Resultados
9M2007

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, 8 de Novembro de 2007

Índice

Resultados 9M07 - 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 -
- Energia Eólica - EUA (Horizon) - 17 -
- Distribuição em Portugal - 18 -
- Distribuição em Espanha - 19 -
- Gás Regulado - 20 -
- Gás Liberalizado - 21 -
- Brasil: Energias do Brasil - 22 -

Demonstrações de Resultados & Anexos - 25 -

Resultados 9M07

Resultados Financeiros (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Margem Bruta	**3.434,0**	**3.072,8**	**11,8%**
Custos Operacionais	**1.384,9**	**1.370,4**	**1,1%**
EBITDA	**2.049,1**	**1.702,4**	**20,4%**
EBIT	**1.275,9**	**984,8**	**29,6%**
Resultado Líquido	**665,2**	**649,7**	**2,4%**
Dívida Líquida	**11.175,3**	**9.283,1**	**20,4%**

Dados Operacionais	9M07	9M06	Δ 07/06
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	14.386	13.122	+1.263 MW
Produção (GWh)	36.692	33.875	8,3%
Distribuição (GWh)	60.509	58.771	3,0%
Comercialização (GWh)	63.843	59.293	7,7%
Clientes (mil)	9.781	9.631	+150 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	16.859	16.626	1,4%
Comercialização (GWh)	18.916	16.650	13,6%
Clientes (mil)	778	752	+26 mil
Número de Empregados (Grupo)	13.436	13.912	-476

O EBITDA consolidado aumentou 20,4% no período para €2.049,1M nos 9M07. 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 2,4% no período, para €665,2M nos 9M07. De notar que o Resultado Líquido nos 9M06 inclui: (1) €167M de ganhos relativos à contribuição da REN que reflecte as mais-valias da venda de 18,3% de participação na Galp, e (2) 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 6,2% para €896,8M, devido ao sucesso da estratégia de "hedging" natural entre a produção e a comercialização liberalizadas e a um aumento de 29%, para €58/MWh nos 9M07, 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.

Para o 4T07, a EDP já contratou 70% da sua expectativa de produção em mercado liberalizado a um preço médio acima dos €50/MWh. Para 2008, a EDP já contratou 35% da sua expectativa de produção em mercado liberalizado a um preço médio próximo dos €55/MWh, e já fixou a margem bruta por MWh a um nível atractivo para os volumes de electricidade já contratados, através de custos de combustíveis fixos a niveís de preço abaixo dos praticados actualmente no mercado.

A capacidade instalada bruta eólica da EDP aumentou 121% para 2.732MW, após a concretização da aquisição da Horizon nos EUA em Jul-07, o que implicou a sua consolidação pela primeira vez no 3T07. Em Set-07, a Horizon detinha 941MW de capacidade bruta em operação e outros 615MW em construção. A EDP espera deter 1.556MW em operação no final de 2007. Durante os três meses consolidados, o EBITDA da Horizon totalizou €7M, o que reflecte um elevado número de MW em construção. **Na Europa**, a capacidade instalada da EDP aumentou 45% para 1.791MW em Set-07. Actualmente, a NEO detém 579MW em construção, e a empresa espera atingir os targets de capacidade instalada de 2007 no período definido ou no máximo durante as primeiras semanas de 2008. O EBITDA aumentou 33,1% relativamente ao período homólogo reflectindo o aumento em 50% da capacidade instalada consolidada para 1.418MW e o aumento do factor de utilização médio, o que reflecte a elevada qualidade, em termos de recursos eólicos, dos parques que entraram em operação nos últimos 12 meses.

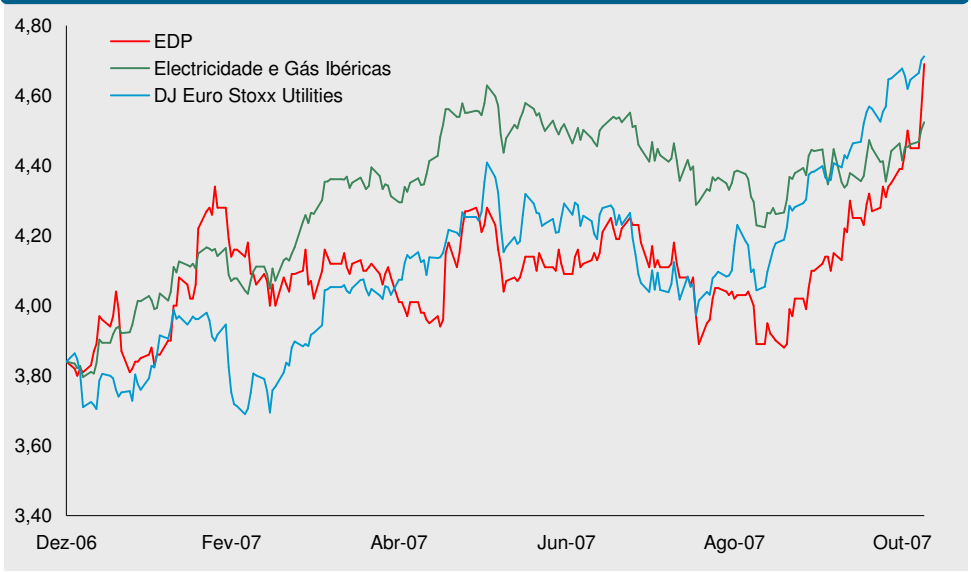
As actividades de distribuição regulada em Portugal, no Brasil e em Espanha beneficiaram de um aumento nas tarifas, que possibilitaram a recuperação de custos superiores com a compra de energia incorridos no passado, e de menores custos com as compras de electricidade nos 9M07. Estes factores possibilitaram 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 €593M a Set-07.

O EBITDA da Energias do Brasil aumentou 47% para €447M devido à recuperação, através das tarifas, de custos superiores com as compras de electricidade incorridos no passado e pelo aumento da capacidade de produção hidroeléctrica em 76MW para 1.043 MW a Set-07.

Os custos operacionais mantiveram-se estáveis, beneficiando da desconsolidação da ONI, e perspectivam-se melhorias nos próximos trimestres em termos comparativos, em consequência da implementação do programa de eficiência já anunciado. **O investimento operacional aumentou 48,9%** para €1.341,2M nos 9M07, reflectindo a consolidação da Horizon e o aumento de 37% do investimento operacional no mercado ibérico – investimento de expansão representou 61%. A **dívida líquida da EDP aumentou 20%** ou €1,9 mil milhões de Dez-06 para €11,2 mil milhões Set-07, reflectindo a aquisição da Horizon. Excluindo o impacto da aquisição da Horizon, a dívida líquida apresentaria um perfil estável, reflectindo os elevados niveís de free cash flow gerados e o forte aumento do investimento operacional em expansão. O financiamento da aquisição da Horizon foi realizado em condições de mercado favoráveis através da emissão de dívida de longo-prazo em dólares e a taxa fixa.

Desempenho da EDP na Bolsa

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



EDP em Bolsa	YTD	52W	2006
	(07-11-2007)		
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	4,69	4,69	3,84
Max	4,72	4,72	3,86
Min	3,79	3,51	2,58
Média	4,11	4,07	3,14
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	18.226,3	19.883,1	12.971,6
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	81,7	75,9	49,9
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	4.435,1	4.888,4	4.128,0
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	19,9	18,7	15,9
Valor de Mercado da EDP			
Capitalização Bolsista (€ M)	17.149,2	-	14.041,1
"Enterprise Value" (€ M)	29.279,8	-	24.269,9

Principais Eventos EDP

16-Fev Pacote legislativo relativo ao sector eléctrico (CMECs e extensão do domínio hídrico)

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

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

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

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

15-Jun Cessação antecipada dos CAEs

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 (USD 700 milhões)

18-Jul S&P baixa rating para 'A-' mantendo outlook negativo

7-Ago ANEEL aprova revisão tarifária da Escelsa

31-Ago ANEEL determina redução na base de remuneração regulatória da Enersul

31-Ago EDP apresenta projecto de Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor

11-Out Conselho de Ministros aprova reprivatização de até 5% da EDP através de emissão de obrigações permutáveis

17-Out Energias do Brasil contrata PPA para a construção de central a carvão no Brasil

19-Out Moody's mantém rating da EDP em 'A2' atribuindo outlook negativo

24-Out ANEEL aprova revisão tarifária da Bandeirante

24-Out EDP celebra acordo para exploração das centrais hidroeléctricas de Alqueva e Pedrógão

26-Out EDP emite obrigações no montante de USD 2 mil milhões com maturidade em 2012 e 2018

31-Out EDP celebra parceria estratégica com Sonatrach

Demonstrações Financeiras Consolidadas

As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstracão de Resultados Consolidada (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Vendas de electricidade	7.430,0	6.787,3	9,5%
Outras vendas	1.083,9	741,7	46,1%
Prestação de serviços	106,9	224,6	-52,4%
Proveitos Operacionais	**8.620,8**	**7.753,6**	**11,2%**
Electricidade e gás	3.614,7	3.365,1	7,4%
Combustíveis	726,4	750,6	-3,2%
Materiais diversos e mercadorias	845,7	565,0	49,7%
Custos Directos da Actividade	**5.186,8**	**4.680,8**	**10,8%**
Margem Bruta	**3.434,0**	**3.072,8**	**11,8%**
Margem Bruta/Proveitos	39,8%	39,6%	0,2 pp
Fornecimentos e serviços externos	499,6	546,2	-8,5%
Custos com pessoal	437,9	459,3	-4,7%
Custos com benefícios sociais	90,9	55,2	64,9%
Rendas de concessão	171,1	160,9	6,4%
Outros custos/(proveitos) operacionais	185,4	148,9	24,5%
Custos Operacionais	**1.384,9**	**1.370,4**	**1,1%**
EBITDA	**2.049,1**	**1.702,4**	**20,4%**
EBITDA/Proveitos	23,8%	22,0%	1,8 pp
Provisões para riscos e encargos	44,3	26,4	67,5%
Amortizações	807,0	767,5	5,1%
Compensação amort. activo subsidiado	(78,1)	(76,3)	-2,4%
EBIT	**1.275,9**	**984,8**	**29,6%**
EBIT/Proveitos	14,8%	12,7%	2,1 pp
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	20,4	37,6	-45,8%
Resultados financeiros	(297,6)	(178,0)	-67,2%
Ganhos/(Perdas) em associadas	16,8	155,2	-89,2%
Resultados Antes de Impostos	**1.015,5**	**999,5**	**1,6%**
IRC e Impostos diferidos	257,6	293,1	-12,1%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-
Interesses Minoritários	92,7	56,7	63,4%
Resultados Líquidos	**665,2**	**649,7**	**2,4%**

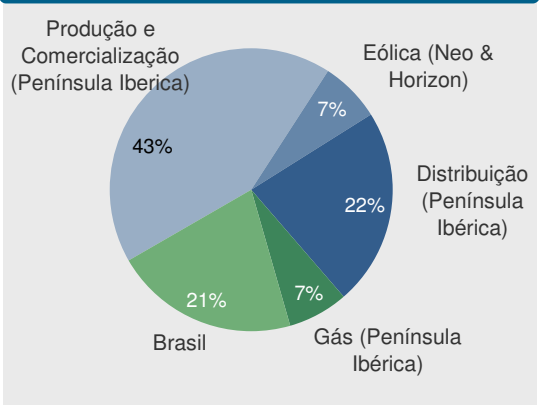
Activo (€ m)	9M07	2006
Activos fixos tangíveis	17.430	15.082
Activos intangíveis	5.012	3.722
Investimentos financeiros	1.198	1.024
Impostos diferidos activos	822	898
Outros activos não correntes	487	418
Inventários	206	229
Clientes (líquido)	1.447	1.475
Outros activos correntes	2.344	1.751
Activos financeiros detidos para negociação	74	116
Caixa e equivalentes de caixa	607	753
Total do Activo	**29.628**	**25.469**

Capital Próprio (€ M)	9M07	2006
Capital	3.657	3.657
Acções próprias e prémios de emissão de acções	422	487
Resultados e outras reservas	1.285	504
Resultado líquido atribuível aos accionistas da EDP	665	941
Interesses minoritários	955	946
Total do Capital Próprio	**6.984**	**6.535**

Passivo (€M)	9M07	2006
Empréstimos (médio e longo -prazo)	10.418	8.625
Empréstimos (curto-prazo)	1.438	1.528
Provisões para riscos e encargos	428	388
Conta de hidraulicidade	226	199
Impostos diferidos passivos	627	557
Outros passivos não correntes	5.088	4.198
Outros passivos correntes	4.417	3.439
Total do Passivo	**22.644**	**18.934**
Total Capital Próprio e Passivo	**29.628**	**25.469**

EBITDA Overview: EBITDA consolidado aumenta 20%

EBITDA (€ M)	9M07	9M06	Δ %	Δ Abs.	1T06	2T06	3T06	4T06	1T07	2T07	3T07
MERCADO IBÉRICO *	1.587,2	1.398,8	13,5%	188,4	468,5	436,0	494,3	472,7	545,1	482,3	559,8
Prod. e Comercial.	896,8	844,3	6,2%	52,5	253,0	292,2	299,1	226,5	302,5	283,3	311,0
Eólica - Europa&EUA	147,0	105,1	39,8%	41,9	39,4	31,2	34,5	41,7	55,1	37,5	54,4
Distribuição	474,4	410,4	15,6%	64,0	163,2	100,9	146,4	161,4	173,8	136,2	164,4
Gás	143,8	105,8	35,9%	37,9	23,7	45,9	36,2	38,9	52,5	46,9	44,4
Brasil	447,1	303,6	47,3%	143,5	106,1	56,0	141,6	130,3	159,2	163,9	124,1
Outros e Ajustamentos	(59,9)	(66,8)	10,3%	6,9	(10,8)	(34,1)	(21,9)	4,1	(38,2)	(20,0)	(1,7)
Consolidado	**2.049,1**	**1.702,4**	**20,4%**	**346,7**	**574,6**	**492,0**	**635,9**	**603,1**	**704,8**	**647,7**	**696,5**



Produção e comercialização no Mercado Ibérico – O EBITDA integrado dos negócios de produção e comercialização aumentou 6.2% no período para €896,8M nos 9M07. O EBITDA da actividade de produção e comercialização liberalizada aumentou 30,1% no período para €286,4M nos 9M07, reflectindo o sucesso da estratégia de "hedging" na produção e comercialização. Os custos de fornecimento de electricidade diminuíram 5% no período devido a uma redução significativa nos volumes e preços da electricidade adquirida no mercado "spot", bem como a uma redução de 3% no custo médio variável de produção, suportada numa diminuição dos preços do gás e numa alteração favorável do mix de produção. O preço médio de comercialização no mercado liberalizado aumentou 29% no período para €58/MWh. O EBITDA da actividade de produção contratada (CAE/CMEC) diminuiu 2,2% no período para €610,4M nos 9M07, reflectindo uma redução de 1,3% na margem bruta dos CAE/CMEC, devido a um impacto negativo de €13M nos 9M07 reflexo de custos com a compra de fuel-oil superiores aos permitidos pelos CAE.

Energia Eólica – Europa & EUA – O EBITDA da actividade de produção de energia eólica na Europa aumentou 33,1% no período, reflectindo um aumento de 50% na capacidade instalada consolidada para 1.418 MW, factores de utilização superiores (26% nos 9M07 vs. 25% nos 9M06), parcialmente compensados por uma redução na tarifa média eólica (-12,5% para €82/MWh nos 9M07). A Horizon, subsidiária da EDP para o desenvolvimento e operação de parques eólicos nos EUA, começou a ser consolidada integralmente no 3T07. O contributo da Horizon ao nível do EBITDA foi de apenas €7M, o que resulta da existência de um elevado número de MWs em construção.

