



Resultados 1T2008

Direcção de Relações com Investidores

Miguel Viana, Director
Elisabete Ferreira
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 Maio de 2008

Índice



Resultados 1T08	- 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 1T08



Resultados Financeiros (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Margem Bruta	1.258,3	1.141,7	10,2%
Custos Operacionais	449,6	436,9	2,9%
EBITDA	808,7	704,8	14,7%
EBIT	541,8	461,4	17,4%
Resultado Líquido	263,3	241,4	9,1%
Dívida Líquida	11.843,0	11.692,2	1,3%

Dados Operacionais	1T08	1T07	Δ 08/07
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	15.962	13.634	+2.329 MW
Produção (GWh)	12.555	14.131	-11,2%
Distribuição (GWh)	21.822	21.736	0,4%
Comercialização (GWh)	24.125	23.534	2,5%
Clientes (mil)	9.942	9.748	+195 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	7.125	7.071	0,8%
Comercialização (GWh)	8.478	7.171	18,2%
Clientes (mil)	800	766	+34 mil
Número de Empregados (Grupo)	13.018	13.244	-226

O **EBITDA consolidado** registou um crescimento homólogo de 15% para +€809m. Todas as unidades reportaram crescimento dos seus EBITDA com a unidade de energia eólica, EDP Renováveis, a constituir-se como a que mais cresceu em termos de EBITDA, no período, com o seu EBITDA a crescer 128% (ou +€70m), para €126m no 1T08. O resultado líquido cresceu 9% em termos homólogos, para €263m, com o crescimento de 17% do EBIT a mais do que compensar o aumento dos custos financeiros.

O **EBITDA da produção e comercialização** na P. Ibérica cresceu 3% (ou +€9m) em termos homólogos, para €312m, no seguimento da recuperação das actividades sob CAEs/CMECs e da boa performance da produção liberalizada em Portugal que mais do que compensou o impacto negativo do CO2 claw-back em Espanha e forte aumento nos custos variáveis de produção. O EBITDA da produção contratada de longo prazo (CAE/CMEC em Portugal) cresceu 13% (ou +€26m), para €226m. Ajustado de itens não recorrentes em 1T07 e 1T08, o EBITDA da produção contratada de LP teve um crescimento homólogo de 1,6% reflectindo o perfil estável do cash flow desta actividade sem exposição material à volatilidade dos mercados energéticos. Por outro lado, o EBITDA da actividade de produção e comercialização liberalizadas caiu 17% (ou €18m), penalizado pelo custo de €14m decorrente da aplicação do RDL11/07 em Espanha (CO2 claw-back) no 1T08 e um aumento de 50% nos custos variáveis de produção por MWh devido à alteração desfavorável do mix de produção e aumento dos preços do carvão, gás e CO2 nos mercados internacionais. O volume produzido pela capacidade liberalizada Ibérica aumentou 8.8% em relação ao 1T07, com o aumento de 104% da produção das CCGTs a mais do que compensar a queda de 32% no volume produzido nas centrais a carvão. De realçar que a nova CCGT Castejon 3 iniciou operação no final de Dez-07 e a central a carvão Soto 3 esteve parada para instalação de dessulfurização e grande manutenção durante todo o 1T08. Enquadrado na política de hedging da EDP na produção e comercialização, uma parte significativa das compras de combustíveis e contratos de venda de electricidade a clientes foram fixados para períodos entre 6 a 18 meses, limitando a exposição à volatilidade dos mercados nesta área. Esta política evitou uma maior um maior aumento dos custos de produção no 1T08. Olhando para o futuro próximo, a EDP tem já contratada 76% da sua produção liberalizada a um preço médio de €58/MWh e uma parte significativa dos custos de combustível fixada durante 2007, antes da recente subida dos preços dos combustíveis, suportando desta forma um spark spread fixado acima dos €13MW/h e um dark spread fixado acima dos €29/MWh para as vendas de electricidade já contratadas.

O **EBITDA da EDP Renováveis** registou um crescimento homólogo de 128% para €126m. A capacidade eólica instalada aumentou 152% em termos homólogos, para os 3,097 MW, na sequência de mais 45% (ou 548MW) de capacidade instalada nos últimos 12 meses e do início da consolidação da Horizon em Jul-07. Em Mar-08, a EDP Renováveis totalizava uma capacidade instalada na Europa de 1,776 e 1,321MW nos EUA. A produção de electricidade cresceu 161% em termos homólogos reflectindo o aumento da capacidade instalada e a manutenção de elevados níveis de factores de utilização médios: 31% na Europa e 38% nos EUA no 1T08. O preço médio de venda no mercado espanhol, que representa 36% da produção eólica, registou um crescimento homólogo de 37% para os €97,6/MWh realçando um exposição adequada aos preços da energia por parte da nossa actividade eólica. A soma dos 67 MW instalados no 1T08 com os 1,150 MW que estavam em construção no final de Mar-08, representam 87% do objectivo médio anual da EDP Renováveis de 1.400MW/ano, demonstrando o elevado ritmo de trabalhos de rendimento. No final de Mar-08, o pipeline total da EDP Renováveis totalizava 16,210 MW de projectos eólico em diversos estádios de desenvolvimento.

O **EBITDA das redes de energia reguladas na P. Ibérica** apresentou um crescimento de 8% (ou €17m) em relação a igual período do ano anterior para €228m. A procura de electricidade nas áreas das nossas redes de distribuição de gás e electricidade manteve-se estável no período, sem impactos materiais nos resultados apresentando já sinais de recuperação em Abr-08. Por outro lado os custos operacionais nesta área decresceram 0,8% (ou €2m) reflectindo um esforço continuado de melhoria de eficiência. Em Portugal a nossa actividade regulada de comercialização apresentou um desvio tarifário devido à subida dos preços de electricidade mas sem impacto nos resultados. Entretanto a EDP securitizou, em Mar-08, os défices tarifários acumulados (€176m), correspondentes a 2006/2007.

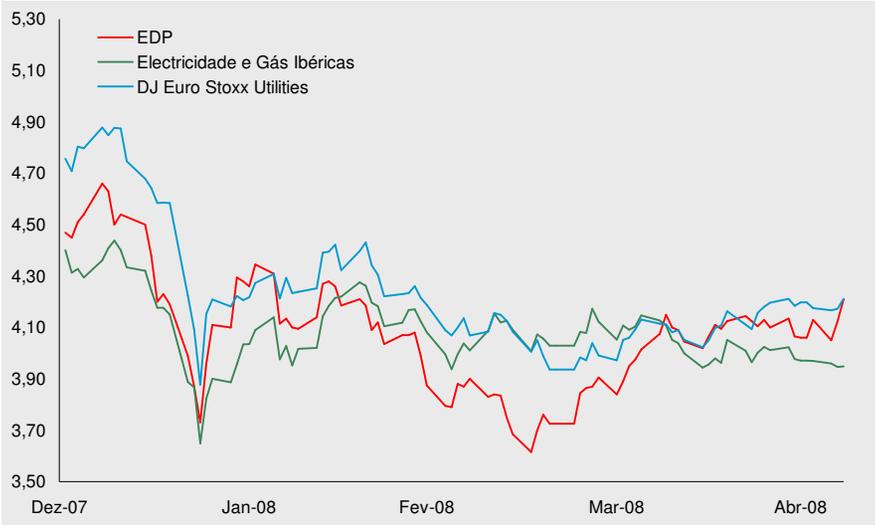
O **EBITDA da Energias do Brasil** apresentou um crescimento homólogo de 1% (ou €2m), para €161m em 1T08. As actividades de distribuição de electricidade apresentaram uma diminuição de 28%, justificada por receitas não recorrentes mais baixas relativas ao recebimento de activos regulatórios que totalizaram €48m no 1T07 e €13m no 1T08. Excluindo este efeito, o EBITDA recorrente da distribuição manteve-se estável em €78m no 1Q08, devido a um impacto negativo das revisões tarifárias de 2007. Na produção, o EBITDA apresentou um crescimento homólogo de 95% para €67m, liderado pelo aumento de 14% da electricidade vendida e pelos preços muito elevados no mercado spot de electricidade no 1T08.

Os **custos operacionais consolidados** cresceram 2,9%, reflectindo melhorias de eficiência e a expansão da EDP Renováveis. O investimento operacional subiu 1,9x em termos homólogos, para €607m, com os investimentos de expansão a representarem 75 % do seu total. A dívida líquida cresceu 1% ou €151m desde Dez-07 para €11.843m em Mar-08, reflectindo o grande nível de geração de cash flow das operações existentes, o aumento do investimento operacional de expansão e um aumento de €235m dos activos regulatórios em Portugal e Espanha no 1T08 para €945 em Mar-08.

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



EDP em Bolsa

YTD | 52W | 2007

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	4,21	4,21	4,47
Max	4,76	5,00	5,00
Min	3,54	3,54	3,79
Média	4,10	4,22	4,18

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	4.784,5	17.989,9	21.457,3
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	51,4	68,7	82,2
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	1.167,8	4.263,6	5.129,1
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	12,6	16,3	19,7

Valor de Mercado da EDP

Capitalização Bolsista (€ M)	15.394,0	15.394,0	16.344,7
"Enterprise Value" (€ M)	28.072,9	28.072,9	26.573,5

Principais Eventos EDP

Jan-02: Horizon acorda transacção de 600 milhões de USD com investidores institucionais

Jan-08: EDP lança concurso para reforço de potência de Alqueva

Jan-09: Energias do Brasil tem nova directoria executiva

Jan-28: EDP inicia preparação de potencial IPO da EDP Renováveis

Fev-19: EDP adquire 1.050 MW de capacidade de produção a instalar nos Estados Unidos da América

Fev-26: EDP exerce opção de venda sobre participação de 40% da Edinfor

Fev-26: Energias do Brasil cria unidade de energias renováveis no Brasil

Mar-31: EDP transmite direito a receber défice tarifário português relativo a 2006 e 2007

Abr-01: Construção e exploração da central hidroeléctrica de Foz Tua adjudicada à EDP

Abr-08: EDP adquire os activos eólicos da EOLE 76 em França

Abr-09: EDP e IPIC acordam enquadramento para uma cooperação empresarial mútua

Abr-09: Comunicação de participação qualificada IPIC

Abr-11: ANEEL aprova revisão tarifária da Enersul

Abr-11: Celebração pela Portgás de contrato de concessão de distribuição regional de gás

