excluindo estes desvios tarifários, a margem bruta cresceu numa base normalizada 27%.

• O volume de electricidade distribuído pela Energias do Brasil aumentou 3,0%. A Bandeirante apresentou um crescimento de 3,3% no consumo. A Escelsa foi influenciado pelo crescimento económico da região. No que respeita à Enersul, a economia local parece ter ultrapassado o problema da febre aftosa que afectou a região e apresentou um crescimento do consumo de electricidade de 3,8% relativamente ao 1T06 e de 1,2% quando se compara este trimestre com o 4T06. O programa de universalização começou também a produzir efeitos no número de clientes e no consumo de electricidade.

• As perdas de Electricidade total diminuíram explicadas pelo atenuar das perdas técnicas. Apesar do investimento no programa para redução das perdas técnicas e comerciais, estas últimas aumentaram principalmente devido aos efeitos do programa de universalização.

• Como esperado os activos regulatórios, a serem recuperados via tarifa nos próximos trimestres, decresceram relativamente ao período homólogo explicado pelos processos de reajustamento tarifário ocorridos, uma tendência que deverá continuar durante 2007.

• No dia 4 de Abril 2007, a entidade reguladora do sistema eléctrico brasileiro, a ANEEL, aprovou o índice médio de reajustamento anual das tarifas em 8,05% para o período entre Abril 2007 e Março 2008.

• O processo de revisão tarifária da Escelsa e Bandeirante vão ocorrer em Agosto e Outubro, respectivamente. De salientar, que a ANEEL já fixou o WACC regulatório em 9,95% (depois de impostos).



Produção

Capacidade Hídrica Instalada (MW)	1T07	1T06	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	250	250	-
Peixe Angical	452	-	+452
Energest (12 Centrais Hídricas)	317	266	+50
Total	1.018	516	+503
Electricidade Vendida (GWh)	1T07	1T06	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	278	278	-0,2%
Enerpeixe	590	196	-
Energest (12 Centrais Hídricas)	485	392	23,7%
Total	1.352	866	56%
Margem Bruta (R\$ Milhões)	1T07	1T06	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	22.707	34.010	-33,2%
Enerpeixe	65.428	4.148	-
Energest (12 Centrais Hídricas)	34.623	28.375	22,0%
Total	122.758	66.533	85%
Preço Médio de Venda (R\$/GWh)	1T07	1T06	Δ 07/06
Lajeado	86	83	2,9%
Peixe Angical	126	0	-
Energest (12 Hydro plants)	81	71	13,9%

• Actualmente, a Energias do Brasil detém uma capacidade instalada de 1.043 MW, com o anúncio, em meados de Fev-07, da obtenção da licença de operação por parte da central hídrica de São João (25 MW). O início da operação comercial da central ocorreu no final do mês de Abril. O forte aumento nos volumes produzidos é explicado pela duplicação da capacidade instalada.

• O elevado crescimento da margem bruta obteve o contributo de R\$61M pela entrada em operação da central de Peixe Angical e de R\$6M da Energest devido início da actividade da quarta máquina da central hidroeléctrica de Mascarenhas e ao aumento do preço médio de venda unitário. A contribuição do Lajeado está penalizada por aspectos de especialização trimestral que deverão ser diluídos nos próximos trimestres.

• 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 dez novos estudos de viabilidade para centrais hidroeléctricas que totalizam 330,5 MW.

• No início de Abril, a Energias do Brasil adquiriu os direitos para a construção de uma central termoeléctrica a carvão mineral importado com uma capacidade instalada de 350 MW, localizada no Estado do Maranhão (Central termoeléctrica do Maranhão).

• Os próximos leilões de nova capacidade instalada estão marcados para Maio e Junho próximos. Em 24 de Maio, o Brasil vai ter o leilão de renováveis para nova capacidade (mini-hídricas, biomassa e energia eólica) e em 26 de Junho, o Brasil vai ter o leilão de nova energia (capacidade instalada de produção convencional).

Tráfego & Comercialização

Dados Operacionais e Financeiros	1T07	1T06	Δ 07/06
Número de Clientes	73	54	35,2%
Vendas Electricidade (GWh)	1.697	1.657	2,4%
Margem Bruta / MWh	7,5	12,0	-37,7%

• Os volumes de Electricidade vendidos a clientes liberalizados apresentaram um aumento (2,4%) reflectindo o esforço da Enertrade em 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.