Distribuição Regulada na Península Ibérica – O EBITDA da actividade de distribuição regulada em Portugal aumentou 7,1% no período par €400,7M nos 9M07. A margem bruta aumentou 10% devido a um aumento de 3,0% da electricidade distribuída mas também devido ao facto de que, com o início do MIBEL, as compras de electricidade nos meses de Julho e Agosto foram feitas a preços inferiores enquanto que as tarifas de electricidade apenas diminuíram em Set-07 (redução média de 3,0% vs. Jan-07), o que se reflectiu num desvio tarifário de €25,1M a devolver ao sistema em 2009. Os custos operacionais aumentaram 12,1% no período devido a um aumento nos custos com O&M e de back-office, a um aumento nos prémios para pensões e à contabilização de um custo não-recorrente de €9,8M relacionado com o Programa de Ajustamento de Efectivos (PAE). O EBITDA da actividade de distribuição regulada em Espanha aumentou €37,7M no período para €73,9M nos 9M07, reflectindo o fim da aplicação do RD 03/2006, que fixava um preço provisório de €42,35/MWh para a energia vendida e comprada por empresas pertencentes a um mesmo grupo empresarial, a aplicação do RD 871/2007, de 30 de Junho, que fixou o preço provisório referido no RD 03/2006 nos €49,23/MWh, 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 5,5% no período para €108,9M nos 9M07, reflectindo um aumento de 5,6% no número de pontos de abastecimento e a expansão da rede de gás em 5,7%. O EBITDA do negócio do gás liberalizado melhorou de €32,7M no período para €34,8M nos 9M07 (os 9M06 incluem 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 47,3% no período para €447,1M nos 9M07, beneficiando de uma apreciação de 1% do Real Brasileiro face ao Euro entre Set-06 e Set-07, e da boa performance das actividades de distribuição e produção. O EBITDA da actividade de distribuição aumentou 39,3% no período para €326,7M nos 9M07, devido essencialmente ao crescimento da procura de electricidade e à recuperação através das tarifas de montantes regulatórios acumulados em anos anteriores. O EBITDA da actividade de produção aumentou 79,8% no período para €118,2M nos 9M07 reflectindo o aumento da capacidade instalada em 1,1x no período para 1.043 MW em Set-07.

EBITDA Consolidado – O EBITDA consolidado do Grupo EDP totalizou €2.049,6M nos 9M07, o que representa um crescimento 20,4% em relação ao período homólogo. Excluindo os impactos da aquisição da AE (Dez-06) e Horizon (Jul-07) bem como o impacto da venda da Oni (Jan-07), o EBITDA pró-forma aumentou 19,8% no período.

* Inclui "Outros & Ajustamento" no mercado Ibérico - Exclui Horizon (EUA) e actividade da Neo em França

Investimento Operacional

Investimento Operacional (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Centrais em Exploração	49,4	15,4	220,3%
Novas Centrais	101,5	38,8	161,8%
Ambiental	44,0	12,1	262,3%
Comercialização	0,2	0,1	120,2%
Portugal	**195,1**	**66,4**	**193,7%**
Centrais em Exploração	14,9	14,1	5,5%
Novas Centrais	122,0	109,0	11,9%
Ambiental	41,8	41,3	1,2%
Comercialização	1,6	0,1	1327,3%
Espanha	**180,2**	**164,5**	**9,6%**
Produção e Comercial Ibérica	**375,4**	**231,0**	**62,5%**
Europa - Neo	338,8	196,2	72,7%
EUA - Horizon	256,2	-	-
Eólico	**595,0**	**196,2**	**203,3%**
Rede de Distribuição & Outros	239,3	278,2	-14,0%
(-) Subsídios ao investimento	82,6	99,5	-17,0%
Portugal	**156,7**	**178,7**	**-12,3%**
Rede de Distribuição	30,7	28,2	9,0%
(-) Subsídios ao investimento	23,3	5,7	312,6%
Espanha	**7,4**	**22,5**	**-67,3%**
Distribuição na Ibéria	**164,1**	**201,2**	**-18,4%**
Rede de Distribuição	7,2	10,8	-33,4%
Outros	6,1	3,1	100,2%
Portugal	**13,3**	**13,9**	**-3,9%**
Rede de Distribuição	20,7	14,8	40,1%
Outros	7,5	3,9	91,3%
Espanha	**28,1**	**18,7**	**50,8%**
Gás na Ibéria	**41,4**	**32,5**	**27,5%**
Core Business	**1.175,9**	**660,8**	**78,0%**
Produção	11,8	81,7	-85,6%
Distribuição	137,6	136,6	0,7%
Comercialização e Outros	0,0	0,2	-77,5%
Brasil	**149,4**	**218,5**	**-31,6%**
Outros	**15,8**	**21,2**	**-25,5%**
Grupo EDP	**1.341,2**	**900,6**	**48,9%**
Expansão	**818,5**	**416,8**	**96,4%**
Manutenção	**522,6**	**483,8**	**8,0%**

• **O investimento operacional do Grupo EDP** totalizou €1.341,2M nos 9M07, o que representa um crescimento de 48,9% no período, reflectindo a consolidação, pela primeira vez, da Horizon (+€256M), e um aumento de 37% do investimento no "Core Business Ibérico" para €906M nos 9M07. Cerca de 60% do investimento foi canalizado na expansão da capacidade instalada, nomeadamente em capacidade eólica e em novas CCGTs em Espanha e Portugal (Castejón 3, Soto 4 and Lares 1). Estes investimentos irão proporcionar o crescimento do negócio a médio prazo. De notar ainda que perto de 75% 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/CMEC).

• **Produção e Comercialização na Península Ibérica** – Nos 9M07, 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 3 (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 €115M, e o investimento nas CCGTs de Castejón 3 e Soto 4 totalize aproximadamente €165M. Adicionalmente, a EDP investiu €85,8M na redução das emissões de SO2 e NOx das centrais a carvão com o objectivo de cumprir com a Directiva Europeia para as Instalações de Grande Combustão até Dez-07.

• **Eólico na Europa & EUA** – Nos 9M07, o investimento operacional na Horizon, subsidiária da EDP para o negócio da energia eólica nos EUA, totalizou USD345M (€256M) no 3T07. Actualmente, a Horizon tem 615 MW de capacidade bruta em construção cuja entrada em operação está prevista até ao final de 2007. Nos 9M07, o investimento operacional da NEO em capacidade eólica foi de €338,8M, o que representa um crescimento de 72,7% no período. De notar que o investimento em capacidade eólica está geralmente concentrado nos 3T e 4T do ano. A NEO prevê um investimento total em capacidade eólica de cerca de €600M para o ano 2007. Actualmente a NEO tem 579 MW em construção, e a empresa prevê atingir o seu objectivo de capacidade instalada para o ano 2007 como programado ou no máximo durante as primeiras semanas de 2008. A Set-07, o valor de imobilizado em curso na NEO e Horizon totalizava € 647M e €1.128M, respectivamente.

• **Distribuição na Península Ibérica** – Nos 9M07, o investimento no negócio da distribuição totalizou os €164,1M, 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 82 min. nos 9M07, o que compara com 119 min. nos 9M06 (ou 98 min., quando ajustado de impactos extraordinários). Em Espanha (Asturias), o TIE diminuiu de 82 min. nos 9M07 para 56 min. nos 9M07.

• **Gás na Península Ibérica** – Nos 9M07, o investimento operacional atingiu os €41,4M, o que representa um crescimento de 27,5% no período, dos quais 67% foram investidos na expansão da rede de distribuição de gás (+385 km, dos quais +211 Km em Espanha). 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 31,6% no período, devido essencialmente 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 R$90M). 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 92% 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

Consolidated Cash Flow (€ m)	9M07	9M06
Resultado líquido antes de interesses minoritários	**757,9**	**706,5**
Amortizações Líquidas	728,9	691,2
Provisões Líquidas	126,8	11,0
Outras variações não financeiras	(9,7)	(13,4)
Impostos diferidos	120,9	13,7
Outros ajustamentos	(79,5)	(160,1)
FFO	**1.645,4**	**1.249,0**
Juros financeiros líquidos	374,9	348,9
Resultados de Assossiadas e outros investimentos	(16,8)	(155,2)
Investimento em fundo de maneio	(38,8)	143,1
Correcção de hidraulicidade	21,6	(62,6)
Défice Tarifário em Portugal e Espanha	(85,9)	(153,7)
"Equity Partners" da Horizon	395,0	-
Cash Flow Operacional	**1.964,6**	**1.585,8**
Investimento operacional de expansão	(818,5)	(416,8)
Investimento operacional de manutenção	(522,6)	(483,8)
Variação de fundo maneio de fornecedores de imobilizado	67,2	-
Cash Flow Operacional Líquido	**690,6**	**685,2**
Investimentos financeiros líquidos	(1.873,7)	529,5
Juros financeiros líquidos pagos	(399,8)	(348,9)
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	35,6	-
Dividendos pagos	(401,4)	(365,6)
Outras variações não operacionais	56,4	(175,6)
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	**(1.892)**	**324,6**

Investimentos Financeiros Líauidos (€ m)	9M07	9M06
INVESTIMENTOS FINANCEIROS	**2.190,0**	**62,8**
Renováveis	-	4,1
BCP (0.6%)	85,6	-
Naturgas (9.39%)	122,0	-
Distribuição Gás (minoritários)	45,0	58,7
Horizon (100%)	1.937,5	-
DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS	**316,3**	**591,8**
ONI (100%)	89,0	-
REN (10%)	126,0	-
Desa (20%)	97,1	-
Galp	-	576,4
Outros	4,2	15,4
Investimentos Financeiros Líquidos	**1.873,7**	**(529,0)**

O cash flow operacional da EDP aumentou 24% para €1,964.6M suportado essencialmente no aumento de 32% do FFO. O elevado crescimento do FFO é justificado pelo aumento do cash flow gerado pelas actividades de produção e comercialização liberalizada na Península Ibérica. 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 nos 9M07. 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 €593M a Set-07.

A nível das variações de fundo de maneio, de realçar o impacto positive do recebimento dos “equity partners” da Horizon num montante de €395M em Jul-07, o impacto positivo do recebimento de €21,6M da REN, respeitantes à conta de hidraulicidade, devido a um período de seca (coeficiente hidraulicidade de 0,90 em 9M2007) e a redução dos montantes de deficit tarifário em Portugal e em Espanha.

Os investimentos financeiros de €1,937.5M estão relacionados essencialmente com a aquisição da Horizon.

Em suma, a dívida liquida consolidada da EDP aumentou €1,892m ou em 20% em relação a Dez-06.

Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais

Dívida Financeira (€ M)	9M07	2006	EDP %
EDP S.A. and EDP Finance BV	9.617,5	8.044,2	100%
EDP Produção	20,6	23,6	100%
HC Energia	406,5	213,3	97%
NEO Energía	591,0	579,3	99%
Portgás	105,6	113,0	72%
Energias do Brasil	1.028,3	1.018,7	62%
Outros	0,0	21,3	-
Dívida Financeira Nominal	**11.769,5**	**10.013,3**	
Juros da dívida a liquidar	142,9	134,7	
Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	**11.912,4**	**10.147,9**	
"Fair Value"(dívida coberta)	(55,7)	5,1	
Dívida Financeira	**11.856,7**	**10.153,1**	
Caixa e Equivalentes	**681,4**	**869,9**	
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	174,7	441,6	
HC Energia e Subsidiárias	30,6	19,5	
NEO Energía	178,1	181,5	
Portgás	0,0	0,0	
Energias do Brasil	298,0	227,4	
Dívida líquida do Grupo EDP	**11.175,3**	**9.283,1**	

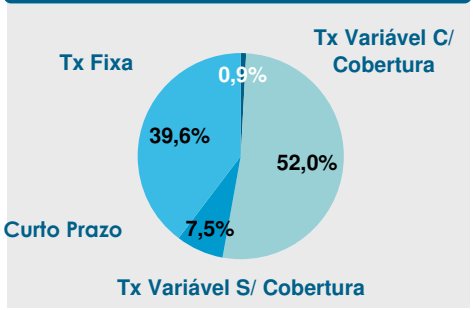
Itens Regulatórios a Receber (€ M)	9M07	2006	Δ 07/06
Portugal [1]	244,7	212,3	15,2%
Espanha	203,1	154,0	31,9%
Brasil [1]	145,0	246,5	-41,2%
TOTAL	**592,8**	**612,8**	**-3,3%**

Provisões para benefícios sociais (€ M)	9M07	2006	Δ 07/06
Pensões [2]	862,2	1.010,3	-14,7%
Actos Médicos	781,8	760,7	2,8%
Total	**1.644,1**	**1.771,0**	**-7,2%**

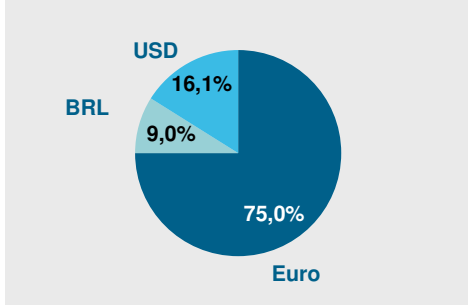
Ratina da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	**A-/Neg/A2**	**A2/Neg/P1**	**A-/Stab/F2**
Último Relatório de Rating	18-07-2007	19-10-2007	03-07-2007

Rácios de Dívida	9M07	2006
Dívida Líquida / EBITDA	4,2x	4,0x

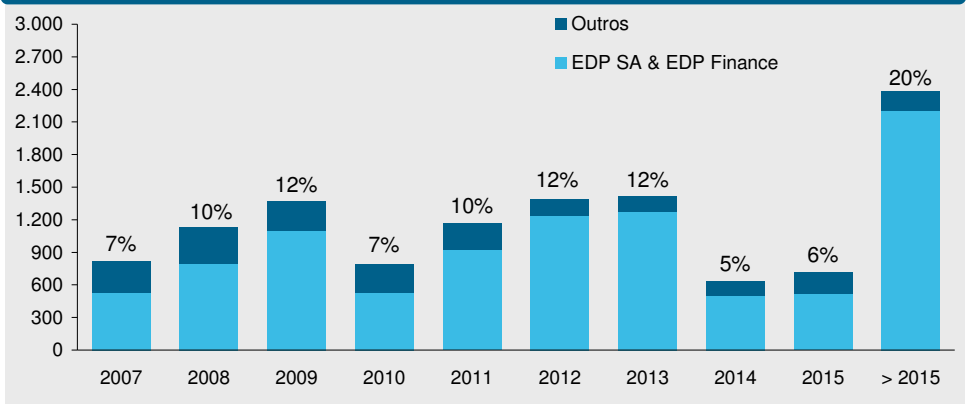
Dívida por Tipo de Taxa de Juro (3) (4)



Dívida por Tipo de Divisa (3) (4)



Maturidade da Dívida (€ M) (3) (4)



Em Julho, a EDP finalizou a aquisição da Horizon recorrendo a um empréstimo bancário sindicado no montante de USD 3 mil milhões, uma tranche de USD 1,5 mil milhões com prazo de 1 ano (com opção de extensão por mais 1 ano) e outra tranche de USD 1,5 mil milhões com prazo de 7 anos. Em Outubro, a EDP emitiu obrigações no montante de USD 2 mil milhões divididas em duas tranches: USD 1 mil milhões com vencimento em 2012 com cupão de 5,375% e USD 1 mil milhões com vencimento em 2018 com cupão de 6,000%. Este montante foi utilizado para reembolsar parte da dívida contraída ao abrigo de facilidades de crédito utilizadas para financiar a compra da Horizon.

Após estas transacções, 40% da nossa dívida está financiada à taxa fixa e as nossas linhas de crédito disponíveis totalizam €2,7 mil milhões.

Neste trimestre, e reflectindo a aquisição da Horizon o nosso rating foi revisto em baixa pela S&P e Fitch para "A-" (outlook negativo) em ambas, enquanto que a Moodys' manteve o seu rating em "A2" mas alterou o outlook para negativo.

O nosso rácio de dívida líquida/EBITDA apresentou um ligeiro aumento de 0,2x, com o aumento da dívida líquida a ser parcialmente compensado com o forte crescimento do EBITDA.