Abr-29: EDP contrai empréstimo de €925M

Demonstrações Financeiras Consolidadas



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados Consolidada (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Vendas de electricidade	3.152,7	2.425,8	30,0%
Vendas de gás	336,0	390,8	-14,0%
Outras vendas	17,2	19,8	-13,2%
Prestação de serviços	25,7	34,9	-26,3%
Proveitos Operacionais	3.531,6	2.871,3	23,0%
Electricidade	1.694,0	1.144,5	48,0%
Gás	218,6	313,3	-30,2%
Combustíveis	351,7	239,6	46,8%
Materiais diversos e mercadorias	8,9	32,1	-72,4%
Custos Directos da Actividade	2.273,2	1.729,5	31,4%
Margem Bruta	1.258,3	1.141,7	10,2%
Margem Bruta/Proveitos	35,6%	39,8%	-4,1 pp
Fornecimentos e serviços externos	170,6	155,3	9,9%
Custos com pessoal	148,5	144,1	3,1%
Custos com benefícios sociais	29,1	24,1	21,0%
Rendas de concessão	59,1	55,0	7,5%
Outros custos/(proveitos) operacionais	42,3	58,5	-27,7%
Custos Operacionais	449,6	436,9	2,9%
EBITDA	808,7	704,8	14,7%
EBITDA/Proveitos	22,9%	24,5%	-1,6 pp
Provisões para riscos e encargos	0,3	14,3	-97,9%
Amortizações	293,1	254,6	15,1%
Compensação amort. activo subsidiado	(26,6)	(25,4)	-4,5%
EBIT	541,8	461,4	17,4%
EBIT/Proveitos	15,3%	16,1%	-0,7 pp
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	27,0	(0,0)	-
Resultados financeiros	(184,3)	(86,1)	-114,1%
Ganhos/(Perdas) em associadas	9,8	6,9	40,8%
Resultados Antes de Impostos	394,2	382,2	3,1%
IRC e Impostos diferidos	92,8	106,1	-12,5%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	301,4	276,1	9,2%
Accionistas da EDP	263,3	241,4	9,1%
Interesses Minoritários	38,1	34,7	9,9%

Activo (€ M)	1T08	2007
Activos fixos tangíveis	18.760	18.669
Activos intangíveis	5.489	5.222
Investimentos financeiros	698	957
Impostos diferidos activos	702	687
Inventários	249	283
Clientes (líquido)	2.009	1.759
Outros Devedores (líquido)	3.259	2.993
Activos financeiros detidos para negociação	60	49
Caixa e equivalentes de caixa	663	865
Total do Activo	31.889	31.484

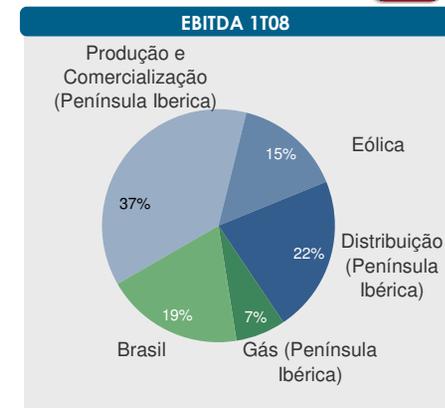
Capital Próprio (€ M)	1T08	2007
Capital	3.657	3.657
Acções próprias e prémios de emissão de acções	424	436
Resultados e outras reservas	1.999	1.264
Resultado líquido atribuível aos accionistas da EDP	263	907
Interesses Minoritários	934	987
Total do Capital Próprio	7.276	7.251

Passivo (€M)	1T08	2007
Empréstimos (médio e longo -prazo)	10.387	10.064
Empréstimos (curto-prazo)	2.179	2.542
Provisões para riscos e encargos	373	376
Conta de hidráulidade	230	228
Impostos diferidos passivos	647	618
Credores e outros passivos (líquido)	10.796	10.406
Total do Passivo	24.613	24.233
Total Capital Próprio e Passivo	31.889	31.484

EBITDA Overview: EBITDA consolidado aumenta 15%



EBITDA (€ M)	1T08	1T07	Δ %	Δ Abs.	1T07	2T07	3T07	4T07	1T08	2T08	3T08	4T08
MERCADO IBÉRICO *	608,5	545,7	11,5%	62,8	545,1	482,3	559,8	422,0	608,5	-	-	-
Prod. e Comercial.	311,8	302,5	3,1%	9,3	302,5	283,3	311,0	329,0	311,8	-	-	-
Eólica	125,5	55,1	127,6%	70,4	55,1	37,5	54,4	66,9	125,5	-	-	-
Distribuição	182,0	173,8	4,8%	8,3	173,8	136,2	164,4	(18,9)	182,0	-	-	-
Gás	59,2	52,5	12,8%	6,7	52,5	46,9	44,4	44,7	59,2	-	-	-
Brasil	160,7	159,2	1,0%	1,5	159,2	163,9	124,1	139,4	160,7	-	-	-
Outros e Ajustamentos	(30,6)	(38,2)	19,9%	7,6	(38,2)	(20,0)	(1,7)	18,1	(30,6)	-	-	-
Consolidado	808,7	704,8	14,7%	103,8	704,8	647,7	696,5	579,2	808,7	-	-	-



• **Produção e comercialização no Mercado Ibérico** - O EBITDA integrado da produção e comercialização registou um aumento homólogo de 3,1% (ou +€9,3m), para €312m no 1T08. O EBITDA da produção contratada de longa duração (CAEs/CMECs) verificou um aumento homólogo de 13% (ou €23,1m) na sequência da existência de ganhos não recorrentes de trading no 1T08 e perdas no 1T07 relacionadas com a compra de combustível. Excluindo os impactos não recorrentes, o EBITDA da produção contratada de LP teria um crescimento homólogo de 1,6%, reflectindo o perfil estável desta actividade. No que à produção e comercialização liberalizada respeita, o EBITDA registou uma diminuição homóloga de 17,4% (ou €18m) quando comparado com os €85,6 em 1T08, penalizado pelo impacto negativo de €14m da lei do CO2 Claw-back em Espanha, a paragem durante todo o 1T08 da central de Soto3 para trabalhos de dessulfuração e manutenção e o aumento dos custos médios de produção em 50% devido ao aumento dos preços do carvão, do gás e do CO2 e o mix de geração menos favorável com mais gás e menos hídrico, carvão e nuclear.

• **Eólica Europa e EUA** – O EBITDA da actividade eólica da EDP na Europa teve um aumento homólogo de 63,4%, que corresponde a uma margem EBITDA de 81,4% para o período (+4,3 p.p. vs 1T07), na sequência do forte crescimento de capacidade instalada EBITDA (+44,6%), 31% de factor médio de utilização no 1T08 e ainda 25,6% de aumento homólogo da tarifa média para €97/MWh em 1T08. A Horizon, subsidiária norte americana da EDP para a energia eólica, começou a ser consolidada em Jul-07. A contribuição da Horizon ao nível do EBITDA no 1T08 foi €35,4m.

• **Distribuição Regulada na Península Ibérica** – O EBITDA da actividade de distribuição regulada de electricidade em Portugal teve um crescimento homólogo de 7,7% para €161,2m em 2008. A margem bruta aumentou 2,8% em linha com os pressupostos regulatórios. A partir de 2008, a distribuição regulada em Portugal inclui os desvios tarifários do período como receitas operacionais, de acordo com alterações legais e regulatórias que se encontram actualmente em curso e que prevêm o mesmo enquadramento legal e regulatório do défice tarifário. Na distribuição regulada em Espanha, o EBITDA apresentou uma diminuição homóloga de 0,7%, para €20,9m em 1T08, reflectindo um aumento dos custos de back-office.

• **Gás regulado e liberalizado** – As actividades de distribuição e transmissão regulada de gás apresentaram um aumento homólogo de 13,3% do EBITDA para €46,0m em 1T08, reflectindo um aumento de 4,9% no número de pontos de abastecimento e um crescimento de 7,7% da extensão das nossas redes. No mercado liberalizado de fornecimento e comercialização de gás, o EBITDA apresentou um crescimento homólogo de 10,4%, suportado pelo crescimento de volumes, clientes e margem bruta por MWh baseado na gestão integrada dos contratos existentes de sourcing de gás.

• **Brasil** – O EBITDA da Energias do Brasil registou um crescimento homólogo de 1,0% para €160,7 no 1T08, beneficiando de uma apreciação de 5,4% do Real Brasileiro contra o Euro entre o 1T07 e o 1T08. O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade diminuiu 27,7% em relação a igual período do ano anterior para €90,9 em 1T08, motivado principalmente pelo impacto das revisões tarifárias ocorridas nas distribuidoras, a diminuição dos recebimentos dos activos regulatórios acumulados em anos anteriores através das tarifas e custo energéticos superiores aos considerados nos pressupostos tarifários. O EBITDA da actividade de produção teve um crescimento homólogo de 95,4% com o impacto não recorrente do aumento das vendas de electricidade da Enerpeixe, tirando partido dos preços mais elevados no Mercado residual de electricidade no 1T08 e o aumento da capacidade instalada (+25MW).

• **EBITDA Consolidado** – No conjunto, a EDP reportou um EBITDA consolidado de €808,7 no 1T08, mais 14,7% relação ao período homólogo. Excluindo o impacto de aquisições (Horizon em Jul-07) o EBITDA pró-forma cresceu 9,7%.