• No entanto, apesar do aumento dos volumes vendidos, a margem bruta da Enertrade diminuiu 36,2%, 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



1T2007 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	634,6	209,3	63,4	1.228,2	26,5	484,5	(220,7)	2.425,8
Outras Vendas	9,7	6,3	7,1	1,9	391,7	0,0	(6,0)	410,6
Prestação de Serviços	18,7	9,6	1,0	13,7	18,0	4,0	(30,1)	34,9
Proveitos Operacionais	663,1	225,2	71,5	1.243,7	436,2	488,5	(256,8)	2.871,3
Electricidade e Gás	61,6	209,2	0,0	865,4	26,3	228,1	(246,1)	1.144,5
Combustíveis	221,2	4,6	-	-	6,4	-	7,4	239,6
Materiais Diversos e Mercadorias	7,6	7,6	3,6	5,1	329,8	3,5	(11,8)	345,4
Custos Directos da Actividade	290,4	221,4	3,7	870,5	362,5	231,6	(250,5)	1.729,5
Margem Bruta	372,6	3,8	67,8	373,2	73,6	256,9	(6,3)	1.141,7
Margem Bruta/Proveitos	56,2%	1,7%	94,9%	30,0%	16,9%	52,6%	2,5%	39,8%
Fornecimentos e serviços externos	32,3	10,8	7,8	74,7	10,8	32,6	(13,8)	155,3
Custos com pessoal	29,4	2,7	3,8	55,5	6,2	23,1	23,4	144,1
Custos com benefícios sociais	4,9	0,1	0,0	19,0	0,1	2,2	(2,2)	24,1
Rendas de concessão	1,0	0,0	-	52,0	-	2,0	-	55,0
Outros Custos/(Proveitos)	(2,6)	(4,7)	1,1	(1,7)	4,0	37,9	24,5	58,5
Custos Operacionais	65,0	8,9	12,7	199,5	21,2	97,8	31,9	436,9
EBITDA	307,6	(5,1)	55,1	173,8	52,5	159,2	(38,2)	704,8
EBITDA/Proveitos	46,4%	-2,3%	77,1%	14,0%	12,0%	32,6%	14,9%	24,5%
Provisões para riscos e encargos	5,3	(0,6)	-0,1	3,8	0,1	4,7	1,1	14,3
Amortizações	80,8	1,8	22,5	90,0	10,1	27,1	22,4	254,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(1,0)	-	(0,1)	(21,6)	(0,7)	(2,0)	(0,1)	(25,4)
EBIT	222,5	(6,3)	32,7	101,6	43,1	129,4	(60,5)	461,4
EBIT/Proveitos	33,6%	-2,8%	45,8%	8,2%	9,9%	26,5%	23,6%	16,1%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	-	-	5,8	-	-	-	(5,9)	0,0
Resultados Financeiros	4,8	(4,1)	(23,2)	(17,9)	5,1	(24,3)	(26,6)	(86,1)
Ganhos/(Perdas) em associadas	3,4	-	0,8	-	0,9	(0,0)	1,8	6,9
Resultados Antes de Impostos	230,8	(10,4)	16,2	83,7	49,1	105,1	(91,2)	382,2
IRC e Impostos Diferidos	57,3	(2,6)	3,7	22,2	5,3	34,4	(14,1)	106,1
Ganhos/(Perdas) alienação oper. descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Interesses Minoritários	1,8	0,0	3,3	0,3	17,3	3,5	8,4	34,7
Resultados Líquidos	171,7	(7,8)	9,2	61,2	26,6	67,2	(85,5)	241,4