[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 EDPD, que estão a ser recuperados na tarifa

[3] Valor Nominal

[4] Dívida ajustada pela emissão de obrigações tipo 144 A/ Reg S no montante de USD 2,0 mil milhões

Resultados Financeiros Consolidados e Interesses Minoritários

Resultados Financeiros (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Rendimentos de particip. de capital	35,6	3,5	911,8%
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	**35,6**	**3,5**	**911,8%**
Juros financeiros líquidos	(372,2)	(311,8)	-19,4%
Diferenças de câmbio	16,0	16,1	-0,6%
Outros ganhos e perdas financeiros	23,1	114,2	-79,8%
Ganhos/(Perdas) Financiamento	**(333,2)**	**(181,5)**	**-83,5%**
Resultados Financeiros	**(297,6)**	**(178,0)**	**-67,2%**

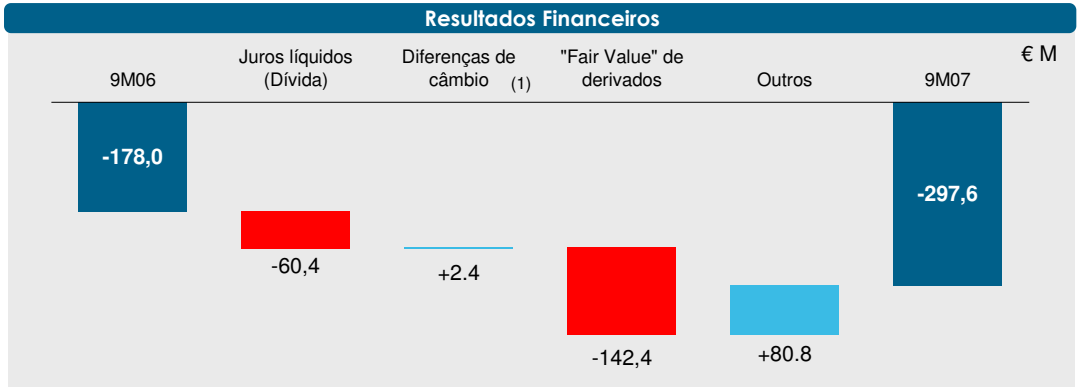
Ganhos Empresas do Grupo e Associadas (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
REN (30%)	-	166,9	-
Electra (30,6% a Jun-06)	-	(42,6)	-
Edinfor (40%)	(6,4)	(0,9)	-577,6%
Setgás (19.8%)	1,3	0,8	59,8%
CEM (22%)	6,3	10,7	-40,9%
Turbogás (40%)	10,2	9,7	5,7%
DECA II (EEGSA (21%))	3,0	6,8	-55,6%
Subsidiárias da HC	0,3	1,1	-73,2%
Subsidiárias da NEO	1,1	2,3	-53,9%
Outros	1,0	0,4	136,7%
Total	**16,8**	**155,2**	**-89,2%**

Interesses Minoritários (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
NEO Energia	3,0	3,8	-21,8%
HC Energia	-	4,2	-
Naturgás	7,3	20,5	-64,3%
Portgás	3,4	2,6	29,3%
Energias do Brasil	77,0	23,8	223,8%
Outros	2,0	1,9	7,9%
Grupo EDP	**92,7**	**56,7**	**63,4%**

• **Os resultados financeiros do Grupo EDP reflectem**:

a) um aumento de €32,1M nos **rendimentos de participações de capital** devido: i) à distribuição de dividendos recebidos da REN no montante de €29,1M nos 9M07; e ii) à distribuição de dividendos recebidos da CERJ no montante de €1,6M nos 9M07;

b) um aumento anual de 19,4% nos juros financeiros líquidos devido a um aumento 0,8p.p. do custo médio da dívida do grupo edp (4,9% nos 9M07 vs. 4,1% nos 9M06), reflectindo o aumento das taxas de juro no período;



c) uma redução significativa nos **outros ganhos e perdas financeiros**. Os 9M06 incluem 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 cálculo 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 nos 9M06 relativamente a este derivado foi de €148M. Adicionalmente, os 9M07 incluem um ganho de €10,4M (vs. uma perda de €3,5M nos 9M06) 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 €16,8M nos 9M07 vs. €155,2M nos 9M06. Nos 9M06, os ganhos em empresas do grupo e associadas incluem: i) a contribuição da consolidação pelo método da equivalência patrimonial de 30% da REN, que reflecte a recuperação, nos 9M06, de desvios tarifários de anos anteriores, bem como a mais valia obtida na venda dos 18,3% que a REN detinha na Galp; e ii) uma provisão de €44,2M relacionada com garantias prestadas no financiamento da Electra, em que a edp assumiu a responsabilidade de 60% do valor em dívida.

• Relativamente à actual participação da EDP na REN, de notar que no seguimento dos acordos realizados para a venda de 20% do capital social da REN (4 blocos de 5%) e da venda de uma participação adicional de 5% em Julho, com a Oferta Pública Inicial, a participação da edp na REN deixou de ser consolidada pelo método da equivalência patrimonial. Os acordos relativos à venda da participação de 20% foram concluídos em Out-07, sendo a respectiva mais-valia contabilizada no 4T07.

(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		
	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06
Hidroeléctrica	7.956	5.562	43,0%	21.698	15.776	37,5%
Nuclear	-	-	-	40.505	44.330	-8,6%
Carvão	8.456	10.742	-21,3%	53.847	51.644	4,3%
CCGT	7.620	8.414	-9,4%	46.649	49.852	-6,4%
Fuel/Gas/Diesel	661	1.603	-58,8%	1.870	4.967	-62,4%
Auto-Consumo	-	-	-	(6.246)	(6.575)	5,0%
(-) Bombagem	(362)	(489)	25,9%	(3.236)	(3.873)	16,4%
Regime Convencional	24.331	25.833	-5,8%	155.088	156.122	-0,7%
Eólica	2.931	1.803	62,6%	17.552	14.654	19,8%
Outras	4.719	4.159	13,5%	23.654	22.011	7,5%
Regime Especial	7.650	5.962	28,3%	41.206	36.665	12,4%
Importação / (Exportação)	5.060	4.872	3,9%	(2.823)	(2.557)	-10,4%
Consumo Referido à Emissão	**37.041**	**36.667**	**1,0%**	**193.471**	**190.229**	**1,7%**
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis			2,4%			3,8%
Mercado Regulado	32.776	29.477	11,2%	141.308	141.510	-0,1%
Mercado Liberalizado	4.407	6.710	-34,3%	51.883	48.676	6,6%

Nos primeiros nove meses do ano, o consumo de electricidade na Península Ibérica cresceu 1,6%, uma modesta performance devido às temperaturas moderadas que se fizeram sentir. Este crescimento ajustado de temperaturas e dias úteis foi de 2,4% em Portugal e de 3,8% em Espanha. Do lado da oferta, a produção hídrica na Península Ibérica cresceu 39% devido ao aumento da pluviosidade, embora os níveis de hidraulicidade se mantenham abaixo da média histórica. A produção eólica aumentou 24% suportada por um aumento da capacidade instalada e do seu factor de utilização. O aumento da produção hídrica e eólica conjugado com um fraco crescimento do consumo resultou num decréscimo de 6% da produção térmica convencional. Efectivamente, a produção com origem em CCGT diminuiu 7% apesar do aumento da capacidade instalada de 15%.

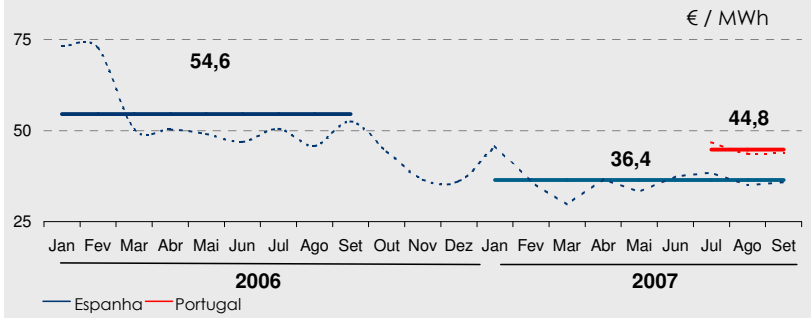
A utilização mais intensiva de tecnologias com um menor custo marginal e a queda do preço das licenças de CO2 provocaram a queda em 33% do preço base médio do mercado à vista em Espanha no período. Apesar do Mercado Ibérico de Electricidade, Mibel, ter tido o seu início a 1 de Julho do corrente ano, observaram-se preços diferentes para os dois países durante o 3º trimestre devido a restrições na capacidade de interligação em 80% das horas, devido a obras de manutenção pela REE, e menor disponibilidade das centrais a carvão em Portugal devido a paragens programadas.

Durante o 3º trimestre, o preço do mercado ibérico de futuros (OMIP) para o 4º trimestre de 2007 exibiu uma trajectória descendente fechando o mês de Setembro entre os 37-38 €/MW. Os preços dos futuros para 2008 mantiveram-se dentro do intervalo 49-50 €/MW, suportado por expectativas de aumento do preço das licenças de CO2, do carvão e do petróleo. Em Setembro, teve lugar o segundo leilão CESUR para uma capacidade de 6.500 MW tendo sido fixado um preço de 38,5 €/MW, estando muito em linha com o preço que resultou do segundo leilão VPP da Endesa/Iberdrola.

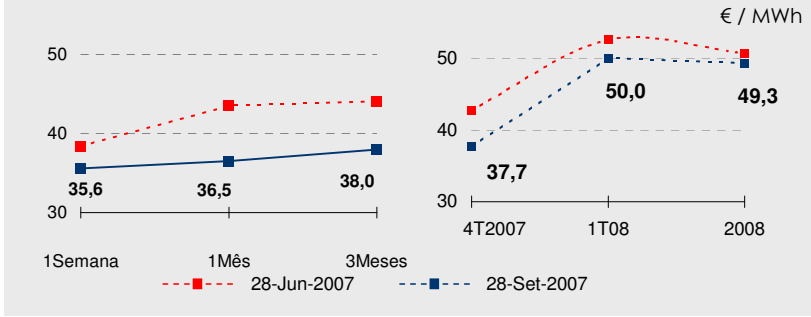
O volume de electricidade vendido no mercado livre em Portugal caiu 24% dado que o aumento de 6,2% na tarifa em Janeiro de 2007, que foi inferior aos 12,4% de aumento inicialmente proposto pelo regulador, e actualização da tarifa em -3,0% em Setembro diminuiu a atractividade do mercado liberalizado versus regulado. Por outro lado, os volumes vendidos no mercado livre espanhol aumentaram 7% em consequência do aumento das tarifas que tiveram lugar em Janeiro e Julho e do decréscimo do preço da electricidade no mercado grossista de futuros ao longo dos 9 primeiros meses de do ano, tornando o mercado liberalizado mais competitivo do que o regulado.

Capacidade Instalada (MW)	Península Ibérica		
	9M07	9M06	Δ 07/06
Hídrica	18.119	18.119	-
Nuclear	7.439	7.439	0,0%
Carvão	12.261	12.332	-0,6%
CCGT	18.249	15.893	14,8%
Fuel/Gas/Diesel	6.527	6.579	-0,8%
Eólica	14.525	12.491	16,3%
PRE's (Outras)	11.884	11.479	3,5%
Total	**89.004**	**84.332**	**5,5%**

Preço Médio Base do Mercado no Mercado à Vista - OMEL



Evolução Curva de Preços - Futuros Mercado Ibérico OMIP



Factores Chave dos Custo de Produção	9M07	9M06	Δ 07/06
Coeficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,90	0,65	38,5%
Espanha	0,72	0,56	28,6%
Direitos de emissão de CO2 - 2007 (€/ton) [1]	0,1	13,2	-99,5%
Direitos de emissão de CO2 - 2008 (€/ton) [1]	21,7	18,7	16,0%
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t [1]	95,7	65,6	45,9%
Gás (CMP) €/MWh [1]	20,3	20,2	0,2%
Brent (USD/Barril) [1]	76,9	61,7	24,6%
Eur/USD [1]	1,42	1,27	11,8%

[1] Final do período

Produção Contratada no Mercado Ibérico: CAEs/CMECs e Regime Especial

Maraem Bruta (€ m)	9M07	9M06	Δ 07/06
Receitas CAE (1S07 e 9M06)	**579,9**	**957,1**	
CAE Parcela Fixa	466,9	697,1	
CAE Parcela Variável	113,0	260,0	
Receitas CAE/CMEC (3T07)	**306,2**		
Receitas no mercado	202,2		
Revisibilidade dos CMEC's	48,9		
CMECs	35,6		
Anuidade CMEC	19,5		
Custos Directos: CAEs/ CMECs	**191,2**	**252,8**	-24,4%
Carvão	132,5	135,4	-2,1%
Fuel	50,9	110,0	-53,7%
Outros Custos (líquidos)	7,8	7,4	5,0%
Margem Bruta CAEs/CMECs	**694,9**	**704,3**	**-1,3%**
Cogeração, Resíduos Especiais e Biomassa	37,5	23,7	57,8%
Mini-hídricas	9,2	8,5	8,8%
Margem Bruta Regime Especial	**46,7**	**32,2**	**44,9%**
Margem Bruta Outros	**7,6**	**23,2**	**-67,3%**
Custos Operacionais	138,8	135,7	2,3%
EBITDA	**610,4**	**624,1**	**-2,2%**
Amortizações & Provisões	195,4	143,7	36,0%
EBIT	**415,0**	**480,4**	**-13,6%**

Factor de Disponibilidade Real/Contratada (Km)	9M07	9M06	Δ 07/06
Hídrica	1,04	1,04	-0,6%
Termica	1,07	1,06	0,4%

Producão de Electricidade (GWh)	9M07	9M06	Δ 07/06
Hidroeléctrica	**7.545**	**5.231**	**44,2%**
Termoeléctrica	**6.636**	**8.885**	**-25,3%**
Sines	5.975	7.282	-17,9%
Setúbal	478	1.235	-61,3%
Carregado	96	243	-60,6%
Barreiro	87	125	-30,3%
Tunes	0	0	-67,6%
Total CAEs	**14.181**	**14.116**	**0,5%**
Cogeração Portugal	561	537	4,5%
Cogeração Espanha	390	381	2,3%
Mini-hídricas Portugal	119	107	10,4%
Biomassa Portugal	21	21	-2,9%
Total Regime Especial	**1.090**	**1.046**	**4,2%**

Tarifas Regime Especial (€/MWh)	9M07	9M06	Δ 07/06
Cogeração Portugal	85	84	0,8%
Mini-hídricas Portugal	85	84	0,6%
Biomassa Portugal	114	111	2,3%

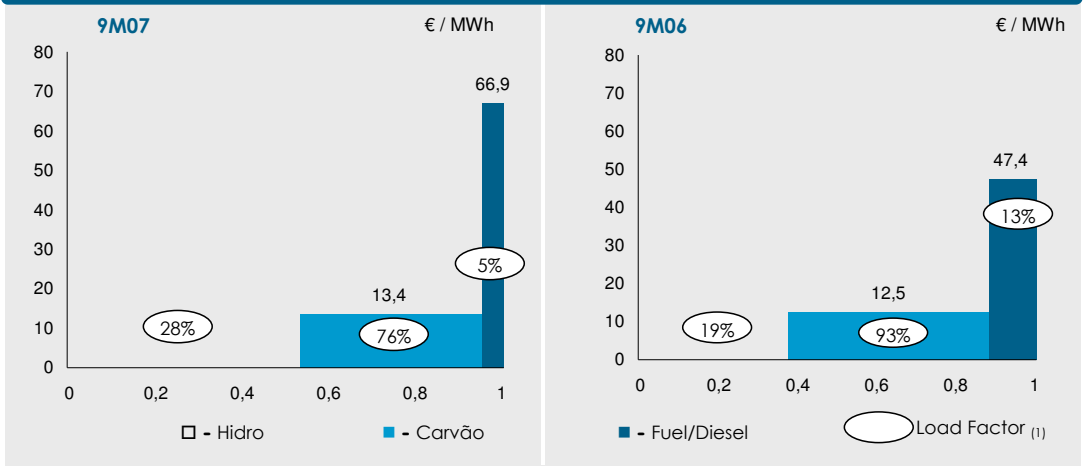
No dia 15 de Junho a EDP e a REN (comprador único no sistema eléctrico português até ao dia 30 de Junho) acordaram no fim antecipado dos Contratos para Aquisição de Energia (CAE) para as 26 centrais hídricas e 5 centrais térmicas pertencentes à EDP em Portugal. Os CAE foram substituídos pelo sistema de Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) de forma a conciliar: (1) A Preservação do valor actual dos CAE e uma margem bruta contratada estável durante os próximos 10 anos durante os quais é assegurado um retorno real sobre os activos de 8,5% antes de impostos e (2) aumento da liquidez do mercado grossista de electricidade ibérico. Em termos de demonstração de resultados, a margem bruta do anterior regime CAE e do actual regime de CMEC deverá manter o mesmo perfil durante os próximos 10 anos.