Investimento Operacional



Investimento Operacional (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Centrais em Exploração	6,4	4,9	29,3%
Novas Centrais	77,6	3,8	-
Redução de Emissões	17,0	0,8	-
Portugal	101,1	9,5	-
Centrais em Exploração	7,8	2,0	286,4%
Novas Centrais	6,0	10,6	-43,2%
Redução de Emissões	1,5	7,4	-79,5%
Espanha	15,3	20,0	-23,4%
Produção - Península Ibérica	116,4	29,5	295,0%
Espanha	13,4	54,0	-75,2%
Portugal	127,2	37,8	236,9%
Resto da Europa	7,3	-	-
EUA	221,8	-	-
Eólico	369,6	91,7	303,0%
Distribuição de Electricidade Portugal (Liqº subsídios)	37,4	45,5	-17,8%
Distribuição de Electricidade Espanha (Liqº subsídios)	12,1	1,9	533,4%
Distribuição de Gás Portugal	2,0	3,6	-42,7%
Gas Transporte Espanha	3,6	0,5	599,5%
Gas Distribuição Espanha	3,7	4,7	-21,2%
Redes Actividades Reguladas - P. Ibérica	58,9	56,2	4,7%
Distribuição de Electricidade (Liqº subsídios)	38,5	23,5	64,0%
Produção de Electricidade & Outros	18,4	8,1	128,1%
Brasil	56,9	31,5	80,4%
Outros	4,7	1,2	-
Grupo EDP	606,5	210,1	188,7%
Expansão	465,6	106,1	338,8%
Manutenção	140,9	104,0	35,5%

• **O Capex Consolidado** totalizou €607M no 1T08, tendo aumentado 188,7% em relação a igual período do ano anterior, reflectindo: (i) o início da consolidação da Horizon, a nossa subsidiária nos EUA de energia eólica, em Jul-07 (+€221,8m); (ii) um aumento de 61% do capex no negócio europeu de electricidade; e (iii) um aumento de 294% no capex da actividade de produção liberalizada da Península Ibérica. Cerca de 77% do capex do grupo EDP no 1T08 foi investido na expansão da capacidade instalada, nomeadamente em novos parques eólicos, na Europa e nos EUA, e em novas CCGTs em Espanha e Portugal (Soto4, Lares 1 e Lares 2). Estes investimentos vão potenciar o crescimento de longo prazo do negócio. É também de realçar que perto de 85% do capex da EDP está relacionado com o Mercado regulado e com a produção contratada de longo prazo, que apresenta um baixo risco de remuneração dos activos, tais como energias renováveis, distribuição de electricidade e gás e produção sob CAE/CMEC na Península Ibérica.

• **Produção Ibérica** – O Capex do negócio de produção em Portugal no 1T08 está relacionado com: (i) trabalhos de construção da CCGT de Lares 1 (400MW) - com início das operações previsto para o final de 2009; (ii) o início da construção da CCGT Lares 2 (400 MW), a qual se espera que também inicie operações no 4T09; e (iii) a repotenciação da central hídrica de Bemposta II (231 MW) e Picote II (178 MW) – com entrada em operação prevista em 2012. Em Espanha, o investimento em nova capacidade está principalmente relacionado com a CCGT Soto 4 (400MW) com entrada em operação prevista para o 3T08. A nova CCGT Castéjon 3 (400MW) iniciou operação em Dez-07. Adicionalmente, a EDP investiu, no 1T08, €18,6m para reduzir as emissões de SO2 e NOx nas centrais a carvão – de forma a cumprir com as directiva da EU para as grandes centrais termoeléctricas de Dez-07. Deste montante, €17,0m foram investidos na central de Sines (remunerada por CAE/CMEC).

• **Eólica (EDP Renováveis)** – O capex na Horizon, subsidiária da EDP Renováveis para energia eólica nos EUA, totalizou USD335,4m (€221,8m) no 1T08. No final de Março de 2008 a Horizon tinha 505 MW capacidade bruta em construção. O capex da Neo Energia no 1T08 totalizou €147,9m, mais 61,2% em relação ao período homólogo. No final do 1T08, a Neo Energia tinha 644 MW de capacidade bruta em construção, todos com início de operação esperada para 2008. A EDP Renováveis estima instalar, em média, 1,4 GW por ano. O total das adições atingidas no 1T08 e os 1,150MW em construção representam 87% do objectivo médio anual. A EDP Renováveis tem actualmente 26 GW de pipeline estando assim bem posicionada para cumprir crescimento futuro e atingir os seus objectivos.

• **Redes Reguladas de Energia Península Ibérica** – No 1T08 o capex do negócio de distribuição na Península Ibérica aumentou 4,5%, em relação ao ano anterior, para €49,6m, alicerçado em investimentos mais elevados na rede espanhola de distribuição. Em Portugal, na sequência da renegociação dos trabalhos de manutenção em curso na rede através de um programa de pré-contratação, a EDP foi capaz de otimizar os preços, o que se reflectiu numa diminuição de 17,8% da rede portuguesa de distribuição. Em relação à rede de distribuição da EDP o Tempo de Interrupção Equivalente (TIEPI): (i) em Portugal, ajustado dos impactos não recorrentes das intempéries e ventos fortes (8 min.), o TIEPI teve uma diminuição homóloga de 9,6% para 26 min. suportada pelos investimentos significativos levados a cabo recentemente para melhorar a qualidade de serviço da rede.; e (ii) em Espanha o TIEPI teve uma melhoria homóloga de 33,7% para 19 min.. O Capex na nossa actividade de rede regulada de gás totalizou €9,3m no 1T08, um crescimento homólogo de 6,2% que foi principalmente investido na expansão da nossa rede (+606 Km vs.1T08, dos quais +432 Km em Espanha).

• **Brasil (Energias do Brasil)** – O capex, em euros, verificou um crescimento homólogo de 80,4%, para €56,9 no 1T08, principalmente relacionado com a repotenciação das centrais hídricas de Suíça e Mascarenhas (+2,3MW e + 17,5MW, respectivamente) e com o início da construção da central hídrica de Santa Fé (+29MW), todas para iniciar operações em 2009. O capex da actividade de distribuição, que teve um peso de 68% do capex da Energias do Brasil, é explicado pela extensão e melhoramento da rede de distribuição nas áreas de concessão da Bandeirante, Escelsa e Enersul.

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	1T08	1T07
Resultado líquido antes de interesses minoritários	301,4	276,1
Amortizações Líquidas	266,5	229,4
Provisões Líquidas	64,1	54,1
Outras variações não financeiras	(2,1)	(3,1)
Impostos diferidos	18,4	(3,8)
Outros ajustamentos	(32,5)	(3,8)
FFO	615,9	549,0
Juros financeiros líquidos	173,9	99,4
Resultados de Associadas e outros investimentos	(9,8)	(6,9)
Investimento em fundo de maneio	(321,5)	13,3
Correcção de hidraulicidade	0,0	8,9
Défice Tarifário em Portugal e Espanha e desvios	(326,5)	(27,2)
Cash Flow Operacional	458,5	654,8
Investimento operacional de expansão	(465,6)	(106,1)
Investimento operacional de manutenção	(140,9)	(104,0)
Variação de fundo maneio de fornecedores de imobilizado	(34,5)	-
Cash Flow Operacional Líquido	(182,5)	444,7
Investimentos financeiros líquidos	8,6	235,0
Juros financeiros líquidos pagos	(110,6)	(93,8)
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	0,0	0,0
Dividendos pagos	(0,0)	-
Recebimentos antecipados de parceiros institucionais na actividade eólica	0,0	-
Outras variações não operacionais	133,8	(61,5)
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(151)	524,4

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1T08	1T07
PRINCIPAIS INVESTIMENTOS FINANCEIROS	54,1	-
Renováveis	8,5	-
Outros	45,5	-
PRINCIPAIS DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS	62,7	235,0
ONI (100%)	-	80,3
REN (25%)	-	53,4
Desa (20%)	-	97,1
Renováveis	7,7	-
Edinfor (40%)	55,0	-
Outros	-	4,2
Principais Investimentos Financeiros Líquidos	(8,6)	(235,0)

O FFO consolidado da EDP aumentou 12% para €616m relativamente ao período homólogo, suportado pela expansão das actividades do Grupo e melhoria da eficiência. A diminuição de 30% do cash flow operacional é essencialmente explicada pelo aumento de €326M do défice tarifário e desvios tarifários em Portugal e Espanha no 1T2008, que penalizaram o fundo de maneio consolidado neste período. Estas receitas regulatórias em Portugal e Espanha deverão ser recuperadas pela EDP através das tarifas ou através de acordos de securitização nos próximos anos. Excluindo as receitas regulatórias, o cash flow operacional ajustado aumentava 11% relativamente ao período homólogo.

O aumento dos custos financeiros reflecte o aumento da dívida líquida consolidada. Em conclusão, a dívida líquida aumentou 1% para €151M relativamente a Dez-07.

Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais



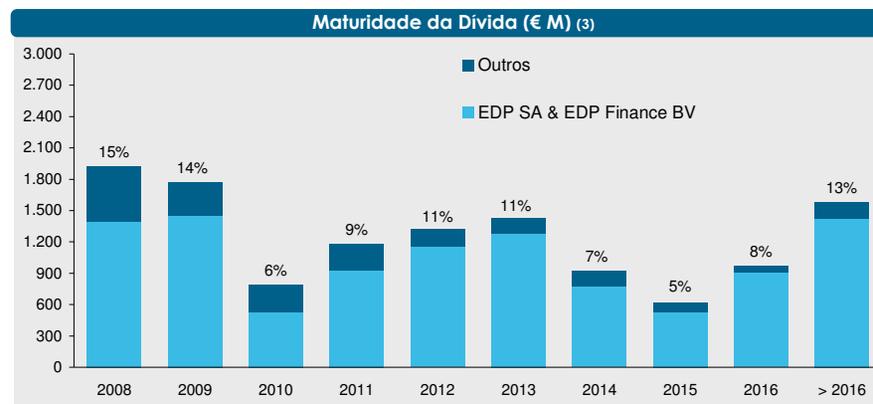
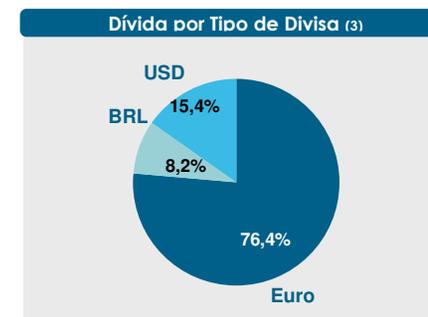
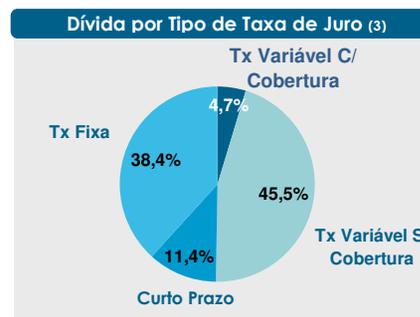
Dívida Financeira (€ M)	1T08	2007	EDP %
EDP S.A. and EDP Finance BV	10.377,2	10.393,3	100%
EDP Produção	18,1	19,1	100%
HC Energia	408,3	433,1	97%
NEO Energia	562,3	560,1	99%
Portgás	107,4	106,3	72%
Energias do Brasil	1.038,3	1.058,7	62%
Outros	0,5	0,0	-
Dívida Financeira Nominal	12.512,1	12.570,6	
Juros da dívida a liquidar	128,2	100,6	
Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	12.640,3	12.671,1	
"Fair Value"(dívida coberta)	(74,0)	(65,1)	
Dívida Financeira	12.566,3	12.606,0	
Caixa e Equivalentes	723,3	913,7	
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	162,0	179,1	
HC Energia e Subsidiárias	22,2	25,2	
Renováveis	242,3	433,3	
Portgás	0,1	0,0	
Energias do Brasil	296,6	276,1	
Dívida líquida do Grupo EDP	11.843,0	11.692,2	