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T2006 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Distribuição na Ibérica	Gás na Ibérica	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	797,1	278,5	53,1	1.137,1	26,6	446,4	(317,0)	2.421,8
Outras Vendas	10,3	5,8	8,2	0,9	220,8	0,0	13,7	259,6
Prestação de Serviços	(10,8)	17,9	1,8	16,4	18,0	6,2	29,1	78,6
Proveitos Operacionais	796,7	302,2	63,0	1.154,4	265,4	452,7	(274,2)	2.760,1
Electricidade e Gás	75,0	379,5	0,0	803,4	30,3	268,8	(313,6)	1.243,5
Combustíveis	275,3	-	5,5	0,2	-	-	11,6	292,6
Materiais Diversos e Mercadorias	4,6	8,7	4,6	3,8	193,5	4,3	(7,3)	212,1
Custos Directos da Actividade	354,9	388,2	10,1	807,4	223,8	273,2	(309,4)	1.748,2
Margem Bruta	441,8	(86,0)	52,9	346,9	41,5	179,5	35,2	1.011,9
Margem Bruta/Proveitos	55,5%	-28,5%	84,0%	30,1%	15,7%	39,7%	-12,8%	36,7%
Fornecimentos e serviços externos	32,5	7,6	8,4	67,9	9,9	35,5	6,1	167,8
Custos com pessoal	26,5	2,9	2,5	50,8	5,0	27,1	27,1	141,9
Custos com benefícios sociais	4,1	0,1	0,0	14,9	0,1	0,0	-1,1	18,1
Rendas de concessão	0,9	0,0	0,2	50,9	-	0,9	-	53,0
Outros Custos/(Proveitos)	22,3	5,9	2,3	(0,7)	2,9	10,0	13,9	56,5
Custos Operacionais	86,3	16,4	13,5	183,8	17,9	73,4	46,0	437,3
EBITDA	355,5	(102,5)	39,4	163,2	23,7	106,1	(10,8)	574,6
EBITDA/Proveitos	44,6%	-33,9%	62,6%	14,1%	8,9%	23,4%	3,9%	20,8%
Provisões para riscos e encargos	0,2	4,4	(0,0)	-	-	0,9	2,8	8,3
Amortizações	77,7	1,9	16,7	89,5	8,4	25,5	31,0	250,8
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(1,0)	-	(0,1)	(20,9)	(0,6)	(2,2)	0,0	(24,7)
EBIT	278,6	(108,8)	22,8	94,5	15,8	81,9	(41,9)	340,2
EBIT/Proveitos	35,0%	-36,0%	36,2%	8,2%	6,0%	18,1%	15,3%	12,3%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	-	-	-	0,3	0,0	-	2,4	2,7
Resultados Financeiros	(11,5)	(3,9)	(14,4)	(12,2)	0,5	(20,9)	53,3	(9,1)
Ganhos/(Perdas) em associadas	3,6	-	1,2	-	0,4	(0,0)	29,7	34,9
Resultados Antes de Impostos	270,7	(112,7)	9,7	82,7	16,7	60,9	43,5	368,7
IRC e Impostos Diferidos	75,7	(33,0)	4,9	15,6	5,1	25,4	14,2	107,9
Ganhos/(Perdas) alienação oper. descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Interesses Minoritários	2,4	-	2,5	0,0	6,6	1,8	10,4	23,7
Resultados Líquidos	192,6	(79,7)	2,2	67,1	5,0	33,7	19,0	237,1



Anexos

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade na Península Ibérica



Capacidade Instalada (MW)	1T2007	1T2006	Δ MW
PORTUGAL	9.082	8.972	111
Regime Convencional	8.584	8.584	-0
<i>Produção Vinculada</i>	<i>7.164</i>	<i>7.164</i>	<i>-0</i>
Hidroeléctrica (SEP)	4.094	4.095	-0
Termoeléctrica (SEP)	3.070	3.070	-
Carvão			
Sines	1.192	1.192	-
Fuelóleo / Gás Natural			
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Gasóleo			
Tunes	165	165	-
<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	498	387	111
Mini-Hídrica	66	66	-
Cogeração	111	111	-
Eólica	319	201	118
Biomassa	2	9	-7

ESPAÑA	3.479	3.171	308
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	987	680	308
Mini-Hídrica	3	3	-
Cogeração	42	42	-0
Eólica ⁽¹⁾	869	561	308
Resíduos	69	69	-
Biomassa	4	4	-

Produção de Electricidade (GWh)	1T2007	1T2006	Δ GWh
PORTUGAL	8.384	7.430	954
Regime Convencional	7.927	7.052	875
<i>Produção Vinculada</i>	<i>6.676</i>	<i>5.409</i>	<i>1.267</i>
Hidroeléctrica (SEP)	3.680	2.160	1.520
Termoeléctrica (SEP)	2.996	3.249	-253
Carvão			
Sines	2.402	2.371	31
Fuelóleo / Gás Natural			
Setúbal	454	771	-318
Carregado	99	72	27
Barreiro	41	34	7
Gasóleo			
Tunes	0	0	-0
<i>Produção Não-Vinculada</i>	<i>1.251</i>	<i>1.643</i>	<i>-392</i>
Mini-Hídrica (SENV)	148	110	39
CCGT (SENV)			
Central do Ribatejo	1.103	1.533	-431
Regime Especial	457	378	79
Mini-Hídrica	72	56	16
Cogeração	195	194	1
Eólica	183	121	63
Biomassa	7	7	-0

ESPAÑA	4.329	4.003	327
Regime Convencional	3.572	3.490	82
Hidroeléctrica	319	324	-6
Termoeléctrica	2.920	2.837	83
Carvão			
Aboño	1.673	1.658	15
Soto de Ribera	947	981	-34
CCGT			
Castejón	300	198	102
Nuclear			
Trillo	333	329	4
Regime Especial	758	513	245
Mini-Hídrica	n.d.	1	-
Cogeração	81	61	20
Eólica ⁽¹⁾	576	364	212
Resíduos	97	84	13
Biomassa	3	3	1