Relativamente à margem bruta, esta passa a ter 4 componentes: 1) Receitas no mercado: Resultam da venda de electricidade no mercado grossista de electricidade da ibérico, que inclui também serviços do sistema e no futuro garantia de potência. 2) Revisibilidade dos CMEC's: Diferença entre os principais pressupostos dos CMEC (produção, preços de mercado e custos de combustíveis) e o mercado. Esta diferença deverá ser paga ou recebida pela EDP através das tarifas reguladas com um ano de diferimento; 3) CMECs: Reflecte a diferença anual em termos de fluxos de caixa entre o anterior regime de CAE e o actual regime de CMEC, assumidos no início da implementação do sistema. A soma destas diferenças deverá ser zero no final do regime CMEC, garantindo o valor actual do anterior regime CAE. 4) Anuidade do CMEC: renda fixa mensal de 6,5 milhões de euros a ser recebida pela EDP através da tarifa regulada durante os 20,5 anos de duração do sistema CMEC se não for securitizada antes. Em Junho de 2007 o valor actual desta anuidade ascendia a 833 milhões de euros.

Nos primeiros 9 meses do ano, a margem bruta dos CAE/CMEC diminuiu 1,3% em resultado de: 1) impacto negativo de €13m associados a compras de fuelóleo a preços acima dos preços implícitos nos CAE e como tal não recuperados pela EDP, 2) desaceleração da inflação em Portugal. O Factor de Disponibilidade Real das nossas centrais CAE continua bastante acima dos valores contratados no regime CAE/CMEC.

A diminuição do factor de utilização na nossa central a carvão de Sines é explicada por paragens programadas para trabalhos de manutenção e investimentos em dessulfuração que durou todo o segundo trimestre e que se deverão repetir em 2008 para concluir o investimento em dessulfuração. Estes investimentos deverão ascender a 227 milhões de euros e deverão ser remunerados a uma taxa de 8,5% real antes de impostos e deverá ser integralmente amortizado durante o regime CAE/CMECs.

Curva de Custo Variável



(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)	9M07	9M06	Δ 07/06
Margem Bruta - Produção e Comerc. Liberalizada	**461,4**	**368,1**	**25,3%**
Produção	399,3	450,6	-11,4%
Portugal	92,2	112,7	-18,2%
Espanha	307,1	337,8	-9,1%
Comercialização	62,2	(82,4)	-
Portugal	12,8	(39,0)	-
Espanha	49,3	(43,5)	-
Custos Operacionais	175,1	148,0	18,3%
EBITDA	**286,4**	**220,2**	**30,1%**
Amortizações & Provisões	95,0	91,9	3,3%
EBIT	**191,4**	**128,2**	**49,3%**
Ao nível de Resultados Financeiros			
Ganhos (Perdas) c/ Hedging em Mercados Energéticos	**10,4**	**(3,5)**	**-**

Performance de mercado	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh)		
	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06
Produção Electricidade	**15.533**	**14.990**	**3,6%**	**26,8**	**27,6**	**-2,7%**
CCGT	5.902	6.046	-2,4%	41,1	42,9	-4,2%
Carvão	7.887	7.270	8,5%	21,7	20,8	4,1%
Hídrico	853	824	3,5%	-	-	-
Nuclear	891	851	4,8%	3,3	3,0	9,2%
Compras Electricidade	**1.920**	**1.245**	**54,2%**	**36,2**	**99,1**	**-63,5%**
Total Electricidade	**17.453**	**16.235**	**7,5%**	**28,2**	**33,2**	**-14,9%**

	Vendas Electricid. (GWh)			Preço médio (€/MWh)		
	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06
Perdas na Rede	**246**	**76**	**-**			
Portugal	2.138	3.524	-39,3%	57,9	41,4	39,8%
Espanha	7.883	6.469	21,9%	58,0	48,5	19,5%
Clientes finais - Retalho liberaliz.	**10.021**	**9.993**	**0,3%**	**58,0**	**46,8**	**23,9%**
OMEL+OMIP+OTC	6.246	3.739	67,0%	49,0	77,7	-37,0%
Outros	939	2.427	-61,3%	43,8	59,3	-26,1%
Volume Total	**17.453**	**16.235**	**7,5%**	**53,7**	**54,7**	**-1,8%**

Factor de Utilização	9M07	9M06	Δ 07/06
CCGT	57%	59%	-1,4 pp
Carvão	79%	73%	6,2 pp
Hídrico	19%	19%	0,7 pp
Nuclear	87%	83%	4,0 pp

Número de clientes	9M07	9M06	Δ 07/06
Número de clientes (mil)	154,4	69,4	122%
Portugal	106,5	7,9	1256%
Espanha	47,9	61,6	-22%

Nos 9M07, o EBITDA no mercado liberalizado de produção e comercialização de electricidade da Península Ibérica, cresceu 30% e a margem bruta 25%, uma performance que foi atingida em ambiente de mercado adverso com os preços médios da "pool" a diminuírem 33% o que destaca o sucesso da estratégia de fixação de preços, com mais de 70% da produção coberta pelas vendas directas a clientes de retalho. É de notar que os resultados de hedging financeiro em mercados energéticos estão contabilizados ao nível dos resultados financeiros e perfizeram um montante de -3.5M € em 9M06 e 10.4M€ em 9M07. Ajustados estes impactos, a margem bruta e o EBITDA teriam aumentado 29% e 36%, respectivamente.

A produção das centrais liberalizadas da EDP aumentou 3,6%, alicerçada num factor de utilização elevado (79%) das nossas centrais a carvão, elevada produção hídrica para os 9M07 e recuperação do factor de utilização médio nas nossas CCGT's para 73% no 3T07 quando comparado com 63% no 3T06. Este aumento é explicado maioritariamente pela central CCGT em Portugal que compensou as paragens planeadas para investimento de DeSox nas centrais a carvão e os trabalhos na rede de transmissão que limitou as importações. A produção das nossas CCGT's continuou a ser vendida essencialmente em horas de ponta, o que em conjunto com o impacto do "Market Splitting" justifica o preço de 49€/MWh verificado no mercado á vista nos 9M07 (inclui garantia de potência e serviços de sistema). Os custos de fornecimento de electricidade caíram 5% devido aos baixos volumes e preços de compra no mercado à vista, e a uma quebra do custo variável médio na produção devido a preços de gás mais baixos e mudanças favoráveis no mix da produção.

A central a carvão de Soto III deverá ter programada uma paragem para melhoria de DeSox no 1T08. A nova CCGT Castejon III com uma capacidade de 400MW deverá ter o início de operações comerciais em Dez-07 e tendo em conta a atribuição da concessão à hídrica de 240MW de Alqueva, a EDP começará a operar esta hídrica no mercado no 4T07.

No respeitante às vendas de electricidade no mercado da Península Ibérica, a EDP conseguiu aumentar o seu preço de venda líquido na comercialização em 29% para 58€/MWh (incluindo garantia de potência, serviço de sistema e margem de comercialização) com os volumes a registarem uma performance "flat", justificado por Espanha onde os volumes vendidos aumentaram 22%. Efectivamente, em Espanha, os preços liberalizados beneficiaram dos aumentos da tarifa (em Jan-07 e Jul-07), enquanto que em Portugal os volumes decresceram 39% dado que os aumentos nas tarifas a retalho não reflectiram totalmente o aumento nos custos de produção. Os volumes vendidos no OMEL aumentaram 18% enquanto que os volumes vendidos nos mercados a prazo decresceram 61% devido ao fim dos contratos bilaterais assumidos com a distribuição regulada em Espanha.

Nos próximos trimestres, o ambiente de mercado para a comercialização em Portugal, deverá deteriorar se pelo facto de as reduções tarifárias não estarem a reflectir o aumento dos custos de produção. É de assinalar que, de acordo com a proposta preliminar de tarifa média a retalho da ERSE em Portugal deverá aumentar 2.9% em Jan-08 como consequência da redução de 3.0% registada em Set-07. Em Espanha as tarifas estáveis para 4T07 vs. 3T07 e perspectivas similares para o 1T08, deverão fazer abrandar o crescimento de mercado. Apesar disso o fim esperado das tarifas de venda a retalho para consumidores de média voltagem é provável que leve a uma recuperação da dinâmica de mercado no 2S08.

Perspectivando o 4T07, a EDP tem já 70% da produção esperada em mercado liberalizado contratada a um preço médio acima dos 50€/MWh através de contratos de venda a consumidores de retalho no mercado a prazo. Para 2008, a EDP tem já contratado 35% da sua produção esperada em mercado a um preço médio de 55€/MWh. Para o volume já contratado em 2008 a EDP tem já fixado um "spark spread" médio de 15€/MWh e um "dark spread" médio de 30€/MWh, antes de custos de CO2.

Produção e Comercialização de Electricidade Ibérica

DR Operacional (€ M)	Produção Electricidade						Comercialização Electricidade						Produção e Comercializ.		
	Portugal			Espanha			Portugal			Espanha			Total		
	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	**1.405,7**	**1.493,7**	**-5,9%**	**598,6**	**593,0**	**0,9%**	**242,7**	**279,2**	**-13,1%**	**601,3**	**424,3**	**41,7%**	**-**	**-**	**-**
Custos Directos da Actividade	**591,5**	**645,9**	**-8,4%**	**272,6**	**250,1**	**9,0%**	**223,9**	**312,1**	**-28,3%**	**552,0**	**467,7**	**18,0%**	**-**	**-**	**-**
Margem Bruta	**814,2**	**847,7**	**-4,0%**	**325,9**	**342,9**	**-4,9%**	**18,8**	**(33,0)**	**-**	**49,3**	**(43,5)**	**-**	**1.210,6**	**1.127,9**	**7,3%**
Margem Bruta/Proveitos	57,9%	56,8%	1,2 pp	54,5%	57,8%	-3,4 pp	7,8%	-11,8%	19,6 pp	8,2%	-10,2%	18,5 pp			
Fornecimentos e serviços externos	66,8	70,0	-4,5%	42,2	34,1	23,9%	16,5	9,0	83,5%	22,8	19,6	16,0%	146,3	138,4	5,7%
Custos com pessoal	63,5	62,5	1,6%	25,5	22,5	13,4%	3,7	4,3	-13,7%	4,0	4,0	-0,5%	96,7	94,3	2,5%
Custos com benefícios sociais	18,3	11,2	62,9%	1,0	1,0	-1,8%	0,2	0,3	-44,3%	0,1	0,1	46,6%	19,6	12,6	55,1%
Rendas centros electroprodutores	2,9	2,8	4,4%	-	-	-	0,0	0,0	0,3%	-	-	-	-	-	-
Outros custos (proveitos) operac.	(6,5)	(4,5)	-44,4%	48,7	45,9	-	1,0	10,4	-	(13,6)	(17,8)	-	51,3	38,3	-
Custos Operacionais	**145,0**	**142,0**	**2,1%**	**117,4**	**103,5**	**13,4%**	**21,3**	**24,0**	**-11,2%**	**13,3**	**6,0**	**123,9%**	**313,9**	**283,6**	**10,7%**
EBITDA	**669,2**	**705,7**	**-5,2%**	**208,5**	**239,4**	**-12,9%**	**(2,5)**	**(57,0)**	**95,6%**	**36,0**	**(49,4)**	**-**	**896,8**	**844,3**	**6,2%**
EBITDA/Proveitos	47,6%	47,2%	0,4 pp	34,8%	40,4%	-5,5 pp	-1,0%	-20,4%	19,4 pp	6,0%	-11,6%	17,6 pp			
Provisões para riscos e encargos	9,2	0,8	984,0%	0,0	0,6	-92,9%	(1,8)	(2,1)	15,3%	(3,5)	-	-	4,0	-0,7	-
Amortizações	191,2	163,6	16,9%	92,7	65,4	41,8%	3,7	3,6	4,1%	1,8	1,8	-2,7%	289,4	239,5	20,9%
Compensa. amort. activos subsid.	(2,7)	(2,8)	4,6%	(0,3)	(0,1)	-162,6%	-	-	-	-	-	-	(3,0)	(3,1)	3,2%
EBIT	**471,5**	**544,1**	**-13,4%**	**116,1**	**173,5**	**-33,1%**	**(4,4)**	**(58,4)**	**92,4%**	**37,7**	**(51,2)**	**-**	**606,4**	**608,6**	**-0,4%**
EBIT/Proveitos	33,5%	36,4%	-2,9 pp	19,4%	29,3%	-9,9 pp	-1,8%	-20,9%	19,1 pp	6,3%	-12,1%	18,3 pp			
Empregados	1.572	1.681	-6,5%	536	457	17,3%	80	90	-11,1%	190	197	-3,6%	2.378	2.425	-1,9%

Em resumo, o nosso negócio integrado de produção e comercialização, que inclui produção contratada e liberalizada, apresentou um crescimento da margem bruta de 7%, uma vez que o aumento da margem bruta da comercialização mais do que compensou a queda reportada pelo negócio da produção. O EBITDA creseceu 6% apesar do aumento de 11% dos custos operacionais. Incluindo o impacto positivo dos instrumentos de "hedging" em mercados energéticos que são registados ao nível dos resultados financeiros, a margem bruta e o EBITDA da produção e comercialização teria aumentado 9% e 8%, respectivamente.

O Real Decreto 03/06, que estabeleceu a devolução parcial dos direitos de emissões de CO2 atribuídas a preço de mercado até ao final de 2007 também teve um impacto na demonstração de resultados da divisão de produção nos 9M06 e 9M07. Nos 9M06, os custos operativos incluíam 46 milhões de euros relacionados com os custos supracitados contabilizados na rubrica de Outros Custos. Nos 9M07, a linha de Outros Custos incluiu apenas 2 milhões de euros relacionados com o RD03/06 referentes ao primeiro semestre do corrente ano em resultado da elevada queda do preço de mercado das emissões de CO2, e registaram-se 40 milhões de euros de provisões relacionadas com potenciais diferenças de interpretação do RD03/06 nas nossas contas de 2006 e com a conclusão da alteração regulatória que se espera que seja anunciada pelo governo espanhol até ao final do ano. Excluindo o impacto do RD 03/06 os custos operativos da produção e comercialização em Espanha teriam crescido 8%.

Em Portugal, os custos operacionais na produção cresceram 2% devido ao aumento em 4,6 milhões de euros de custos relacionados com benefícios sociais, prémios de pensões e outros custos relacionados com o programa de reestruturação de Recursos Humanos a decorrer. Abaixo da linha do EBITDA, a actividade de geração em Portugal reportou um aumento de 17% nas amortizações devido a: (i) contabilização nos 9M07 de uma depreciação de 13 milhões de euros relativas à extensão do domínio hídrico das nossas centrais adstritas ao regime CAE/CMEC; e (ii) Aceleração da taxa de amortização de algumas centrais térmicas anteriormente em CAE/CMEC que deverão estar integralmente amortizadas no final da vida útil. Em Espanha, os custos operacionais na produção aumentaram 16.4% devido: (i) à transferência em Janeiro de 2007 para a HC Energia das centrais de regime especial da NEO; (ii) aumento dos custos de manutenção das instalações DeSox das centrais a carvão. O aumento das amortizações na actividade de produção em Espanha é igualmente explicada pela transferência em Dezembro de 2006 pelas actividades de cogeração, tratamento de lixo 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 até 2015.

Os custos operacionais na área da comercialização cairam 11%. Excluindo a rubrica de outros custos operacionais, que em 9M06 incluiram 10,4 milhões de euros relacionados com desvios no consumo (5.4 milhões de euros) e provisões para cobranças duvidosas (5.0 milhões de euros), os custos operacionais da comercialização em Portugal teriam aumentado 50%, reflectindo o crescimento desta actividade no segmento residencial. Os custos operacionais da actividade de comercialização em Espanha reflectiram um impacto não recorrente de reversão de provisões ao nível da rubrica "outros proveitos operacionais". Excluindo estas provisões, os custos operacionais teriam crescido 13%, reflectindo o aumento dos volumes vendidos.