Recebimentos futuros da act. regulada (€ M)	1T08	2007	Δ 07/06
Portugal ⁽¹⁾	446,2	217,6	105,1%
Espanha	239,4	169,0	41,7%
Brasil ⁽¹⁾	60,4	196,2	-69,2%
Revisibilidade dos CMEC's	207,5	-	-
TOTAL	953,5	582,7	63,6%

Provisões para benefícios sociais (€ M)	1T08	2007	Δ 07/06
Pensões ⁽²⁾	934,7	934,1	0,1%
Actos Médicos	785,6	781,2	0,6%
Total	1.720,3	1.715,4	0,3%

	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	1T08	2007
Dívida Líquida / EBITDA	3,7x	4,4x



Em Abr-08 a EDP contraiu um empréstimo na com o prazo de 5 anos renovável totalizou €925m e com uma margem inicial de +45 pontos base sobre Euribor à qual acresce 10 pontos base caso a utilização exceda 50% do montante e comissões à cabeça entre 25 e 35 pontos base conforme o nível de participação. O financiamento contratado destina-se a refinarar dívida de curto prazo do Grupo dando continuidade à sua política de alongar a vida média da sua carteira de dívida e reforçar a sua flexibilidade financeira.

No final de Mar-08, 38% da nossa dívida estava financiada a taxa fixa, as nossas linhas de crédito contratadas totalizavam €3.086m dos quais €1.973m estavam disponíveis.

Em Mar-08, a EDP transmitiu a alguns bancos, de forma plena e não condicionada, o montante do défice tarifário relativo a 2006 e 2007. Esta operação, no montante de €177m, foi utilizada na redução da dívida.

A dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada dos activos regulatórios foi 3,7x e 3,4x no 1T08.

⁽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

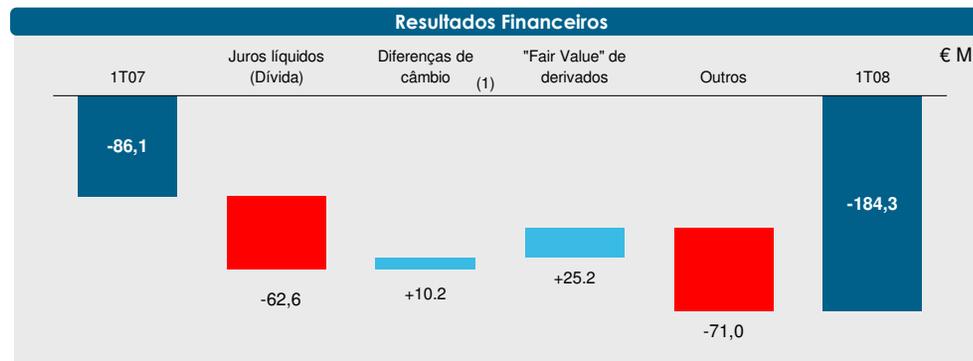
Resultados Financeiros Consolidados e Interesses Minoritários



Resultados Financeiros (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Rendimentos de particip. de capital	0,0	0,0	-
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	0,0	0,0	-
Juros financeiros líquidos	(168,8)	(106,2)	-59,0%
Diferenças de câmbio	2,1	5,0	-
Outros ganhos e perdas financeiros	(17,6)	15,1	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(184,3)	(86,1)	-114,1%
Resultados Financeiros	(184,3)	(86,1)	-114,1%

Ganhos Empresas do Grupo e Associadas (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Edinfor (40%)	-	(1,8)	-
Setgás (19.8%)	0,9	0,9	8,6%
CEM (21%)	2,7	1,7	60,4%
Turbogás (40%)	3,2	3,3	-1,8%
DECA II (EEGSA (21%))	2,0	1,9	0,4%
Subsidiárias da NEO	0,6	0,8	-32,9%
Outros	0,4	0,1	-
Total	9,8	6,9	40,8%

Interesses Minoritários (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
NEO Energia	1,8	0,7	157,1%
HC Energia+Naturgas	1,4	4,8	-70,8%
Portgás	1,9	1,7	11,8%
Energias do Brasil	32,4	26,6	21,8%
Outros	0,6	0,9	-33,3%
Grupo EDP	38,1	34,7	9,8%



• Os resultados financeiros do grupo EDP reflectem:

a) um aumento homólogo de 59% dos juros financeiros líquidos na sequência de: i) um aumento de 60 p.b. no custo médio da dívida do grupo EDP (5,7% no 1T08 vs. 5,1% no 1T07), como consequência do aumento das taxas de juro no período, e ii) um aumento de 28% do nível da dívida líquida;

b) uma redução nos outros ganhos e perdas financeiros, devido a : i) uma perda de €34m reflectindo a redução do valor de mercado da participação accionista de 8% na Sonaecom e ii) a inclusão de resultados de hedging financeiro de combustíveis da actividade de produção de electricidade que apresentaram um ganho de €17m no 1T07 comparado com uma perda de €2m no 1T08.

• Os ganhos em empresas do grupo e associadas totalizaram €9,8m no 1T08, de €6,9m no 1T07: i) o 1T08 inclui €2,7m da participação na CEM, vs. €1,7m no 1Q07; e ii) 1T07 inclui uma perda de €1,8m da participação na Edinfor vs. nenhuma contribuição em 1 T08. Note-se que em Fevereiro a EDP exerceu a opção de venda de 40% que detinha da Edinfor, pelo preço mínimo acordado de €55m. Esta transacção foi concluída no 1T08, o que se reflecte num ganho de capital de €4,8m.

⁽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		
	1T2008	1T2007	Δ 08/07	1T2008	1T2007	Δ 08/07
Hidroeléctrica	1.234	3.871	-68,1%	3.478	8.745	-60,2%
Nuclear	-	-	-	16.526	15.718	5,1%
Carvão	3.207	2.919	9,9%	14.077	16.819	-16,3%
CCGT	3.371	1.911	76,4%	23.300	13.993	66,5%
Fuel/Gas/Diesel	68	594	-88,6%	380	596	-36,2%
Auto-Consumo	-	-	-	(2.148)	(2.088)	-2,9%
(-) Bombagem	(255)	(160)	-59,4%	(1.235)	(1.127)	-9,6%
Regime Convencional	7.625	9.135	-16,5%	54.378	52.656	3,3%
Eólica	1.509	1.076	40,2%	8.754	7.740	13,1%
Outras	1.486	1.823	-18,5%	8.470	7.630	11,0%
Regime Especial	2.995	2.899	3,3%	17.224	15.370	12,1%
Importação / (Exportação)	7.488	5.440	37,6%	(2.317)	(384)	-503,4%
Consumo Referido à Emissão	18.108	17.474	3,6%	69.285	67.642	2,4%
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis			0,9%			3,3%
Mercado Regulado	13.137	12.140	8,2%	48.601	51.908	-6,4%
Mercado Liberalizado	547	1.227	-55,4%	20.638	15.804	30,6%

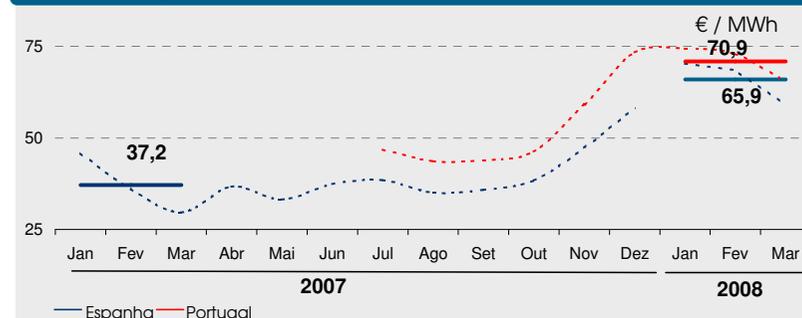
No 1T08 a procura de electricidade na P.Ibérica aumentou 1,8% em relação a igual período do ano anterior, como resultado de uma diminuição de 0,6% e um aumento de 2,4%, penalizado pelo efeito temperatura e dias úteis. A procura ajustada a estes factores subiu 0,9% em Portugal e 3,3% em Espanha.

Do lado da oferta, a produção hídrica no Mercado da P. Ibérica caiu 63% em relação ao mesmo período do ano anterior 63% para 4,723 GWh no 1T08, ou cerca de 30% da média histórica para o período. Por outro lado uma parte significativa da capacidade de carvão esteve fora de serviço no 1T08 para investimentos de dessulfuração, reduzindo por esta via a disponibilidade das centrais a carvão. A produção eólica teve um crescimento homólogo de 16% ligeiramente abaixo dos 26% da capacidade eólica instalada. O decréscimo na produção hídrica e a carvão foi compensado na totalidade por produção um aumento de 68% em CCGT, um aumento que não teve impacto ao nível dos factores de utilização, uma vez que a capacidade instalada aumentou 28% no período. As mudanças referidas no mix de produção foram uma das causas principais do aumento dos custos no período. Além disso, os custos com a produção térmica convencional registaram subidas homólogas abruptas com o carvão e o Brent (principal referencial para os contratos de gás de LP na P. Ibérica) a aumentarem 77% e 56% respectivamente em USD. No que às licenças de CO2 respeita, os custos subiram de €1,3/ton em 1T07 para €21,8€/ton. no 1T08. Em Espanha, produção de electricidade foi também penalizada por mudanças no quadro regulatório, nomeadamente a redução das receitas da garantia de potência e a nova legislação do CO2 clw-back que retira as receitas extraordinárias associadas ao aumento dos preços do CO2 nos mercados de electricidade. Este forte aumento nos custos de produção levou a uma subida de 77% dos preços médios da pool. Em Portugal, dadas as restrições de interligação das redes entre 54% das horas do 1T08 os preços médios da pool foram €5/MWh mais elevados que em Espanha.