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

Distribuição e Comercialização de electricidade em Portugal



Electricidade Distribuída (GWh)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Electricidade Entregue na Distribuição	13.089	12.987	0,8%
Vendas a centrais do Grupo EDP	(9)	(5)	-91,0%
Consumos próprios da distribuição	(0)	(5)	98,3%
Perdas da distribuição	(1.045)	(848)	-23,3%
Total das Vendas de Electricidade⁽¹⁾	12.034	12.129	-0,8%
Vendas de Electricidade - Sist. Regulado	10.906	9.680	12,7%
MAT (Muito Alta Tensão)	394	343	14,9%
AT (Alta Tensão)	1.511	1.345	12,4%
MT (Média Tensão)	2.703	1.581	70,9%
BTE (Baixa Tensão Especial)	670	546	22,7%
BT (Baixa Tensão)	5.210	5.459	-4,6%
IP (Iluminação Pública)	417	407	2,6%
Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado	1.128	2.448	-53,9%
EDP	426	1.585	-73,1%
Outros	702	864	-18,7%
Número de Consumidores⁽²⁾	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Consumidores - Sist. Regulado	5.947.528	5.911.989	35.539
MAT (Muito Alta Tensão)	25	13	12
AT (Alta Tensão)	199	162	37
MT (Média Tensão)	19.868	17.451	2.417
BTE (Baixa Tensão Especial)	25.298	22.710	2.588
BT (Baixa Tensão)	5.854.744	5.825.634	29.110
IP (Iluminação Pública)	47.394	46.019	1.375
Consumidores - Sist. Não-regulado	47.291	11.995	35.296
EDP	43.612	7.947	35.665
Outros	3.679	4.048	-369
Número de Consumidores	5.994.819	5.923.984	70.835
Var. Anual (%)			1,2%

⁽¹⁾ Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final

⁽²⁾ Inclui empresas do Grupo EDP

Vendas de Electricidade (€ M)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
MAT (Muito Alta Tensão)	20,0	16,1	24,4%
AT (Alta Tensão)	84,6	72,5	16,7%
MT (Média Tensão)	236,0	135,5	74,2%
BTE (Baixa Tensão Especial)	79,3	62,6	26,8%
BT (Baixa Tensão)	714,1	729,8	-2,1%
IP (Iluminação Pública)	32,3	30,9	4,8%
Descontos de Interruptibilidade	-9,3	-9,6	3,1%
Descontos de Correção Tarifária	-	-	-
Reconhecimento Déficit Tarifário 2006	12,3	-	-
Vendas de Electricidade - Sist. Regulado	1.169,2	1.037,6	12,7%
Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado	31,8	64,9	-51,0%
Vendas de Electricidade	1.201,0	1.102,5	8,9%
Proveitos Permitidos (€ M)	1T2007	1T2006	Δ 07/06
Componente Fixa URD: AT/MT (€ M)	34,9	34,1	2,2%
Proveito unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	5,5	5,6	-1,8%
Energia entregue no SEP/SENV: AT/MT (GWh)	12.063	12.212	-1,2%
Componente Fixa URD: BT (€ M)	68	67	2,2%
Proveito unitário URD: BT (€ / MWh)	13,4	13,6	-1,2%
Energia entregue no SEP/SENV: BT (GWh)	6.548	6.810	-3,9%
Proveitos permitidos actividade URD	257,2	261,7	-1,7%
Valor médio activos CREDES (liqº de amortiz.)	248,9	246,2	1,1%
Remuneração activos CREDES (%)	8,0	8,0	-
Amortizações activos CREDES	10,7	10,9	-1,5%
Custos anuais estrutura comercial CREDES	20,0	17,8	12,2%
Proveitos permitidos actividade CREDES	35,6	33,6	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	0,6	0,5	15,1%
Custos anuais estrutura comercial CSEP	21,1	16,8	25,3%
Proveitos permitidos actividade CSEP	22,0	17,6	24,8%
Incentivos	-	-	-
Ajust. tarif. t-2 para URD, CSEP e CREDES	21,0	9,2	128,8%
Ajust. tarif. t-1 & t-2 Compra/Venda de Energia	-25,0	21,6	-
Recuperação Custos PAR	10,3	6,0	70,3%
Total Proveitos Permitidos	321,1	349,7	-8,2%

Capacidade Eólica na Europe



Parques Eólicos 1T2007	Capacidade Instalada		
	100%	% Detida ⁽¹⁾	Consol.
PORTUGAL	332	324	319
Enernova	332	324	319
ESPAÑA	1.243	854	869
Genesa	734	470	478
Desa	332	279	282
Agrupación Eólica / Ceasa	176	105	109
TOTAL IBERIA	1.575	1.179	1.188
FRANÇA	41	41	41
NEO	20	20	20
Agrupación Eólica	21	21	21
TOTAL EUROPA	1.616	1.219	1.229

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