Energia Eólica - Europa (NEO)

DR Operacional (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Margem Bruta	**181,0**	**144,1**	**25,6%**
Margem Bruta/Proveitos	94,4%	78,6%	15,8 pp
Fornecimentos e serviços externos	29,4	22,6	30,1%
Custos com pessoal	10,2	8,2	24,0%
Rendas de centros electroprodutores	1,0	0,9	12,8%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,5	7,3	-
Custos Operacionais	**41,1**	**39,0**	**5,4%**
EBITDA	**139,9**	**105,1**	**33,1%**
EBITDA/Proveitos	73,0%	57,3%	15,6 pp
Provisões para riscos e encargos	-	(0,0)	-
Amortizações	62,4	53,9	15,8%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,1)	(0,9)	87,4%
EBIT	**77,7**	**52,2**	**48,9%**
EBIT/Proveitos	40,5%	28,5%	12,0 pp

Número de Empregados	9M07	9M06	Δ 07/06
Número de Empregados	**273**	**233**	**+ 40**

• Em Dez-06, a EDP reforçou a visibilidade do seu "portfolio" na Europa com a aquisição da Agrupación Eólica ("AE"), que actua no sector das energias renováveis em França e em Espanha, com 155 MW em operação (146 MW em Espanha e 9 MW em França).

• Em Set-07, a NEO tinha uma capacidade instalada eólica consolidada de 1.218 MW, mais 475 MW vs. Set-06. Este aumento de capacidade foi conseguido através de aquisições (+88 MW) e de crescimento orgânico (+387 MW). Trimestralmente, a NEO aumentou a sua capacidade instalada em 59 MW em Portugal. De notar que as novas entradas em operação na Península Ibérica estão geralmente concentradas no 4T devido a condições climáticas mais favoráveis aos trabalhos de construção finais durante o 3T. Actualmente a NEO tem 579 MW em construção, e a empresa prevê atingir o seu objectivo de capacidade instalada para o ano 2007 como programado ou no máximo durante as primeiras semanas de 2008

• A NEO produziu 2,153 GWh de energia eólica nos 9M07, o que representa um crescimento de 65,5% no período, devido ao aumento da capacidade instalada bem como a uma melhoria do factor médio de utilização dos nossos parques eólicos (crescimento de 1,3p.p no período para 26,2% nos 9M07) o que confirma a elevada qualidade do pipeline que está a entrar em operação.

• A margem bruta aumentou 25,6% no período: i) em Espanha, apesar de uma redução de 17,7% na tarifa média, consequência da queda do preço da pool quando comparado com 2006, 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 melhoria do factor de utilização e da tarifa média (actualizada à inflação).

Capacidade Instalada Consolidada (MW)	9M07	9M06	Δ 07/06
Portugal	392	261	+130
Espanha	951	681	+270
França	75	-	+75
Total	**1.418**	**943**	**+475**

Electricidade Produzida (GWh)	9M07	9M06	Δ 07/06
Portugal	553	312	77,1%
Espanha	1.519	989	53,7%
França	81	-	-
Total	**2.153**	**1.301**	**65,5%**

Factor Médio de Utilizacão (%)	9M07	9M06	Δ 07/06
Portugal	25%	23%	2,1 pp
Espanha	27%	26%	0,5 pp
França	28%	-	-
Total	**26%**	**25%**	**1,3 pp**

Tarifa Média Eólica (€/MWh)	9M07	9M06	Δ 07/06
Portugal	98	95	2,4%
Espanha	77	93	-17,7%
França	76	-	-
Total	**82**	**94**	**-12,5%**

Margem Bruta (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Portugal	55,1	31,8	73,4%
Espanha	105,8	96,7	9,4%
França	6,6	-	-
Eólica	167,4	128,5	30,3%
Outros & Ajustamentos	13,5	15,6	-13,4%
Total	**181,0**	**144,1**	**25,6%**

• Os FSE aumentaram 30,1% no período devido: i) ao aumento da actividade operacional e expansão internacional; e ii) à consolidação, pela primeira vez nos 9M07, da AE (+€2,1M), que compensou parcialmente o impacto da desconsolidação das actividades de resíduos e biomassa transferidas para a HC Energia (-€4,9M). Os custos com pessoal reflectem o aumento do número de trabalhadores que resulta do reforço da actividade operacional e da expansão internacional.

• Os outros custos operacionais nos 9M06 incluem: i) um custo não recorrente de €1,5M relacionado com uma indemnização que a NEO teve que pagar em consequência de um atraso no reinício das operações da central Sidergás (20 MW – Resíduos), que esteve parada para manutenção; e ii) um custo não recorrente de €2,6M com perdas em imobilizado.

• O EBITDA da NEO melhorou €34,8M no período para €139,9M nos 9M07, o que corresponde a uma margem EBITDA de 73% (mais 15,6 p.p. no período).

Nota: os MW estão referidos em termos de Capacidade Instalada Bruta, excepto quando diferentemente indicado.

Energia Eólica - EUA (Horizon)

DR Operacional (€ M)	9M07
Margem Bruta	**11,3**
Margem Bruta/Proveitos	100%
Fornecimentos e serviços externos	3,8
Custos com pessoal	4,4
Rendas de centros electroprodutores	-
Outros custos (proveitos) operacionais	(3,9)
Custos Operacionais	**4,2**
EBITDA	**7,1**
EBITDA/Proveitos	62,4%
Provisões para riscos e encargos	-
Amortizações	8,0
Compensação amort. activos subsidiados	-
EBIT	**(1,0)**

Número de Empregados	9M07
Número de Empregados	**169**

• Em Jul-07, a EDP concluiu a compra da Horizon, uma empresa líder no desenvolvimento, gestão e operação de parques eólicos nos EUA. Esta transacção valorizou os activos ("enterprise value") da Horizon em USD 2.740 milhões, incluindo todos os investimentos incorridos entre Dez-06 e Jul-07. O financiamento desta aquisição foi realizado com recurso a um empréstimo bancário sindicado concedido à EDP no montante de USD 3 mil milhões, numa tranche de USD 1,5 mil milhões com prazo de 1 ano (com opção de extensão por mais 1 ano) e noutra tranche de USD 1,5 mil milhões com prazo de 7 anos. Em Out-07, a EDP emitiu obrigações no montante de USD 2 mil milhões (USD 1 mil milhões a 5 anos com cupão de 5,375% e USD 1 mil milhões a 10 anos com cupão de 6,000%) que foram utilizados para reembolsar a primeira tranche da dívida contraída ao abrigo das facilidades de crédito utilizadas para financiar a compra da Horizon. Esta transacção enquadra-se nos objectivos estratégicos da EDP, posicionando a empresa num dos mercados mais atractivos para as energias renováveis em termos de crescimento e rentabilidade.

• Em Jul-07, a Horizon concluiu com um consórcio de investidores institucionais a venda de uma participação num conjunto de projectos eólicos com uma capacidade instalada líquida de 722 MW. O montante a aportar pelos investidores totalizou cerca de USD 700M.

Capacidade Instalada Bruta (MW)	% detida	9M07
Maple Ridge I	50%	231
Maple Ridge II	50%	91
Madison	100%	12
Blue Canyon I	25%	74
Blue Canyon II	100%	151
Twin Groves I	100%	198
Lone Star I	100%	184
Eólico EUA		**941**

Capacidade Instalada Consolidada (MW)	9M07
Maple Ridge I	116
Maple Ridge II	45
Madison	12
Blue Canyon II	151
Twin Groves I	198
Lone Star I	184
Eólico EUA	**706**

Produção de Electricidade (GWh)	9M07
Eólico EUA	**297**

• No final de Set-07, a Horizon tinha uma capacidade instalada bruta de 941 MW e 615 MW em construção. A empresa espera ter 1.556 MW em operação no final de 2007, em linha com os objectivos anunciados. O Grupo EDP começou a consolidar a Horizon em Jul-07.

• Os Estados Unidos são um mercado em rápido crescimento no segmento das energias renováveis, sendo esperado um aumento de 35% na capacidade eólica para o final de 2007, para 15.575 MW [(1)]. A quota de mercado da Horizon em termos de capacidade no final de 2006 ascendia a 3%, e espera-se que aumente para 8.5% no final de 2007.

• Durante os primeiros 3 meses de consolidação, a produção eólica do nosso portfólio de parques nos EUA foi afectada por condições eólicas abaixo da média em Julho e por factores de disponibilidade menores em alguns parques que iniciaram recentemente as operações.

• O contributo da Horizon ao nível da margem bruta no 3T07 foi de €11,3M, ou €16,0M quando ajustada para incluir as receitas dos "equity partners" da Horizon (USD 6,35M).

• No 3T07, a Horizon contribuiu com apenas €7M de EBITDA, o que resulta de um elevado número de MWs em construção.

[(1)] Fonte: AWEA - American Wind Energy Association.

Distribuição em Portugal

Consumidores de Electricidade (mil)	9M07	9M06	Δ 07/06
Comercialização Regulada	5.915	5.955	-39
Comercialização Mercado Liberalizado	110	11	98
Consumidores de Electricidade	**6.025**	**5.966**	**59**

Electricidade Distribuída (GWh)	9M07	9M06	Δ 07/06
Muito Alta Tensão	1.131	1.051	7,6%
Alta Tensão	4.664	4.081	14,3%
Média Tensão	10.869	10.657	2,0%
Baixa Tensão	18.126	17.998	0,7%
Electricidade Distribuida	**34.790**	**33.787**	**3,0%**
dos quais: de acesso	4.203	5.826	-27,9%

Vendas de Electricidade e Margem Bruta (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Vendas de Electricidade	3.432,4	3.157,1	8,7%
Compras de Electricidade	2.472,0	2.283,3	8,3%
Margem Bruta de Electricidade	**960,4**	**873,8**	**9,9%**
Proveitos Permitidos	**935,3**	**1.000,8**	**-6,5%**
Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver)	**(25,1)**	**126,9**	**-**

Tempo de Interrupção Equivalente (min.)	9M07	9M06	Δ 07/06
Tempo de Interrupção Equivalente	**82**	**119**	**-37**

• Nos 9M07, a electricidade distribuída em Portugal apresentou um a crescimento anual de 3,0%, devido a um aumento do consumo nos segmentos de AT e MT (+14,3% e 2,0%, respectivamente). Excluindo o impacto dos consumos dos co-geradores bem como os efeitos temperatura e dias úteis, a electricidade distribuída teria aumentado 3,1% no período.

• As vendas de electricidade nos 9M07 incluem €36,8M dos €49M relativos ao défice tarifário de 2007 atribuído à EDP Distribuição (o DL 237-B/2006 reconhece a recuperação deste défice tarifário, bem como do défice de 2006 que ascendeu a €125M, 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 3,0%. A actividade de Uso de Rede de Distribuição (URD) representou cerca de 80% dos proveitos permitidos, e apesar de uma redução de 1,9% do proveito unitário médio, o aumento de 2,2% da componente fixa (que permite uma redução da exposição ao risco de desvios na procura de electricidade) e o aumento em 2,0% da electricidade distribuída traduziram-se num aumento de 1,0% dos proveitos permitidos provenientes desta actividade (ver pág. 30 dos Anexos). Em Out-07, a ERSE propôs um aumento médio nas tarifas de electricidade de 2,9% para 2008. A proposta está actualmente a ser analisada pelo Conselho Tarifário – A decisão final deverá ser conhecida até dia 15 de Dezembro.

• Nos 9M07, a margem bruta de electricidade ficou €25.1M acima dos proveitos permitidos. Este desvio tarifário, a ser devolvido às tarifas em 2009, compara com um desvio negativo acumulado de €4M a Jun-07.

DR Operacional (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Margem Bruta	**970,8**	**882,6**	**10,0%**
Margem Bruta/Proveitos	28,1%	27,8%	0,3 pp
Fornecimentos e serviços externos	186,4	177,3	5,1%
Custos com pessoal	143,1	136,9	4,5%
Custos com benefícios sociais	64,1	44,9	42,8%
Rendas de concessão	168,1	154,9	8,6%
Outros custos (proveitos) operacionais	8,4	(5,6)	-
Custos Operacionais	**570,1**	**508,4**	**12,1%**
EBITDA [1]	**400,7**	**374,2**	**7,1%**
EBITDA/Proveitos	11,6%	11,8%	-0,2 pp
Provisões para riscos e encargos	3,5	4,0	-11,5%
Amortizações	253,3	252,1	0,5%
Compensação amort. activos subsidiados	(64,0)	(62,0)	-3,2%
EBIT	**207,9**	**180,1**	**15,4%**
EBIT/Proveitos	6,0%	5,7%	0,3 pp

Número de Empregados	9M07	9M06	Δ 07/06
Número de Empregados	**5.122**	**5.256**	**-134**
Empregados/TWh [2]	**110**	**117**	**-5,4%**
Clientes/Empregado	**1.176**	**1.135**	**3,6%**

Esta evolução reflecte: i) o facto de que em Julho e Agosto, com o início do MIBEL, as compras de electricidade foram feitas a preços inferiores enquanto que as tarifas de electricidade apenas diminuíram em Set-07 (redução média de 3% vs Jan-07), e ii) 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 5,1% no período devido a um aumento nos custos com O&M, cortes e facturação, bem como a um aumento das despesas de back-office, que mais do que compensaram o controlo conseguido ao nível dos custos comerciais. Os custos com pessoal aumentaram 4,5% no período, ou 2,9% excluindo as indemnizações e a capitalização de custos com pessoal, reflectindo um custo extraordinário de €4M nos 9M07 e o aumento médio salarial de 2,8% para o ano 2007 que contrabalançou as poupanças conseguidas com a redução de pessoas. Os custos com benefícios sociais aumentaram 42,8% no período devido a um aumento nos prémios para pensões (+€8,6M) e à contabilização de um custo de €9,8M relacionado com o Programa de Ajustamento de Efectivos (PAE). No seguimento dos esforços desenvolvidos no sentido de aumentar os níveis de eficiência na EDP Distribuição, espera-se uma forte redução no número de empregados no 4T07, reflexo de uma maior adesão ao programa de pré-reformas e reformas antecipadas.

• A redução no número de empregados foi conseguida através do PAE iniciado em 2006 que se traduziu até agora em 104 reformas e pré-reformas no 4T06 e em 37 reformas e pré-reformas adicionais nos 9M07. Esforços recorrentes possibilitaram uma melhoria dos rácios de eficiência – Empregado/TWh diminuíram 5,4% para 110 – reduzindo o "gap" para as melhores práticas da Península Ibérica.

[1] O EBITDA normalisado (i.e. excluindo as diferenças tarifárias, os ajustamentos tarifários t-2 e t-1 e a recuperação dos custos com o PAR) é de €356,9M nos 9M07 vs. €390,7M nos 9M06.

[2] Anualizados

Distribuição Espanha

Consumidores de Electricidade (milhares)	9M07	9M06	Δ 07/06
Comercialização Regulada	562	535	5,0%
Comercialização Mercado Liberalizado	52	64	-19,8%
Consumidores de Electricidade	**613**	**599**	**2,3%**

Electricidade Distribuida (GWh)	9M07	9M06	Δ 07/06
Alta Tensão	4.408	4.388	0,5%
Média Tensão	893	897	-0,4%
Baixa Tensão	1.817	1.789	1,6%
Electricidade Distribuida	**7.118**	**7.074**	**0,6%**
dos quais: de acesso	1.110	1.027	8,1%

Proveitos Reaulados (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Transporte	3,4	6,5	-48,8%
Distribuição	95,9	73,4	30,6%
Comercialização	5,8	5,7	2,1%
Proveitos Regulados	**105,1**	**85,6**	**22,7%**

Tempo de Interrupção Equivalente - Asturias (min.)	9M07	9M06	Δ 07/06
Tempo de Interrupção Equivalente	**56**	**82**	**-26**

• O volume de Electricidade distribuído em Espanha aumentou em apenas 0,6% no período para 7.1TWh nos 9M07, consequência do aumento do consumo nos segmentos de AT e BT.