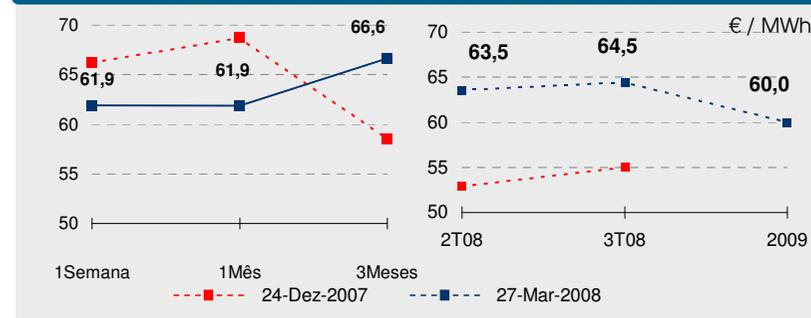
Os volumes de electricidade vendida ao mercado a retalho caíram 55% em relação a período homólogo em Portugal uma vez que as tarifas foram actualizadas a 2,9% tendo em consideração um pressuposto do preço da poolem Portugal de €48/MWh para 2008. Em Espanha, os volumes vendidos a retalho registaram um aumento homólogo de 31% na sequência da contratação pelas distribuidoras de electricidade no 2T07 antes do recente aumento dos preços da electricidade e dos combustíveis.

Capacidade Instalada (MW)	Península Ibérica		
	1T2008	1T2007	Δ 08/07
Hídrica	21.235	21.235	-
Nuclear	7.439	7.439	-
Carvão	12.422	12.643	-1,7%
CCGT	21.882	17.123	27,8%
Fuel/Gas/Diesel	6.320	6.527	-3,2%
Eólica	17.057	13.544	25,9%
PRE's (Outras)	12.276	11.709	4,8%
Total	98.631	90.220	9,3%

Preço Médio Base do Mercado no Mercado à Vista - OMEL



Evolução Curva de Preços - Futuros Mercado Ibérico OMIP



Factores Chave dos Custos de Produção | 1T2008 | 1T2007 | Δ 07/06

Coefficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,31	0,89	-65,2%
Espanha	0,30	0,66	-54,5%
Direitos de emissão de CO2 - 2008 (€/ton) ¹	21,8	1,3	-
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t ¹	127,2	71,8	77,2%
Gás (CMP) €/MWh ¹	21,9	21,2	3,5%
Brent (USD/Barril) ¹	104,2	66,7	56,2%
Eur/USD ¹	1,57	1,34	17,2%

¹ Final do período

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



Resultados (€ M)	1T2008	1T2007	Δ 08/07
Receitas CAE (1T07)	3,8	312,6	-
CAE Parcela Fixa	0,6	231,1	-
CAE Parcela Variável	3,2	81,5	-
Receitas CAE/CMEC (1T08)	420,6	-	-
Receitas no mercado	336,9	-	-
Revisibilidade dos CMEC's	106,0	-	-
CMECs	(41,8)	-	-
Anuidade CMEC	19,5	-	-
Custos Directos: CAEs/ CMECs	169,4	90,4	87,4%
Carvão	63,3	51,7	22,4%
Fuel	8,1	36,2	-77,7%
Outros Custos (líquidos)	98,1	2,5	3843,3%
Margem Bruta CAEs/CMECs	255,0	222,2	14,8%
Cogeração, Resíduos Especiais e Biomassa	13,4	12,6	6,4%
Mini-hídricas	3,7	5,4	-31,7%
Margem Bruta Regime Especial	17,1	18,0	-5,0%
Margem Bruta Outros	-	-	-
Custos Operacionais	45,9	40,7	12,7%
EBITDA	226,2	200,1	13,1%
Amortizações & Provisões	57,2	56,9	0,5%
EBIT	169,1	143,2	18,1%

Factor de Disponibilidade Real/Contratada (Km)	1T2008	1T2007	Δ 08/07
Hídrica	1,02	1,03	-1,3%
Termica	1,06	1,08	-1,6%

Produção de Electricidade (GWh)	1T2008	1T2007	Δ 08/07
Hidroeléctrica	1.097	3.680	-70,2%
Termoeléctrica	2.304	2.996	-23,1%
Sines	2.231	2.402	-7,1%
Setúbal	51	454	-88,7%
Carregado	(3)	99	-
Barreiro	25	41	-38,7%
Tunes	-	0	-

Total CAEs/CMECs	3.401	6.676	-49,1%
Cogeração Portugal	178	195	-8,5%
Cogeração Espanha	170	112	52,0%
Mini-hídricas Portugal	40	72	-44,3%
Biomassa Portugal	7	7	-1,9%

Total Regime Especial	395	386	2,4%
-----------------------	-----	-----	------

Tarifas Regime Especial (€/MWh)	1T2008	1T2007	Δ 08/07
Cogeração Portugal	92	90	1,8%
Mini-hídricas Portugal	91	82	11,1%
Biomassa Portugal	114	112	2,1%

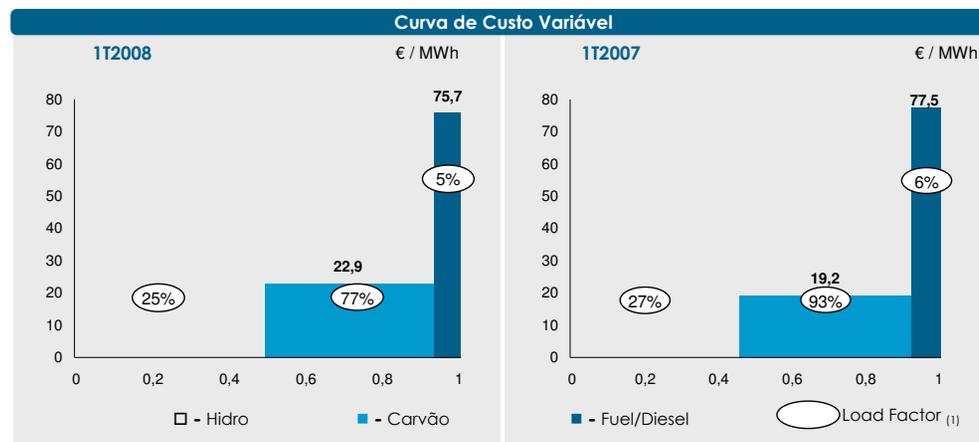
Em Julho de 2007, os contratos de longo prazo que a EDP tinha com o sistema regulado de electricidade de Portugal (CAEs – Contratos de Aquisição de Energia) foram substituídos pelo sistema financeiro CMECS para conciliar: (1) a preservação do VAL dos CAEs e uma margem bruta contratada estável nos próximos 10 anos com uma remuneração real dos activos antes de impostos, de 8,5% e (2) o aumento da liquidez do mercado grossista ibérico de electricidade. Em termos de demonstração de resultados, a margem bruta total resultante do novo sistema financeiro CMECs deverá manter o mesmo perfil dos antigos CAEs nos próximos 10 anos.

Em relação ao detalhe da margem bruta existem agora 4 componentes: 1) Receitas em Mercado: Resultados das vendas de electricidade no mercado grossista da P. Ibérica de electricidade, incluindo serviços do sistema, e em garantia de potência futura; 2) Desvio Anual de Mercado vs. pressupostos de cálculo dos CMEC: Diferenças entre os principais pressupostos dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os dados reais dos mercados. Estes desvios serão pagos/recebidos pela EDP através das tarifas um ano após se terem verificado. 3) CAEs/CMECs accrued income - reflectem as diferenças no período em termos de cash-flow entre CAEs e CMEC, assumidos no início do sistema. A soma destas diferenças nos 20,5 anos de vida útil do sistema CMEC será nula, garantindo a total preservação do VAL dos CAEs; 4) Base CMEC Fee: Renda fixa mensal de €6,5 a ser recebida pela EDP através das tarifas reguladas nos próximos 20,5 anos do sistema CMECs, se não securitizado antes.

No 1T08, a margem dos CAEs/CMECs registou um crescimento homólogo de 14,8% (+€32,8m) como resultado de 1) um impacto negativo de €7m na margem bruta no 1T07 motivada pelo consumo de fuel a preços acima dos índices internacionais; 2) o impacto positivo (em €19mn) na margem bruta do 1T08 do consumo de combustíveis a preços inferiores aos índices internacionais e 3) um impacto negativo de €3m na margem bruta do 1T08 devido a uma diminuição da produção real hídrica contratada e verificada, relacionada com os trabalhos de repotenciação da central hídrica de Picote. É de notar que a maior parte dos custos nas actividades sob CAEs/CMECs são fixados através de derivados financeiros com o objectivo de evitar exposição aos mercados energéticos. Como resultado, os nossos resultados financeiros do 1T08 incluem €18m de custos de hedging de combustíveis, que correspondem aos ganhos ao nível da margem bruta.

No conjunto, a margem bruta ajustada de CAE/CMEC, incluindo os custos de hedging, cresceu 6,7% (ou €14m) em termos homólogos. Para além disso, os resultados financeiros do 1T08 incluem €13 resultantes de market-to-market dos derivados de hedging, a serem consumidos nos próximos trimestres.

OS 5% ou €1 de diminuição homóloga no regime especial é explicado por um 1T08 seco que levou a uma diminuição de 44% da produção nas mini-hídricas.



⁽¹⁾ 2006 Proforma incluindo cogeração, biomassa e tratamento de lixo.

⁽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 (€ M) | 1T2008 | 1T2007 | Δ 08/07

Margem Bruta - Produção e Comerc. Liberalizada	138,1	140,1	-1,5%
Produção	116,4	136,3	-14,6%
Portugal	48,7	28,7	70,1%
Espanha	67,7	107,7	-37,1%
Comercialização	21,7	3,8	471,3%
Portugal ⁽¹⁾	6,7	(1,0)	-
Espanha	15,0	4,8	215,4%
Custos Operacionais	52,5	36,5	43,9%
EBITDA	85,6	103,6	-17,4%
Amortizações & Provisões	34,2	32,8	4,2%
EBIT	51,4	70,8	-27,4%
Ao nível de Resultados Financeiros			
Ganhos (Perdas) c/ Hedging em Mercados Energéticos	4,1	16,7	-

Performance de mercado | 1T2008 | 1T2007 | Δ 08/07 | 1T2008 | 1T2007 | Δ 08/07

Produção Electricidade	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh)		
	5.246	4.823	8,8%	37,0	24,6	50,4%
CCGT	2.866	1.403	104,2%	50,5	43,1	17,2%
Carvão	1.783	2.619	-31,9%	27,2	21,9	24,5%
Hídrico	279	467	-40,2%	-	-	-
Nuclear	318	333	-4,5%	3,1	3,0	3,0%
Compras Electricidade	1.239	339	265,6%	68,4	29,4	132,4%
Total Electricidade	6.485	5.161	25,6%	43,0	25,0	72,3%

Perdas na Rede	Vendas Electricid. (GWh)			Preço médio (€/MWh)		
	178	109	-			
Portugal	376	439	-14,2%	67,7	50,2	34,8%
Espanha	2.814	2.272	23,8%	60,7	58,2	4,3%
Cientes finais - Retalho liberaliz.	3.190	2.711	17,7%	61,5	56,9	8,1%
OMEL+OMIP+OTC	2.898	1.402	106,7%	74,6	51,1	46,0%
Outros	218	939	-76,8%	66,6	43,8	51,8%
Volume Total	6.485	5.161	25,7%	67,7	52,6	28,6%

Factor de Utilização | 1T2008 | 1T2007 | Δ 08/07

CCGT	66%	41%	25,0 pp
Carvão	56%	79%	-22,6 pp
Hídrico	14%	32%	-17,8 pp
Nuclear	94%	98%	-4,2 pp

Número de clientes | 1T2008 | 1T2007 | Δ 08/07

Número de clientes (mil)	253,6	137,9	84%
Portugal	162,8	43,6	273%
Espanha	90,8	94,2	-4%

No 1T08, a margem bruta da produção e comercialização liberalizada de electricidade no mercado Ibérico desceu ligeiramente (-1,5%) em termos homólogos, e o EBITDA diminuiu 17% no período, uma vez que as fortes melhorias na actividade de produção em Portugal (CCGT do Ribatejo) e margem bruta da comercialização em Portugal e Espanha foram mais que compensadas pela diminuição da margem bruta da produção em Espanha, penalizada pela paragem da central a carvão de Soto 3 e pelo aumento dos preços do carvão e CO2. Ajustado pela provisão de €14M relacionada com o CO2 clawback em Espanha (RDL 11/07), registada ao nível dos custos operacionais, e pelos resultados de hedging resistados como financeiros, a margem bruta caiu 19% em relação a 1T07, para €127m, e o EBITDA caiu 26% em relação a 1T07 para €90m.

A produção liberalizada da EDP no mercado Ibérico cresceu 8,8% em termos homólogos, essencialmente suportada por um aumento de 104% na produção das CCGTs, com um factor de utilização a atingir 66% (vs. 41% em 1T07), e com a contribuição da nova CCGT Castejon 3, que iniciou operações no final de Dez-07. É de assinalar que o factor de utilização das nossas CCGTs em Portugal foi de 82% no 1T08 vs. 43% em Espanha, reflectindo uma margem de reserva mais baixa em Portugal, a manutenção das restrições de interconexão entre Portugal e Espanha e os baixos níveis de produção hídrica em Portugal no 1T08. O aumento da produção em CCGT compensou a diminuição de 32% na produção a carvão essencialmente justificada pela paragem da central de Soto 3 (346MW) durante todo o 1T08 para trabalhos de manutenção e investimentos de dessulfuração, bem como o forte aumento nos custos de produção a carvão (preços carvão e CO2 mais altos) e do CO2 clawback em Espanha. O factor de utilização médio caiu para 56% no 1T08 (vs 79% no 1T07). Contudo, excluindo Soto 3, este valor teria caído apenas para 74% reflectindo o nosso eficiente portfolio de carvão, nomeadamente Aboño 1 e Aboño 2, entre as mais eficientes em Espanha. A diminuição da produção hídrica em 40%, mesmo considerando um aumento da capacidade de 240 MW de Alqueva, resultou do tempo seco no 1T08.

Os custos médios de produção registaram um crescimento homólogo de 50% para €37,0/MWh reflectindo uma mudança no mix de geração e o aumento dos custos de gás, carvão e CO2. Note-se que estes números não incluem o impacto de €14m no 1T08 do CO2 Claw-back em Espanha. Apesar disso, o aumento nos custos de combustíveis ficou muito aquém dos aumentos registados no período nos mercados internacionais de energia à vista, dado que segundo a nossa estratégia de hedging, todas as necessidades de combustíveis para satisfazerem as vendas de comercialização no 1T08 foram fixados no 1S07, ao mesmo tempo que os contratos de consumo para o 1T08 foram fechados com os clientes.

Em relação aos volumes vendidos por segmento de mercado, o peso da comercialização a retalho no mix de vendas manteve-se estável em 50% do total das vendas, com os volumes de vendas a retalho a crescerem 24% em Espanha mas a diminuírem 14% em Portugal, este último devido à concentração das vendas apenas no segmento residencial/SME. Os volumes vendidos no mercado futuro grossista diminuí 77% na sequência do fim contratos bilaterais assumidos com o distribuidor regulado em Espanha. O preço médio de venda cresceu 29% em relação a igual período do ano anterior reflectindo um aumento de 8% no preço médio de comercialização para 62/MWh (incluindo garantia de potência, serviço de sistema e margem de comercialização) e um crescimento homólogo de 54% do nosso preço médio de venda nos mercados à vista de Portugal e Espanha para €74/MWh.

Para 2008 a EDP tem já contratada 76% da produção esperada das suas centrais de produção liberalizada no Mercado Ibérico a um preço de €58/MWh através de contratos de venda com clientes de retalho ou no mercado forward. Para o volume já contratado para 2008 a EDP já fixou um spark spread médio de €13/MWh e um dark spread médio de €29/MWh, já considerando licenças de CO2 adquiridas e o impacto do RD 11/07.

⁽¹⁾ Exclui a renda mensal paga pela EDP Produção à EDP Comercial, detentora de da central hídrica de Belver, Portugal, até Dezembro 2007

Produção e Comercialização de Electricidade Ibérica



DR Operacional (€ M)	Produção Electricidade						Comercialização Electricidade						Produção e Comercializ.		
	Portugal			Espanha			Portugal			Espanha			Total ⁽¹⁾		
	1T2008	1T2007	Δ 08/07	1T2008	1T2007	Δ 08/07	1T2008	1T2007	Δ 08/07	1T2008	1T2007	Δ 08/07	1T2008	1T2007	Δ 08/07
Proveitos Operacionais	801,8	468,8	71,0%	198,3	186,7	6,2%	58,8	66,5	-11,6%	252,6	158,7	59,2%	-	-	-
Custos Directos da Actividade	492,5	207,0	138,0%	122,6	79,0	55,2%	52,1	67,5	-22,7%	237,6	153,9	54,4%	-	-	-
Margem Bruta	309,2	261,8	18,1%	75,7	107,7	-29,7%	6,7	(1,0)	-	15,0	4,8	215,4%	410,2	376,4	9,0%
Margem Bruta/Proveitos	38,6%	55,8%	-17,3 pp	38,2%	57,7%	-19,5 pp	11,3%	-1,5%	12,8 pp	5,9%	3,0%	2,9 pp			
Fornecimentos e serviços externos	24,0	21,2	13,0%	11,7	10,0	16,9%	3,3	3,8	-15,2%	8,6	7,0	23,6%	47,1	43,1	9,3%
Custos com pessoal	20,8	21,8	-4,7%	8,8	7,2	20,9%	1,2	1,3	-9,1%	1,7	1,4	25,4%	32,5	32,1	1,2%
Custos com benefícios sociais	5,7	4,6	23,5%	0,4	0,3	31,7%	0,0	0,1	-22,3%	0,0	0,0	30,1%	6,2	5,0	23,7%
Rendas centros electroprodutores	1,0	1,0	2,0%	-	-	-	-	0,0	-	-	-	-	1,0	1,0	1,5%
Outros custos (proveitos) operac.	(2,4)	(4,1)	41,8%	15,4	2,4	-	(0,5)	(0,0)	-	(5,0)	(4,6)	-	11,6	-7,2	-
Custos Operacionais	49,1	44,5	10,3%	36,3	20,0	81,9%	4,0	5,2	-22,1%	5,4	3,8	43,9%	98,4	73,9	33,1%
EBITDA	260,2	217,3	19,7%	39,4	87,7	-55,1%	2,6	(6,1)	-	9,6	1,0	853,0%	311,8	302,5	3,1%
EBITDA/Proveitos	32,5%	46,4%	-13,9 pp	19,9%	47,0%	-27,1 pp	4,5%	-9,2%	13,7 pp	3,8%	0,6%	3,2 pp			
Provisões para riscos e encargos	(0,0)	5,3	-	0,0	-	-	0,8	0,6	34,1%	0,1	-1,3	-	0,9	4,7	-80,1%
Amortizações	65,6	55,7	17,7%	25,3	23,2	9,0%	0,2	1,2	-79,8%	0,3	0,6	-45,5%	91,4	82,6	10,7%
Compensa. amort. activos subsid.	(0,9)	(0,9)	-2,5%	(0,1)	(0,0)	-196,7%	-	-	-	-	-	-	(1,0)	(1,0)	-2,5%
EBIT	195,5	157,2	24,4%	14,2	64,6	-78,0%	1,5	(8,0)	-	9,2	1,7	443,7%	220,5	216,2	2,0%
EBIT/Proveitos	24,4%	33,5%	-9,1 pp	7,2%	34,6%	-27,4 pp	2,6%	-12,0%	14,6 pp	3,6%	1,1%	2,6 pp			
Empregados	1.560	1.561	-0,1%	638	596	7,0%	74	83	-10,8%	88	92	-4,3%	2.360	2.379	-0,8%

Como um todo, o nosso negócio integrado de Produção e comercialização apresentou um crescimento de 9% da margem bruta. De facto, o aumento da margem bruta do negócio de Produção em Portugal e o negócio de Comercialização em Portugal e Espanha mais do que compensam a diminuição da Produção em Espanha. Considerando os custos de hedging dos combustíveis, a margem bruta aumentaria em 7% e o EBITDA em 1%.