• A margem bruta da actividade de distribuição em Espanha aumentou 2,1% no período para €109,4M nos 9M07, reflectindo: a) um aumento de €19,4M da remuneração para as actividades reguladas reconhecida na tarifa de 2007; b) a contabilização nos 9M06 do impacto positivo, no montante de €14,7M, dos desvios nos custos da electricidade comprada; e c) uma diminuição de €2,5M nas prestações de serviços:

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 nossa actividade de distribuição em Espanha (vs. 3,2% em 2006);

b) Nos 9M06, a actividade de distribuição teve uma receita de €14,7M porque o seu custo médio com compras de electricidade foi inferior ao custo médio das compras de electricidade das distribuidoras do sistema, custo este reconhecido nas liquidações dos proveitos/margem regulados. No 2S06, verificou-se um aumento substancial dos volumes transaccionados nos mercados secundários, a preços superiores aos do mercado diário, levando a desvios nos custos entre as distribuidoras do sistema devido às suas estratégias de actuação no mercado grossista de electricidade;

• A margem bruta nos 9M07 inclui €49,1M relacionados com o défice de 2007, dado que as tarifas a clientes finais não são suficientes para cobrir os custos com a compra de electricidade – Este montante compara com €153,7M nos 9M06. O Governo Espanhol está actualmente a leiloar um valor estimado de €1,5 mil milhões para o défice do ano 2007. No caso do défice de 2007 não chegar a este valor, a diferença será utilizada no financiamento do défice em anos subsequentes. No que se refere ao défice de 2006, nenhuma decisão foi ainda tomada quanto à sua recuperação.

DR Operacional (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Margem Bruta	**109,4**	**107,2**	**2,1%**
Margem Bruta / Proveitos	99,9%	66,9%	33,0 pp
FSEs	40,2	39,4	2,0%
Custos Pessoal	18,5	19,0	-2,5%
Custos Benefícios sociais	0,8	0,6	27,1%
Outros custos (proveitos) operacionais	(24,0)	12,0	-
Custos Operacionais	**35,4**	**71,0**	**-50,0%**
EBITDA	**73,9**	**36,2**	**104,2%**
EBITDA / Proveitos	67,6%	22,6%	45,0 pp
Provisões para riscos e encargos	-	-	-
Amortizações do exercício	22,9	19,1	20,0%
Compensação amort. activos subsidiados	(1,9)	(1,6)	-17,8%
EBIT	**53,0**	**18,8**	**182,1%**
EBIT / Proveitos	48,4%	11,7%	36,7 pp

Número de Empregados	9M07	9M06	Δ 07/06
Número de empregados	**390**	**392**	**-2**
Empregados/TWh [1]	**41**	**42**	**-1,1%**
Clientes/Empregado	**1.572**	**1.528**	**2,9%**

• 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 afectos a estes activos totalizaram os €2m em 2006.

• Os custos operacionais diminuíram 50% no período para €35,4M nos 9M07:

a) o RD 3/2006 aprovado em 24 de Fevereiro de 2006, considerava que as vendas de electricidade da geração e as compras da distribuição efectuadas simultaneamente pelo mesmo grupo empresarial deviam ser liquidadas a um preço provisório de €42,35/MWh. Nos 9M06, as compras de electricidade da actividade de distribuição da HC Energia que foram liquidadas com geração própria ascenderam a 1,115 GWh, o que se reflectiu num custo de €15,5M contabilizado em "outros custos operacionais". Actualmente, o RD 03/2006 deixou de ser aplicável pelo que tais custos deixaram de existir nos 9M07;

b) Mais recentemente, o RD 871/2007, de 30 de Junho, fixou o preço provisório referido no RD 03/2006 nos €49,23/MWh, o que se reflectiu num proveito operacional de €10M contabilizado nos 9M07 ao nível dos "outros proveitos operacionais".

• Os FSE, custos com pessoal e custos com benefícios sociais aumentaram em apenas 0,8%, reflectindo o sucesso da política de controlo de custos da empresa. O EBITDA da actividade de distribuição em Espanha aumentou €37,7M no período para €73,9M nos 9M07. Os esforços desenvolvidos no sentido de melhorar os níveis de eficiência traduziram-se na melhoria de alguns rácios de referência como sejam o de Empregados/TWh, que registou uma melhoria de 1,1% no período, e o de Clientes/Empregado, que também melhorou em 2,9% no período, permitindo um acompanhamento das melhores práticas da Península Ibérica.

[1] Anualizado

Gás - Actividade Regulada

DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total		
	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	**72,9**	**70,6**	**3,3%**	**143,6**	**163,5**	**-12,2%**	**216,5**	**234,0**	**-7,5%**
Custos Directos Actividade	**36,4**	**37,9**	**-4,0%**	**26,4**	**47,8**	**-44,7%**	**62,8**	**85,7**	**-26,7%**
Margem Bruta	**36,5**	**32,7**	**11,8%**	**117,1**	**115,7**	**1,3%**	**153,7**	**148,3**	**3,6%**
Margem Bruta / Proveitos	50,1%	46,3%	3,8 pp	81,6%	70,8%	10,8 pp	71,0%	63,4%	7,6 pp
FSEs	6,1	5,6	8,7%	19,8	17,2	14,9%	25,9	22,8	13,4%
Custos Pessoal	3,9	3,3	18,5%	12,9	14,7	-11,8%	16,8	17,9	-6,3%
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	199,8%	0,3	0,2	22,9%	0,3	0,2	30,0%
Outros custos (proveitos) operac.	1,0	0,6	-	0,7	3,5	-	1,8	4,1	-
Custos Operacionais	**11,0**	**9,5**	**16,5%**	**33,7**	**35,6**	**-5,3%**	**44,7**	**45,0**	**-0,7%**
EBITDA	**25,5**	**23,2**	**10,0%**	**83,4**	**80,1**	**4,2%**	**108,9**	**103,3**	**5,5%**
EBITDA / Margem Bruta	69,8%	71,0%	-1,2 pp	71,2%	69,3%	2,0 pp	70,9%	69,6%	1,3 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	(0,1)	-	0,2	-0,0	-	0,3	-0,1	-
Amortizações do exercício	9,4	5,7	65,0%	23,0	22,7	1,6%	32,5	28,4	14,3%
Compensação amort.activos sub	(1,1)	(1,1)	-0,1%	(1,2)	(1,1)	-9,6%	(2,3)	(2,2)	-5,0%
EBIT	**17,0**	**18,6**	**(0,1)**	**61,5**	**58,5**	**0,0**	**78,5**	**77,2**	**1,7%**
EBIT / Margem Bruta	46,6%	57,0%	-10,4 pp	52,5%	50,6%	1,9 pp	51,1%	52,0%	-0,9 pp

Actividade Regulada	9M07	9M06	% Δ	Abs. Δ
Número Clientes (mil)	**838,6**	**794,0**	**5,6%**	**+45**
Portugal	175,8	158,8	10,7%	+17
Espanha	662,8	635,2	4,3%	+28
Clientes Finais	235,6	371,4	-36,6%	-136
Clientes acesso	427,2	263,8	61,9%	+163
Volume de Gás (GWh)	**16.859**	**16.626**	**1,4%**	**+233**
Portugal	1.826	1.661	9,9%	+165
Espanha	15.033	14.965	0,5%	+68
Clientes Finais	3.915	4.822	-18,8%	-907
Clientes acesso	11.118	10.143	9,6%	+975
Receitas reguladas (€ m)	**147,7**	**145,0**	**1,9%**	**+2,7**
Portugal	36,5	32,7	11,8%	+3,9
Espanha	111,2	112,4	-1,0%	-1,1
Transporte	12,2	12,1	0,6%	+0,1
Distribuição	92,3	92,2	0,2%	+0,2
Comercialização Regulada	6,7	8,1	-17,1%	-1,4
Rede (Km)	**8.363**	**7.912**	**5,7%**	**+451**
Portugal - Distribuição	2.910	2.736	6,4%	+174
Espanha - Distribuição	5.138	4.927	4,3%	+211
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 (63,51% detida pela EDP), 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 5,5% para €108.9M, reflectindo o aumento de 5,6% dos pontos de abastecimento para 838.600 clientes (+45.000 clientes contratados) e o aumento da extensão de rede em 5,7% para 8.363 Kms.

- Em Espanha, as receitas reguladas diminuíram, relativamente aos 9M07, 1,0% para €111,2M devido:

• As receitas reguladas da distribuição mantiveram-se estáveis (+0,2% no período para €92,3M) devido essencialmente ao aumento do volume de gás distribuído em 0,5%, tendo o mercado regulado de gás em Espanha uma diminuição da procura convencional de 11,5% apesar do aumento de 4,3% dos pontos de abastecimento para 662,800 clientes (+28.000 clientes contratados) e o aumento da extensão de rede em 4,3% para 5.138 Kms. De realçar, que a comparação com o período homólogo, é influenciada positivamente pela aquisição dos restantes 50% do capital da distribuidora de gás Gasnalsa (consolidação integral desde Nov-06).
• As receitas reguladas do transporte cresceram 0,6% para €12,2M devido a um aumento da rede de transporte em 26% para 315 Kms (entrada em funcionamento do gasoduto Sória Agreda, novos investimentos em Santurtzi e Zierbana). Nos 9M2006, as receitas reguladas incluem um impacto positivo não-recorrente relacionado com o reconhecimento em 2006 do efeito retroactivo desde 2004 da rede da Septentrional Gas como rede primária.
• As receitas reguladas da comercialização caíram 17,1% para €6,7M. De salientar, que se espera que o sistema de comercialização à tarifa de gás regulado termine em Jun-08. No entanto, esta eventual medida não deverá ter grande impacto nos resultados da Naturgas, uma vez que mais de 60% dos pontos de abastecimento são clientes de acesso. Adicionalmente, a Naturgas será o comercializador de último recurso nas regiões do País Basco e Astúrias e espera manter a maior parte dos clientes de comercialização regulada no mercado liberalizado.

Em Portugal, as nossas receitas reguladas aumentaram 11,8% para €36,5M, reflectindo o aumento: de 10,7% dos pontos de abastecimento para 175.800 clientes, de 9,9% do volume de gás distribuído e o aumento da extensão de rede em 6,4% para 2.910 Kms. Aumento do número de novos clientes conectados à rede de distribuição em 29% quando comparado com o período homólogo, o que implicou um aumento das taxas de penetração e dos rácios de eficiência. Relativamente ao processo de separação de actividades, o papel de comercializador de último recurso irá ser criado até o mercado liberalizado se tornar eficiente. A Portgás irá assumir esse papel na sua área de concessão.

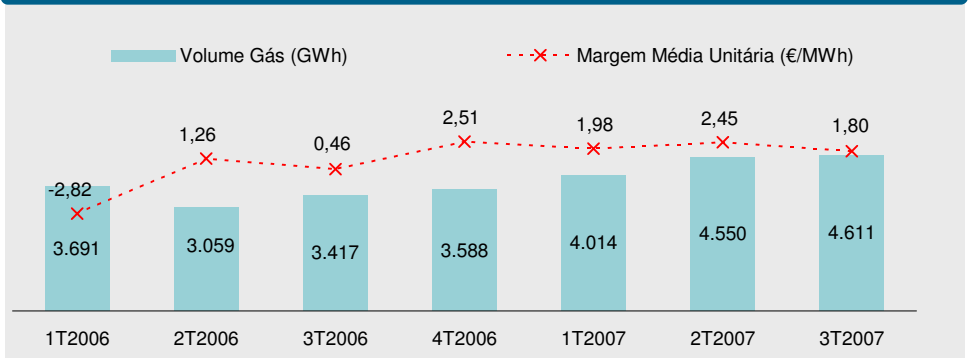
Os fornecimentos e serviços externos, custos com pessoal e custos com benefícios sociais aumentaram 5% em linha com o crescimento da actividade de gás regulado.

Gás - Actividade Liberalizada

DR Operacional (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	**858,3**	**547,7**	**56,7%**
Custos Directos da Actividade	**807,4**	**531,8**	**51,8%**
Margem Bruta	**50,9**	**16,0**	**-**
Margem Bruta / Proveitos	5,9%	2,9%	3,0 pp
FSEs	8,0	7,7	2,9%
Custos Pessoal	1,9	1,7	8,3%
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	32,6%
Outros custos (proveitos) operacionais	6,2	4,3	42,8%
Custos Operacionais	**16,1**	**13,8**	**16,1%**
EBITDA	**34,8**	**2,1**	**-**
EBITDA / Proveitos	4,1%	0,4%	3,7 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	-	-
Amortizações do exercício	0,4	0,2	132,6%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	**34,4**	**2,0**	**-**
EBIT / Proveitos	4,0%	0,4%	3,6 pp

Actividade Comercializacão Liberalizada	9M07	9M06	Δ 07/06
Número clientes (mil)	366,8	221,6	65,5%
Fornecimento de Gás (GWh)	13.175	10.167	29,6%
Industrial	10.067	8.310	21,1%
Residencial/Comercial	3.108	1.857	67,4%
Margem Bruta Unitária (€ / MWh)	2,08	1,67	24,3%

Mercado Liberalizado - Volumes & Maraem de Venda



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 €2,1M nos 9M06 para €34,8M nos 9M07.

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 29,6% relativamente ao período homólogo. Este aumento é de realçar quando o mercado liberalizado Espanhol apresentou apenas um aumento de 5,1%. Além disso, o número de clientes aumentou de 145.200 nos 9M06 para 366.800 nos 9M07, 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 final de Outubro, a EDP celebrou com a Sonatrach uma parceria estratégica que inclui o fornecimento de um volume que poderá ir até 1,6 bcm por ano de gás natural originário da Argélia, através de contratos de longo prazo com elevados níveis de flexibilidade que se adequam ao perfil da procura de gás natural na Península Ibérica. Está previsto que o fornecimento de gás venha a iniciar-se no decurso do primeiro semestre de 2008.

A parceria contempla o fornecimento de um volume anual de gás natural adequado à exploração de cada central de ciclo combinado a gás natural (CCGT) em que a Sonatrach venha a deter uma participação financeira minoritária representativa de 25% do respectivo capital social das sociedades exploradoras.

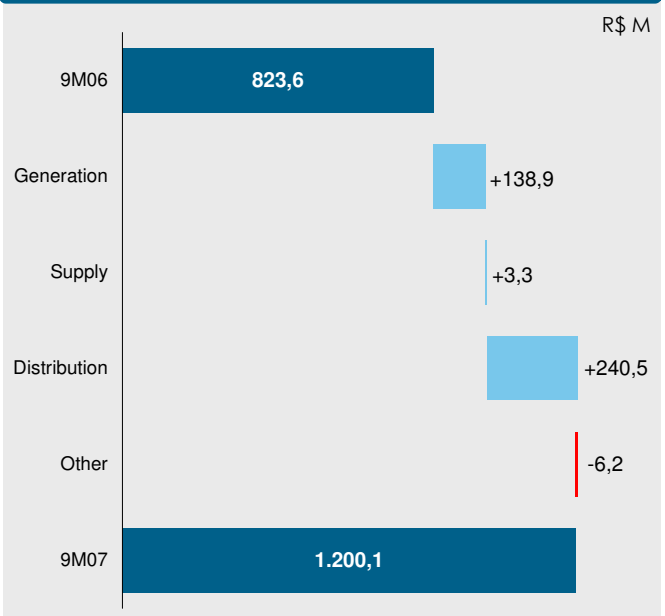
Os projectos de CCGTs contemplados no âmbito da parceria consistem na central Soto 4 – com uma potência bruta de 425MW que se estima venha a iniciar o serviço industrial até Agosto de 2008 –, localizada nas Astúrias; a central Lares 1 – com uma potência bruta de 440MW que se estima venha a iniciar o serviço industrial até Julho de 2009 –, localizada na Figueira da Foz, existindo ainda a possibilidade de, até 1 de Julho de 2008, vir a ser abrangida a central Lares 2 – que se estima venha a iniciar o serviço industrial até Agosto de 2009.

O fornecimento de gás natural pela Sonatrach à EDP incluirá um volume anual máximo de 0,7 bcm que irá permitir expandir de uma forma competitiva a actividade de comercialização liberalizada de gás natural da EDP na Península Ibérica.

Brasil: Energias do Brasil

DR Operacional R$ Milhões	Distribuição			Produção			Comercialização			Consolidado			€ Milhões Consolidado		
	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06	9M07	9M06	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	**3.308,2**	**3.196,5**	**3,5%**	**412,1**	**349,2**	**18,0%**	**464,5**	**377,0**	**23,2%**	**3.720,2**	**3.531,5**	**5,3%**	**1.386,1**	**1.301,8**	**6,5%**
Custos Directos da Act.	**1.741,0**	**2.028,3**	**-14,2%**	**45,3**	**95,7**	**-52,6%**	**405,9**	**331,8**	**22,3%**	**1.729,1**	**2.066,5**	**-16,3%**	**644,2**	**761,8**	**-15,4%**
Margem Bruta	**1.567,2**	**1.168,2**	**34,2%**	**366,8**	**253,4**	**44,7%**	**58,6**	**45,2**	**29,7%**	**1.991,1**	**1.465,0**	**35,9%**	**741,9**	**540,0**	**37,4%**
Margem Bruta/Proveitos	47,4%	36,5%	10,8p,p,	89,0%	72,6%	16,4p,p,	12,6%	12,0%	0,6p,p,	53,5%	41,5%	12,0p,p,	53,5%	41,5%	12,0p,p,
Forn. e serviços externos	258,2	219,2	17,8%	24,6	52,9	-53,6%	4,3	5,4	-19,5%	297,5	286,0	4,0%	110,8	105,4	5,1%
Custos c/ pessoal e ben. sociais	188,9	237,2	-20,4%	20,4	9,9	106,6%	6,0	4,3	38,4%	233,2	264,1	-11,7%	86,9	97,3	-10,7%
Outros custos(prov.) operac.	243,1	75,4	222,6%	4,6	12,4	-62,7%	9,5	0,0	-	260,3	91,3	185,0%	97,0	33,7	188,1%
Custos Operacionais	**690,3**	**531,8**	**29,8%**	**49,6**	**75,1**	**-34,0%**	**19,9**	**9,8**	**103,6%**	**791,0**	**641,4**	**23,3%**	**294,7**	**236,5**	**24,6%**
EBITDA	**876,9**	**636,4**	**37,8%**	**317,2**	**178,3**	**77,9%**	**38,7**	**35,4**	**9,3%**	**1.200,1**	**823,6**	**45,7%**	**447,1**	**303,6**	**47,3%**
EBITDA/Proveitos	26,5%	19,9%	6,6p,p,	77,0%	51,1%	25,9p,p,	8,3%	9,4%	-1,1p,p,	32,3%	23,3%	8,9p,p,	32,3%	23,3%	8,9p,p,
Prov.para riscos e encargos	35,1	13,6	158,0%	0,0	0,0	-61,3%	-	-	-	33,5	13,7	145,3%	12,5	5,0	148,0%
Amortizações	168,9	168,6	0,2%	53,0	24,0	120,5%	0,2	0,2	-3,0%	233,4	203,7	14,6%	87,0	75,1	15,8%
Comp. amort. activos subsid.	(18,1)	(17,6)	-2,6%	-	-	-	-	-	-	(18,1)	(17,6)	-2,6%	(6,7)	(6,5)	-3,8%
EBIT	**691,0**	**471,8**	**46,4%**	**264,2**	**154,2**	**71,3%**	**38,5**	**35,2**	**9,4%**	**951,3**	**623,8**	**52,5%**	**354,4**	**230,0**	**54,1%**
EBIT/Proveitos	20,9%	14,8%	6,1p,p,	64,1%	44,2%	19,9p,p,	8,3%	9,3%	-1,0p,p,	25,6%	17,7%	7,9p,p,	25,6%	17,7%	7,9p,p,
Número de Empregados	2.857	2.935	-78	237	253	-16	15	16	-1	3.180	3.299	-119			

Variacões no EBITDA



A Energias do Brasil (detida em 62,4% pela EDP) teve, nas contas dos 9M07, uma contribuição positiva das actividades de geração e distribuição. Nos 9M07, o EBITDA da Energias do Brasil apresentou um impacto positivo pela valorização do Real face ao Euro, que nos 9M07 apresentou uma taxa média BRL/Euro de 2,68 vs. 2,71 nos 9M06.

Nos 9M07, o EBITDA da Energias do Brasil aumentou 45,7% para R$ 1.200M. O EBITDA da produção aumentou 78% relativamente aos 9M06 devido principalmente ao aumento da capacidade instalada. Na distribuição, o EBITDA aumentou 38% devido: i) ao crescimento da procura, ii) ao recebimento de activos regulatórios acumulados em anos anteriores, bem como ao impacto positivo dos últimos processos de reajustamento tarifário nas nossas distribuidoras, e iii) a custos de aquisição de energia inferiores aos assumidos pelo regulador na composição da tarifa; que foram parcialmente compensados iv) pela contabilização de uma provisão não recorrente relativa à Enersul devido à reanálise da base de remuneração regulatória por parte da ANEEL. Excluindo efeitos não recorrentes dos desvios tarifários, redução de pessoal e provisão na Enersul, o EBITDA normalizado aumentou 8% de R$617M para R$665M. O EBITDA da comercialização aumentou 9,3% devido ao aumento do volume de energia comercializada.

O aumento dos custos operacionais em 23,3% é explicado:

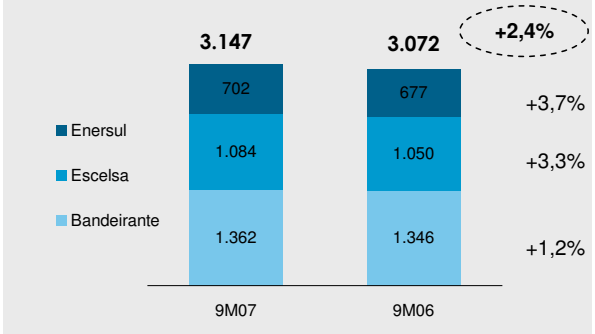
i) pelo aumento dos fornecimentos e serviços externos em 4,0% devido ao: i) aumento dos custos com conservação e manutenção das redes das distribuidoras, resultantes do crescimento de carga com a expansão do mercado e ii) de programas de eficiência operacional, serviços de informática, call centers e atendimento a clientes
ii) pela diminuição dos custos com pessoal em 11,7% pela implementação do programa de redução de pessoal reflectindo a diminuição de 119 trabalhadores, o que implicou poupanças de R$ 25M. De realçar, que excluindo o custo não recorrente (R$ 52M) ocorrido nos 9M06, os custos com pessoal teriam aumentado em 9,7% devido ao aumento médio salarial.
iii) pelo aumento dos "Outros custos operacionais" devido: i) à contabilização de uma provisão não recorrente relativa à Enersul associada à provável redução da base de remuneração regulatória por parte do regulador (R$146M), ii) ao aumento das provisões para cobrança duvidosa na actividade de distribuição (+15%) e iii) ao reforço da provisão para perda potencial no negócio da comercialização (R$9M), resultado de uma disputa com o regulador quanto aos termos do contracto de fornecimento com a Ampla.

Excluindo não-recorrentes (programa de redução de pessoal e provisão relativa à revisão da base de remuneração regulatória da Enersul), os custos operacionais aumentam 9,4%.

Brasil: Distribuição

Actividade Distribuicão	Bandeirante 9M07	Bandeirante 9M06	Bandeirante Δ 07/06	Escelsa 9M07	Escelsa 9M06	Escelsa Δ 07/06	Enersul 9M07	Enersul 9M06	Enersul Δ 07/06	Distribuição 9M07	Distribuição 9M06	Distribuição Δ 07/06
GWh												
Clientes finais	5.969	5.877	1,6%	3.653	3.477	5,0%	2.087	2.015	3,6%	11.709	11.369	3,0%
Clientes acesso	3.925	3.676	6,8%	2.639	2.568	2,8%	328	297	10,6%	6.893	6.541	5,4%
Electricidade Distribuida	**9.894**	**9.553**	**3,6%**	**6.292**	**6.045**	**4,1%**	**2.415**	**2.312**	**4,5%**	**18.601**	**17.910**	**3,9%**
Perdas/TIEPI												
TIEPI (Horas)	**8,0**	**9,8**	**-18,7%**	**9,5**	**6,1**	**54,3%**	**13,4**	**14,1**	**-4,6%**			
Perdas Técnicas	8,48%	8,20%	0,03 pp	7,83%	7,90%	-0,01 pp	14,05%	14,60%	-0,04 pp	9,07%	9,00%	0,01 pp
Perdas Comerciais	2,53%	2,50%	0,01 pp	5,58%	5,20%	0,07 pp	8,22%	7,40%	0,11 pp	4,39%	4,10%	0,07 pp
Total Electricity Losses	**11,01%**	**10,70%**	**0,03 pp**	**13,41%**	**13,10%**	**0,02 pp**	**22,27%**	**22,00%**	**0,01 pp**	**13,46%**	**13,10%**	**0,03 pp**
R$ million												
Margem Bruta IFRS	**724**	**454**	**59,5%**	**466**	**364**	**28,1%**	**397**	**351**	**13,1%**	**1.567**	**1.168**	**34,2%**
Perdas Racionam. e Parcela A	(64)	(46)	-37,0%	(52)	(32)	-62,8%	(40)	(27)	-49,1%	(155)	(105)	-47,9%
Ajust. das revisões tarifárias	(18)	50	-	22	(8)	-	(42)	(38)	-9,9%	(37)	4	-
Desv. tarifários em recuperação	(42)	(35)	-20,4%	(62)	(27)	-130,5%	(12)	(12)	-3,8%	(115)	(73)	-58,1%
Desv. tarifários em constituição	(26)	58	-	11	98	-88,3%	(5)	18	-	(20)	174	-
Outros	(12)	1	-	(11)	(70)	84,5%	(8)	(3)	-126,6%	(11)	(72)	84,0%
Margem Bruta Brasil GAAP	**563**	**482**	**16,7%**	**375**	**325**	**15,3%**	**290**	**289**	**0,4%**	**1.228**	**1.097**	**12,0%**
Activos Regulatórios	**60**	**244**	**-75,4%**	**163**	**226**	**-28,2%**	**139**	**255**	**-45,6%**	**361**	**725**	**-50,2%**

Número de Clientes (Milhares)



Ultimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos

	Bandeirante Out-07 Revisão	Escelsa Ago-07 Revisão	Enersul Abr-07 Reajust.
Parcela A	-5,87%	-4,88%	3,32%
Parcela B	-2,35%	-1,73%	1,12%
Índice Reajust.	**-8,22%**	**-6,61%**	**4,44%**
Custos Passados	-3,67%	-2,70%	1,54%
Outros	-0,58%	-0,31%	2,07%
Items Financ.	**-4,25%**	**-3,01%**	**3,61%**
Índice Total	**-12,47%**	**-9,62%**	**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 actualizados à inflação (IGP-M) e ajustados por factor X.
Índice de Reajustamento: Aumento total a ser aplicado às vendas de electricidade "base"
Items Financeiros: Recuperação (ou retorno) de custos passados (ou receitas) por um período de 12 meses.

PERFORMANCE DA MARGEM BRUTA DA DISTRIBUIÇÃO

A margem bruta das distribuidoras da Energias do Brasil nos 9M07 aumentou 35,8% com os contributos positivos do: (1) aumento do volume distribuído em 3,8% relativamente aos 9M06, (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. Numa base normalizada, a margem bruta cresceu 12% relativamente ao período homólogo.

1. Crescimento sustentado da margem bruta da actividade de distribuição: O volume de electricidade distribuído pela Energias do Brasil aumentou 3,8% relativamente ao período homólogo, suportado por um aumento de 2,4% do número de clientes.

2. Desvio tarifário positivo: a margem bruta da distribuição nos 9M07 inclui um desvio tarifário positivo de R$ 20M devido a aquisições de energia abaixo do preço definido pelo regulador na composição da tarifa. De realçar, que nos 9M06, a margem bruta da distribuição apresentava um desvio tarifário negativo de R$174M. Este efeito não recorrente na margem bruta irá ser devolvido ao sistema através da definição das tarifas nos próximos processos de reajuste tarifário.

3. Recuperação através das tarifas dos activos regulatórios acumulados no passado: Nos 9M07, a nossa actividade de distribuição recuperou activos regulatórios através das tarifas no montante de R$175M. Estes valores eram devidos pelo sistema e tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta da empresa. Em Setembro de 2007, a actividade de distribuição detinha um total de activos regulatórios de R$ 361M, 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.

ACTUALIZAÇÃO REGULATÓRIA

Bandeirante e Escelsa: Novos períodos regulatórios de 4 anos e 3 anos começaram para a Bandeirante em Out-07 e para a Escelsa em Aug-07, respectivamente. A ANNEL, regulador brasileiro, definiu a remuneração do RAB após impostos em 9,98% para este novo período e estabeleceu a nova base de remuneração regulatória e os custos controláveis (numa base preliminar), ambos em linha com as nossas expectativas.
Enersul: O actual período regulatório começou em Abr-03 e vai terminar em Abr-08. A região da Enersul apresenta tarifas superiores à tarifa média brasileira, devido a baixa densidade populacional. ANEEL notificou a Energias do Brasil afirmando que a base de remuneração regulatória definida no actual período regulatório poderia ser revista em baixo em R$ 185,2M. Neste sentido, a EDP contabilizou uma provisão de R$ 146M no 3T07. A decisão final da ANEEL é esperada para o final de Novembro.

Brasil: Produção & Comercialização

Producão

Capacidade Hídrica Instalada (MW)	9M07	9M06	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	250	250	-
Peixe Angical	452	452	-
Energest (13 Centrais Hídricas)	342	266	+76
Total	**1.043**	**968**	**+76**

Electricidade Vendida (GWh)	9M07	9M06	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	892	913	-2,3%
Enerpeixe	1.728	1.283	34,7%
Energest (13 Centrais Hídricas)	1.468	1.196	22,7%
Total	**4.089**	**3.392**	**21%**

Maraem Bruta (R$ Milhões)	9M07	9M06	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	66,2	96,5	-31,4%
Enerpeixe	186,3	76,9	142,4%
Energest (13 Centrais Hídricas)	114,2	80,1	42,6%
Total	**367**	**253**	**45%**

Preco Médio de Venda (R$/MWh)	9M07	9M06	Δ 07/06
Lajeado	86	83	4,0%
Peixe Angical	127	124	2,8%
Energest (13 Centrais Hídricas)	82	72	13,6%

CAPACIDADE EM OPERAÇÃO:

Em Setembro de 2007, a Energias do Brasil detinha uma capacidade instalada de 1.043 MW. O forte aumento nos volumes produzidos é explicado pelo aumento da capacidade instalada e a gradual entrada em operação de Peixe angical durante o 2T06 e o 3T06. O elevado crescimento da margem bruta obteve o contributo de R$109M pela entrada em operação da central de Peixe Angical (452 MW) e de R$34M da Energest devido início da actividade da quarta máquina da central hidroeléctrica de Mascarenhas (50 MW) e da mini hídrica de São João (25 MW) e ao aumento do preço médio de venda unitário. A central de Lajeado foi penalizada por condições hidrológicas menos favoráveis e paragens para manutenção.

CAPACIDADE EM DESENVOLVIMENTO:

Em 16 de Outubro, a Energias do Brasil e a MPX Mineração e Energia numa parceria de 50% contrataram em leilão, promovido pelas autoridades regulatórias brasileiras, a venda a longo prazo de electricidade em regime de PPA da futura central a carvão de Pecém. As condições contratadas incluem a disponibilidade de uma capacidade instalada de 615 MW a partir de Janeiro de 2012 por um prazo de 15 anos e uma margem bruta de R$417,4 milhões/ano (a preços correntes de 2007 a actualizar à inflação) com "pass through" dos custos de combustível. De acordo com o contrato chave-na-mão já acordado com os fornecedores, o investimento nesta central ascenderá a um montante de 1,3 mil milhões de dólares. O projecto será financiado em 75% através de dívida de longo prazo a ser contraída junto do banco de desenvolvimento brasileiro BNDES e em mercado.

Relativamente a nova capacidade hídrica, a licença de instalação para início da construção da mini-hídrica de Santa Fé foi emitida no início de Out/07. A PCH Santa Fé terá uma capacidade instalada de 29 MW (energia assegurada de 16 MW) e deverá entrar em operação em Jul/09. O investimento total estimado para a construção da PCH Santa Fé é de R$ 120 milhões.

Adicionalmente, a ANEEL homologou a repotenciação de 17,5 MW da central hidroeléctrica de Mascarenhas. A capacidade adicional deverá estar totalmente operacional em 2009. Ainda em processo de homologação, a repotenciação da central hidroeléctrica da Suíça deverá adicionar 2,3 MW à capacidade instalada da mesma em 2009. A energia assegurada das repotenciações de Mascarenhas e Suíça (11,7 MW médios) foram contratadas no mercado livre a R$130,00/MWh.

Por outro lado, a Energias do Brasil está a desenvolver estudos de viabilidade para novas centrais hídricas. Os estudos compreendem 12 aproveitamentos que somam cerca de 1,022 MW de capacidade instalada. Além destes, a Energias do Brasil vai também iniciar dezanove novos estudos de viabilidade para centrais hidroeléctricos que totalizam 438 MW.