Os custos operacionais da Produção e Comercialização aumentaram 33%, impulsionados pela inclusão, no 1T08, de €14m de outros custos operacionais relacionados com o CO2 clawback. Excluindo este item, os custos operacionais aumentaram 14% em termos homólogos, reflectindo um aumento da capacidade instalada (Castejon 3 CCGT e central hídrica de Alqueva), desenvolvimento de nova capacidade (novas centrais hídricas e CCGTs) e o aumento da actividade comercial no fornecimento a clientes.

O total líquido das provisões para depreciações aumentou 5,8% em termos homólogos já que o acréscimo decorrente da nova capacidade instalada foi parcialmente compensada pela anulação das provisões na comercialização em Portugal. No geral, o EBIT da Produção e Comercialização aumentou 2% em relação ao período homólogo.

Considerando a produção em Portugal, os custos operacionais aumentaram 10,3% vs. 1Q07 (+€4,6M), penalizados por um aumento de 13% dos FSEs, motivado por mais elevados custos O&M e de desenvolvimento de nova capacidade.

Na produção em Espanha os custos operacionais aumentaram 82% (ou €16,3M), agravados pela inclusão em 1T08 nos "outros custos operacionais" de €14M relacionados com o impacto do CO2 Clawback decorrente do RDL11/2007, regulamentação que não existia em 1T07. O aumento de 19% (ou €3,3M) vs. 1T07 dos FSEs e custos com pessoal está relacionado com o aumento da capacidade devido ao início de operação da nova CCGT Castejon 3 em Dezembro 2007.

Do lado da comercialização, os custos operacionais integrados da comercialização em Portugal e Espanha aumentaram 4,4% para os €9,4M, reflectindo o crescimento da actividade de comercialização quer em termos de volumes vendidos quer em termos de número de clientes fornecidos.

⁽¹⁾ 2006 Proforma incluindo cogeração, biomassa e tratamento de lixo.

Energia Eólica - Europa (NEO)



DR Operacional (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Margem Bruta	109,7	67,8	61,8%
Margem Bruta/Proveitos	99,1%	94,9%	4,3 pp
Fornecimentos e serviços externos	12,1	7,8	54,6%
Custos com pessoal	4,6	3,8	20,3%
Rendas de centros electroprodutores	1,1	0,5	115,6%
Outros custos (proveitos) operacionais	1,9	0,6	-
Custos Operacionais	19,6	12,7	54,7%
EBITDA	90,1	55,1	63,4%
EBITDA/Proveitos	81,4%	77,1%	4,3 pp
Provisões para riscos e encargos	-	(0,1)	-
Amortizações	26,9	22,5	19,3%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,2)	(0,1)	-176,9%
EBIT	63,4	32,7	93,9%
EBIT/Proveitos	57,3%	45,8%	11,5 pp

Número de Empreadados	1T08	1T07	Δ 08/07
Número de Empregados	296	239	+ 57

• No 1T08, a EDP Renováveis tinha uma capacidade instalada eólica (EBITDA) na Europa de 1.776 MW, mais 548 MW em comparação com o 1T07, reflectindo a execução, conforme planeado, dos projectos em pipeline. No 1T08, a EDP Renováveis tinha 644 MW em construção na Europa, dos quais 492 MW em Espanha, 93 MW em Portugal, 47 MW na Bélgica e 12 MW em França, com início de operações previsto para 2008, em linha com os objectivos definidos para este ano.

• A EDP Renováveis produziu um total de 1.072 GWh de energia eólica na Europa no 1T08, o que representa um crescimento homólogo de 37,8% , largamente impulsionado pelo aumento da capacidade instalada. Os nossos parques eólicos na Europa registaram um factor de utilização médio de 31% ⁽¹⁾ no trimestre, reflectindo a óptima localização dos nossos parques eólicos em termos de recursos eólicos quando comparada com a média do sector. Enquanto os meses de Janeiro e Fevereiro de 2008 se caracterizaram por condições eólicas menos favoráveis em comparação com o mesmo período do ano 2007, verificou-se uma recuperação em Março. De notar que a disponibilidade média dos parques da EDP Renováveis em Espanha, nos primeiros 3 meses, foi afectada por um acidente na linha de transmissão que liga o parque eólico de Pebema (102,4 MW). Excluindo este impacto, o factor de disponibilidade médio no 1T08 foi de cerca de 97% .

• A margem bruta aumentou 61,8% no período, impulsionada não só pelo referido aumento da capacidade instalada e elevados factores de utilização, mas também pelo aumento de 25,6% das tarifas médias. Em Espanha, a tarifa média eólica aumentou 36,7% em termos homólogos por força do aumento dos preços da pool no período. Actualmente, 88% da capacidade instalada da EDP Renováveis em Espanha está ao abrigo do antigo regime tarifário estabelecido pelo RD 436/2004, e por isso não se encontra sujeita à aplicação de nenhum preço de venda máximo.

Capacidade Instalada EBITDA (MW)	1T08	1T07	Δ 08/07
Portugal	424	319	+105
Espanha	1.265	869	+396
França	87	41	+46
Total	1.776	1.229	+548

Electricidade Produzida (GWh)	1T08	1T07	Δ 08/07
Portugal	286	183	56,1%
Espanha	730	576	26,6%
França	56	18	205,5%
Total	1.072	778	37,8%

Factor Médio de Utilização (%)	1T08	1T07	Δ 08/07
Portugal	32,4%	26,8%	554,0%
Espanha	30,7%	34,5%	-382,9%
França	35,5%	29,7%	572,8%
Total	31,3%	32,2%	-87,6%

Tarifa Média Eólica (€/MWh)	1T08	1T07	Δ 08/07
Portugal	99,5	96,6	3,0%
Espanha	97,6	71,3	36,7%
França	83,9	82,0	2,3%
Total	97,4	77,6	25,6%

Margem Bruta (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Portugal	28,6	17,9	60,2%
Espanha	71,2	44,3	60,8%
França	4,7	1,5	212,5%
Eólica	104,5	63,7	64,2%
Outros & Ajustamentos	5,2	4,1	25,1%
Total	109,7	67,8	61,8%

• Os fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal aumentaram 43,3% no período reflectindo um aumento dos custos com O&M (entrada em operação de nova capacidade), um aumento da actividade operacional e expansão internacional, com consequente impacto no número de empregados.

• O EBITDA da EDP Renováveis na Europa melhorou €35,0M no período para €90,1M, o que corresponde a uma margem EBITDA de 81,4% (+4,3p.p em termos homólogos).

• Em Abril de 2008, a EDP Renováveis reforçou a visibilidade do seu portfólio de produção eólica na Europa através da aquisição em França, à EOLE 76 e Eurocape, de 3 parques em operação localizados na região da Normandia, com uma capacidade instalada bruta de 35 MW e de um conjunto de projectos em desenvolvimento, com 560 MW brutos essencialmente localizados na Normandia e Rhône-Alpes. Destes projectos em desenvolvimento, 8 MW estão em construção, 12,5 MW já têm todas as autorizações necessárias para começar a construção (e é expectável a sua entrada em operação em 2009-2010), enquanto as licenças de construção já foram atribuídas a outros 43 MW.

(1) Factor médio de utilização não inclui parque eólico de Pebema em Espanha de 102,4 MW (não estava em operação devido a um acidente na linha de transmissão).

Energia Eólica - EUA (Horizon)



DR Operacional (€ M)	1T08
Margem Bruta	31,4
Margem Bruta/Proveitos	100%
Fornecimentos e serviços externos	7,8
Custos com pessoal	4,1
Rendas de centros electroprodutores	-
Outros custos (proveitos) operacionais	(15,9)
Custos Operacionais	(4,0)
EBITDA	35,4
EBITDA/Proveitos	112,4%
Provisões para riscos e encargos	-
Amortizações	18,6
Compensação amort. activos subsidiados	-
EBIT	16,8

Número de Empreadados	1T08
Número de Empregados	223

• Em Jul-07, a EDP concluiu a compra da Horizon, uma empresa líder no desenvolvimento, gestão e operação de parques eólicos nos EUA. A Horizon foi incorporada na EDP Renováveis no momento da sua criação em Dez-07.

• Em Fev-08, a EDP Renováveis adquiriu um portfólio composto por seis projectos de produção de energia eólica com uma capacidade global a instalar de 1.050 MW. Estes projectos estão localizados em algumas das regiões com mercados eléctricos grossistas mais atractivos, esperando-se que venham a contribuir para que Horizon consolide a sua posição de liderança nestas regiões.

• Em Mar-08, a capacidade instalada eólica (EBITDA) da EDP Renováveis nos EUA totalizou os 1.321 MW – ou 1.556 MW brutos ⁽¹⁾ – reflectindo a conclusão da construção dos 67 MW de capacidade adicional que estavam em construção no final de 2007. Actualmente, a EDP Renováveis tem 505 MW em construção nos EUA, em linha com o plano para 2008.

• No 1T08, a EDP Renováveis nos EUA produziu 960 GWh. O factor médio de utilização no período alcançou os 38% ⁽²⁾, reflectindo uma recuperação dos factores de disponibilidade quando comparados com o 2S07. É de notar que as reduções de disponibilidade nos parques novos estão financeiramente cobertas pelos contratos de garantia existentes com os fornecedores de turbinas.