Trading & Comercializacão

Dados Operacionais e Financeiros	9M07	9M06	Δ 07/06
Número de Clientes	72	67	7,5%
Vendas Electricidade (GWh)	5.519	5.132	7,5%
Margem Bruta / GWh	10,6	8,8	20,6%

Os volumes de Electricidade vendidos a clientes liberalizados apresentaram um aumento (7,5%) reflectindo o esforço da Enertrade em capturar os 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 (+7,5% clientes).

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

9M07 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Horizon	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	1.967,0	815,1	176,2	7,7	3.820,5	(0,1)	1.378,2	(734,5)	7.430,0
Outras Vendas	18,8	0,0	12,7	3,5	4,4	1028,5	0,0	16,0	1083,9
Prestação de Serviços	16,8	28,9	3,0	0,1	40,4	46,3	7,9	(36,4)	106,9
Proveitos Operacionais	**2.002,5**	**844,0**	**191,8**	**11,3**	**3.865,3**	**1.074,7**	**1.386,1**	**(754,9)**	**8.620,8**
Electricidade e Gás	186,6	763,8	0,1	0,0	2.773,7	(0,0)	636,6	(746,1)	3.614,7
Combustíveis	658,3	2,6	0,1	-	-	0,4	-	65,1	726,4
Materiais Diversos e Mercadorias	15,2	9,4	10,6	-	11,5	869,9	7,6	(78,4)	845,7
Custos Directos da Actividade	**860,1**	**775,8**	**10,8**	**0,0**	**2.785,2**	**870,2**	**644,2**	**(759,5)**	**5.186,8**
Margem Bruta	**1.142,5**	**68,2**	**181,0**	**11,3**	**1.080,2**	**204,5**	**741,9**	**4,6**	**3.434,0**
Margem Bruta/Proveitos	57,1%	8,1%	94,4%	99,8%	27,9%	19,0%	53,5%	-0,6%	39,8%
Fornecimentos e serviços externos	107,0	39,3	29,4	3,8	214,8	33,9	110,8	(39,4)	499,6
Custos com pessoal	89,0	7,7	10,1	4,3	161,6	18,7	74,0	72,6	437,9
Custos com benefícios sociais	19,3	0,3	0,1	0,1	76,8	0,3	12,9	(18,9)	90,9
Rendas de concessão	2,9	0,0	-	-	168,1	-	-	-	171,1
Outros Custos/(Proveitos)	61,0	(12,6)	1,5	(3,9)	(15,6)	7,9	97,0	50,2	185,4
Custos Operacionais	**279,2**	**34,7**	**41,1**	**4,2**	**605,8**	**60,8**	**294,7**	**64,5**	**1.384,9**
EBITDA	**863,3**	**33,5**	**139,9**	**7,1**	**474,4**	**143,8**	**447,1**	**(59,9)**	**2.049,1**
EBITDA/Proveitos	43,1%	4,0%	73,0%	62,4%	12,3%	13,4%	32,3%	7,9%	23,8%
Provisões para riscos e encargos	9,2	(5,2)	0,0	0,0	3,5	0,3	12,5	23,9	44,3
Amortizações	284,0	5,5	62,4	8,0	276,1	32,9	87,0	51,3	807,0
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(3,0)	-	(0,1)	-	(65,9)	(2,3)	(6,7)	(0,1)	(78,1)
EBIT	**573,1**	**33,3**	**77,7**	**(1,0)**	**260,6**	**112,8**	**354,4**	**(135,1)**	**1.275,9**
EBIT/Proveitos	28,6%	3,9%	40,5%	-8,5%	6,7%	10,5%	25,6%	17,9%	14,8%

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

9M06 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	2.093,2	656,8	154,6	3.290,3	75,3	1.286,0	(768,9)	6.787,3
Outras Vendas	28,2	14,3	26,1	2,5	659,4	0,0	11,2	741,7
Prestação de Serviços	(5,1)	32,3	2,7	44,4	47,1	15,8	87,4	224,6
Proveitos Operacionais	**2.116,4**	**703,5**	**183,3**	**3.337,2**	**781,8**	**1.301,8**	**(670,3)**	**7.753,6**
Electricidade e Gás	177,7	760,0	8,4	2.338,4	89,9	749,3	(758,5)	3.365,1
Combustíveis	722,4	-	16,3	0,8	0,0	-	11,2	750,6
Materiais Diversos e Mercadorias	12,0	19,9	14,6	8,2	527,6	12,4	(29,7)	565,0
Custos Directos da Actividade	**912,1**	**779,9**	**39,2**	**2.347,4**	**617,5**	**761,8**	**(777,0)**	**4.680,8**
Margem Bruta	**1.204,3**	**(76,4)**	**144,1**	**989,8**	**164,3**	**540,0**	**106,7**	**3.072,8**
Margem Bruta/Proveitos	56,9%	-10,9%	78,6%	29,7%	21,0%	41,5%	-15,9%	39,6%
Fornecimentos e serviços externos	109,8	28,6	22,6	216,7	30,5	105,4	32,6	546,2
Custos com pessoal	86,0	8,3	8,2	155,9	19,4	97,3	84,1	459,3
Custos com benefícios sociais	12,3	0,4	0,0	45,5	0,2	0,0	-3,3	55,2
Rendas de concessão	2,8	0,0	-	154,9	-	3,2	(0,0)	160,9
Outros Custos/(Proveitos)	42,8	(7,3)	8,2	6,4	8,3	30,5	60,1	148,9
Custos Operacionais	**253,6**	**30,0**	**39,0**	**579,4**	**58,5**	**236,5**	**173,6**	**1.370,4**
EBITDA	**950,7**	**(106,4)**	**105,1**	**410,4**	**105,8**	**303,6**	**(66,8)**	**1.702,4**
EBITDA/Proveitos	44,9%	-15,1%	57,3%	12,3%	13,5%	23,3%	10,0%	22,0%
Provisões para riscos e encargos	1,4	(2,1)	(0,0)	4,0	1,4	5,0	16,7	26,4
Amortizações	234,1	5,4	53,9	271,1	28,6	75,1	99,3	767,5
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(3,1)	-	(0,9)	(63,6)	(2,2)	(6,5)	0,0	(76,3)
EBIT	**718,3**	**(109,7)**	**52,2**	**198,9**	**78,0**	**230,0**	**(182,9)**	**984,8**
EBIT/Proveitos	33,9%	-15,6%	28,5%	6,0%	10,0%	17,7%	27,3%	12,7%

Anexos

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade

Capacidade Instalada (MW)	9M07	9M06	Δ MW
CAE's e Regime Especial	**8.725**	**8.243**	**482**
CAE's (PPAs/CMECs)	**6.999**	**6.999**	**-**
Hídrico	4.094	4.094	-
Fio de água	1.860	1.860	-
Albufeira	2.234	2.234	-
Carvão	1.192	1.192	-
Sines	1.192	1.192	-
Fuel	1.713	1.713	-
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Regime Especial	**1.726**	**1.244**	**482**
Mini-Hídricas	66	66	-
Cogeração+Resíduos	238	231	7
Biomassa	5	5	-
Eólica	1.418	943	475
Portugal	392	261	130
Espanha	951	681	270
França	75	-	75
Produção Liberalizada de Electricidade	**3.911**	**3.911**	**-**
Hídrico	**670**	**670**	**-**
Portugal	244	244	-
Espanha	426	426	-
Carvão	**1.523**	**1.523**	
Aboño I	342	342	-
Aboño II	536	536	-
Soto de Ribera I	63	63	-
Soto Ribera II	236	236	-
Soto Ribera III	346	346	-
CCGT	**1.563**	**1.563**	**-**
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-
Castejón (1 grupo)	387	387	-
Nuclear	**156**	**156**	**-**
Trillo	156	156	-
Brasil	**1.043**	**968**	**76**
Hídrico	1.043	968	76
EUA	**706**	**-**	**706**
Eólica	706	-	706
TOTAL	**14.386**	**13.122**	**1.263**

Producão de Electricidade (GWh)	9M07	9M06	Δ GWh
CAE's e Regime Especial	**17.423**	**16.463**	**960**
CAE's (PPAs/CMECs)	**14.181**	**14.116**	**65**
Hídrico	7.545	5.231	2.314
Fio de água	4.882	3.117	1.765
Albufeira	2.663	2.114	549
Carvão	5.975	7.282	-1.307
Sines	5.975	7.282	-1.307
Fuel	661	1.603	-942
Setúbal	478	1.235	-757
Carregado	96	243	-147
Barreiro	87	125	-38
Regime Especial	**3.243**	**2.347**	**895**
Mini-Hídricas	119	107	11
Cogeração+Resíduos	951	918	33
Biomassa	21	21	-1
Eólica	2.153	1.301	852
Portugal	553	312	241
Espanha	1.519	989	531
França	81	-	81
Produção Liberalizada de Electricidade	**15.623**	**14.977**	**646**
Hídrico	**955**	**822**	**134**
Portugal	277	233	44
Espanha	678	589	90
Carvão	**7.887**	**7.270**	**617**
Aboño I	1.870	1.911	-40
Aboño II	3.110	2.445	665
Soto de Ribera I	-2	31	-33
Soto Ribera II	1.172	1.102	70
Soto Ribera III	1.737	1.781	-44
CCGT	**5.889**	**6.035**	**-146**
Ribatejo (3 grupos)	4.581	4.788	-207
Castejón (1 grupo)	1.308	1.247	61
Nuclear	**891**	**851**	**41**
Trillo	891	851	41
Brasil	**3.349**	**2.435**	**914**
Hídrico	3.349	2.435	914
USA	**297**	**-**	**297**
Wind	297	-	297
TOTAL	**36.692**	**33.875**	**2.817**

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

Distribuição e Comercialização de electricidade em Portugal

Electricidade Distribuida (GWh)	9M07	9M06	Δ 07/06
Electric. Distribuída - Mercado Regulado	**30.587**	**27.961**	**9,4%**
MAT (Muito Alta Tensão)	1.129	1.014	11,3%
AT (Alta Tensão)	4.654	3.992	16,6%
MT (Média Tensão)	7.563	5.902	28,1%
BTE (Baixa Tensão Especial)	1.897	1.694	12,0%
BT (Baixa Tensão)	14.236	14.318	-0,6%
IP (Iluminação Pública)	1.108	1.040	6,5%
Electric. Distribuída - Mercado Liberalizado	**4.203**	**5.826**	**-27,9%**
EDP	2.138	3.521	-39,3%
Outros	2.065	2.305	-10,4%
Total de Electricidade Distribuída [1]	**34.790**	**33.787**	**3,0%**

Número de Consumidores [2]	9M07	9M06	Δ 07/06
Consumidores - Mercado Regulado	**5.915.342**	**5.954.561**	**-39.219**
MAT (Muito Alta Tensão)	55	19	36
AT (Alta Tensão)	207	176	31
MT (Média Tensão)	20.561	19.405	1.156
BTE (Baixa Tensão Especial)	25.318	24.320	998
BT (Baixa Tensão)	5.821.139	5.864.004	-42.865
IP (Iluminação Pública)	48.062	46.637	1.425
Consumidores - Mercado Liberalizado	**109.841**	**11.382**	**98.459**
EDP	106.508	7.885	98.623
Outros	3.333	3.497	-164
Número de Consumidores	**6.025.183**	**5.965.943**	**59.240**
Var. Anual (%)			***1,0%***

Vendas de Electricidade (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
MAT (Muito Alta Tensão)	58,5	47,8	22,4%
AT (Alta Tensão)	269,8	214,0	26,1%
MT (Média Tensão)	660,9	499,8	32,2%
BTE (Baixa Tensão Especial)	220,4	186,4	18,2%
BT (Baixa Tensão)	2.006,9	1.918,7	4,6%
IP (Iluminação Pública)	86,7	78,7	10,1%
Descontos de Interruptibilidade	-32,4	-29,3	-10,3%
Descontos de Correcção Tarifária	-	-	-
Reconhecimento Défice Tarifário 2006	36,8	91,5	-59,8%
Vendas de Electricidade - Sist. Regulado	**3.307,5**	**3.007,5**	**10,0%**
Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado	**117,2**	**149,7**	**-21,7%**
Vendas de Electricidade - Outros	**7,7**	**-**	**-**
Vendas de Electricidade	**3.432,4**	**3.157,1**	**8,7%**

Proveitos Permitidos (€ M)	9M07	9M06	Δ 07/06
Componente Fixa URD: AT/MT (€ M)	104,6	102,3	2,2%
Proveito unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	5,5	5,6	-1,8%
Energia entregue no SEP/SENV: AT/MT (GWh)	34.822	33.893	2,7%
Componente Fixa URD: BT (€ M)	204,1	199,7	2,2%
Proveito unitário URD: BT (€ / MWh)	13,4	13,6	-1,2%
Energia entregue no SEP/SENV: BT (GWh)	18.125	17.998	0,7%
Proveitos permitidos actividade URD	**743,7**	**736,6**	**1,0%**
Valor médio activos CREDES (liqº de amortiz.)	248,9	246,2	1,1%
Remuneração activos CREDES (%)	8,0	8,0	-
Amortizações activos CREDES	32,1	32,6	-1,5%
Custos anuais estrutura comercial CREDES	59,9	53,3	12,2%
Proveitos permitidos actividade CREDES	**106,9**	**100,7**	**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	1,8	1,6	15,1%
Custos anuais estrutura comercial CSEP	63,2	50,4	25,3%
Proveitos permitidos actividade CSEP	**66,1**	**52,9**	**24,8%**
Incentivos	**-**	**-**	**-**
Ajust. tarif. t-2 para URD, CSEP e CREDES	**63,0**	**27,5**	**128,8%**
Ajust. tarif. t-1 & t-2 Compra/Venda de Energia	**-75,1**	**64,9**	**-**
Recuperação Custos PAR	**30,8**	**18,1**	**70,3%**
Total Proveitos Permitidos	**935,3**	**1.000,8**	**-6,5%**

[1] Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final. GWh distribuidos nos 9M07 incluem consumos próprios e vendas a centrais do Grupo EDP (35 GWh)

[2] Inclui empresas do Grupo EDP

Capacidade Eólica e Emissões de CO2

Parques Eólicos 9M07	Capacidade Instalada		
	100%	% Detida [1]	Consolidado
PORTUGAL	**392**	**386**	**392**
Enernova	392	386	392
ESPANHA	**1.325**	**937**	**951**
Genesa	816	552	560
Desa	332	280	282
Agrupación Eólica / Ceasa	176	105	109
TOTAL IBERIA	**1.716**	**1.323**	**1.343**
FRANÇA	**75**	**75**	**75**
NEO	30	30	30
Agrupación Eólcia	45	45	45
TOTAL EUROPA	**1.791**	**1.398**	**1.418**
USA	**941**	**724**	**706**
Horizon	941	724	706
TOTAL EUROPA E EUA	**2.732**	**2.122**	**2.123**

Emissões CO2	Emissões CO2 (absoluto,tCO2)		Específicas (tonelada/GWh)		GWh	
	9M 2007	9M 2006	9M 2007	9M 2006	9M 2007	9M 2006
TOTAL PPA's/ CMECs	**5.998**	**7.991**			**6.636**	**8.885**
Carvão	5.330	6.536	0,89	0,90	5.975	7.282
Fuel Oil	667	1.455	1,01	0,91	661	1.603
TOTAL PRODUÇÃO LIBERALIZADA	**8.759**	**8.481**			**13.776**	**13.305**
Carvão	6.630	6.224	0,84	0,86	7.887	7.270
CCGT	2.129	2.257	0,36	0,37	5.889	6.035
REGIME ESPECIAL	**591**	**920**			**971**	**939**
Cogeração e Resíduos	589	918	0,62	0,62	951	918
Biomassa	1	1	0,06	0,06	21	21
TOTAL PRODUÇÃO TÉRMICA	**15.347**	**17.391**	**0,72**	**0,75**	**21.384**	**23.128**
PRODUÇÃO LIVRE EMISSÕES CO,					**15.309**	**10.747**
TOTAL PRODUÇÃO			**0,42**	**0,51**	**36.692**	**33.875**

[1] MW não ajustados pela participação de 80% detida na Genesa e Desa.