• Os benefícios líquidos dos PTCs ("Production Tax Credits") e outros proveitos relacionados com parceiros de "Equity" da Horizon estão contabilizados acima do EBITDA. No 1T08, estas receitas totalizavam USD21,8 M (ou €14,4M). Quando ajustado para incluir os PTCs e os proveitos diferidos afectos à Horizon e investidores institucionais, o contributo da EDP Renováveis nos EUA ao nível da margem bruta no 1T08 ascende a USD69,3 M (ou €45,8M).

Capacidade Instalada (MW)	COD	% detida	Cons.	1T08
Madison	2000	100%	Full	12
Blue Canyon I	2003	25%	Equity	74
Blue Canyon II	2005	100%	Full	151
Maple Ridge I	2006	50%	Proportional	231
Maple Ridge II	2006	50%	Proportional	91
Twin Groves I	2007	100%	Full	198
Lone Star I	2007	100%	Full	200
Elkhorn Valley	2007	100%	Full	101
Prairie Star	2007	100%	Full	101
Lone Star II	2008	100%	Full	200
Twin Groves II	2008	100%	Full	198
Bruta				1.556
MW EBITDA				1.321

Produção de Electricidade (GWh)	1T08
Eólico EUA	960

Preço Médio (USD/MWh)	1T08
Preço de electricidade médio	49,3
Receitas com "institutional partnerships" ⁽³⁾	34,3
Preço médio total	83,6

Margem Bruta Ajustada (€ M)	1T08
Receitas de Electricidade & RECs	31,5
Prestação de Serviços & Outros	(0,1)
Margem Bruta	31,4
Receitas PTCs & Outras Receitas Relacionadas dos "Equity Partners" da Horizon ⁽⁴⁾	14,4
Margem Bruta Ajustada	45,8

• De recordar que 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 investido pelos investidores totalizou cerca de USD700m. Em Dez-07, foi concluída uma segunda transacção similar envolvendo um conjunto de 4 parques eólicos com uma capacidade instalada total de 600 MW. Nesta segunda transacção o consórcio de investidores irá investir um total de USD600m, dos quais USD340m foram realizados em 2007 e USD240m no início de Maio 2008 (remanescente a ser investido ainda em 2008).

Nota: Entre Dez-07 e Mar-08, o Dólar Americano registou uma depreciação de 8% face ao Euro – Taxa de câmbio média no 1T08 foi de 1,51 USD/EUR.

(1) Dos quais 52 MW Brutos estão construídos, com comissionamento previsto para o 2T08.

(2) Calculado para projectos que iniciaram operação comercial.

(3) Valor bruto ajustado pela taxa de imposto.

(4) Inclui contabilização do benefício líquido da depreciação acelerada da Horizon e Investidores Institucionais.

Distribuição em Portugal



Consumidores de Electricidade (mil)	1T08	1T07	Δ 08/07
Comercialização Regulada	5.886	5.948	-62
Comercialização Mercado Liberalizado	164	47	117
Consumidores de Electricidade	6.050	5.995	55

Electricidade Entrada na Rede de Distribuição (GWh)	1T08	1T07	Δ 08/07
Mercado Regulado	12.502	11.910	5,0%
Mercado Liberalizado	537	1.179	-54,4%
Electricidade Entrada na Rede de Distribuição	13.039	13.089	-0,4%

Vendas de Electricidade e Margem Bruta (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Facturação Electricidade e Desvios e Deficits Tarifários	1.500,7	1.201,0	25,0%
Compras de Electricidade	1.159,4	865,4	34,0%
Margem Bruta de Electricidade	341,3	347,9	-1,9%
(-) Reposição Ajustamento Contabilístico Défice Tarifário ⁽²⁾	(1,1)	-	-
Margem Bruta de Electricidade Ajustada	342,5	347,9	-1,6%
Proveitos Permitidos	342,5	321,1	6,7%

Tempo de Interrupção Equivalente (min.)	1T08	1T07	Δ 08/07
Tempo de Interrupção Equivalente	34	29	5

• No 1T08, o volume de electricidade entrada na rede de distribuição em Portugal diminuiu 0,4% em termos homólogos para 13,0 TWh. Excluindo o impacto dos consumos dos co-geradores bem como os efeitos temperatura e dias úteis, o volume de electricidade entrada na rede de distribuição em Portugal aumentou 0,9%, reflectindo essencialmente um ciclo macroeconómico desfavorável e, de forma mais ténue, alguns comportamentos orientados para a poupança energética. Verificou-se uma transferência significativa de clientes residenciais do mercado regulado para o liberalizado. No entanto, no que se refere aos volumes de electricidade comercializada no mercado este efeito não foi suficiente para compensar o regresso de clientes industriais ao sistema regulado, onde beneficiam de tarifas mais baixas. Assim, a electricidade distribuída no mercado liberalizado caiu 54,4% em termos homólogos, para 0,5 TWh no 1T08, comparado com 1,4 TWh estimados pela ERSE.

• Os proveitos permitidos aumentaram 6,7% no período, reflectindo um aumento dos proveitos relacionados com a recuperação de custos de anos anteriores e dos défices tarifários de 2006 e 2007. Em Mar-08, o Grupo EDP transferiu sem recurso o montante ainda a recuperar dos défices tarifários (incluindo juros) por um preço de €177M, sem impacto ao nível do EBITDA uma vez que estes défices tarifários já foram contabilizados como receitas em 2006 e 2007.

• A partir de 2008, as vendas de electricidade incluem o reconhecimento do futuro recebimento do desvio tarifário do período, na sequência da alteração legislativa que se encontra actualmente em curso enquadrando os desvios tarifários ao enquadramento legal do défice tarifário.

DR Operacional (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Margem Bruta	347,8	338,4	2,8%
Margem Bruta/Proveitos	23,0%	28,0%	-5,0 pp
Fornecimentos e serviços externos	67,0	65,3	2,5%
Custos com pessoal	44,7	49,0	-8,8%
Custos com benefícios sociais	20,0	18,7	6,7%
Rendas de concessão	57,0	52,0	9,6%
Outros custos (proveitos) operacionais	(2,0)	3,6	-
Custos Operacionais	186,6	188,7	-1,1%
EBITDA⁽¹⁾	161,2	149,7	7,7%
EBITDA/Proveitos	10,7%	12,4%	-1,7 pp
Provisões para riscos e encargos	0,5	3,8	-87,9%
Amortizações	84,4	83,4	1,3%
Compensação amort. activos subsidiados	(21,3)	(21,0)	-1,6%
EBIT	97,6	83,5	17,0%
EBIT/Proveitos	6,5%	6,9%	-0,4 pp

Número de Empregados	1T08	1T07	Δ 08/07
Número de Empregados	4.762	5.143	-381
Empregados/TWh	91	98	-7,1%
Clientes/Empregado	1.271	1.166	9,0%

• Em Dez-07, a ERSE anunciou um aumento tarifário médio de 2,9% para 2008, com base num pressuposto de €50/MWh no que se refere ao preço médio de compra de electricidade em mercado (incluindo serviços do sistema) e num aumento do consumo de electricidade de 2,7%. Não foi criado nenhum défice tarifário "ex-ante" para o ano 2008.

• Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 2,5% no período, com o aumento dos prémios de seguro, custos com cortes, facturação e de back-office a mais do que compensarem a redução de outras despesas com serviços externos (TI e O&M).

• Os custos com pessoal diminuiram 8,8% no período, ou 5,2% excluindo as indemnizações e a capitalização de custos com pessoal, reflectindo uma redução no número de empregados, conseguida através do Programa de Ajustamento de Efectivos (PAE). Recorde-se que no 4T07, os esforços desenvolvidos no sentido de aumentar os níveis de eficiência possibilitaram uma antecipação do PAE, o que se traduziu num total de 512 reformas e pré-reformas acordadas, na sua grande maioria no 4T07. Destas, 228 reformas tornaram-se efectivas em 2007 e as remanescentes 284 tornar-se-ão efectivas em 2008 (algumas no 1T08). Os custos com benefícios sociais aumentaram 6,7% no período, reflectindo um aumento nos prémios para pensão e nas provisões para actos médicos.

• Como já referido, a redução no número de empregados foi essencialmente conseguida através do PAE. Esforços recorrentes possibilitaram uma melhoria dos rácios de eficiência – Clientes/Empregado melhorou 9,0% para 1,271 – reduzindo-se o "gap" para as melhores práticas da Península Ibérica.

⁽¹⁾ O EBITDA normalizado (excluindo desvios e défices tarifários e ajustamentos tarifários t-2 e t-1): €130,9M no 1T08 vs. €139,1M no 1T07

⁽²⁾ Recuperação de défice tarifário

Distribuição Espanha



Consumidores de Electricidade (milhares)	1T08	1T07	Δ 08/07
Comercialização Regulada	567	551	2,8%
Comercialização Mercado Liberalizado	53	55	-3,3%
Consumidores de Electricidade	620	606	2,3%

Electricidade Distribuída (GWh)	1T08	1T07	Δ 08/07
Alta Tensão	1.471	1.491	-1,3%
Média Tensão	302	305	-1,0%
Baixa Tensão	724	708	2,3%
Electricidade Distribuída	2.497	2.504	-0,3%
dos quais: de acesso	449	352	27,6%

Proveitos Reaulados (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Transporte	1,0	1,5	-31,3%
Distribuição	33,3	31,3	6,4%
Comercialização	2,0	1,9	2,8%
Proveitos Regulados	36,4	34,8	4,5%

Tempo de Interrupção Equivalente - HC Energia (min.)	1T08	1T07	Δ 08/07
Tempo de Interrupção Equivalente	19	29	-10

• No 1T08, o volume de electricidade distribuído nas Astúrias diminuiu em apenas 0,3% em termos homólogos, para 2,5TWh, devido essencialmente a uma redução de 1,3% do consumo no segmento de AT.

• A margem bruta da actividade de distribuição em Espanha aumentou 10,8%, para €38,6M no 1T08, reflectindo: a) um aumento de 4,5% na remuneração reconhecida nas tarifas de 2008 para as actividades reguladas da HC Distribuição, para as quais foi fixado um aumento tarifário de 3,3% (as receitas das actividades reguladas do sistema aumentaram 5,2% para €1,000M no 1T08); e b) um aumento de €1,7M nas prestações de serviços.

• Os custos operacionais aumentaram 28,3% em termos homólogos (ou €3,9M), para 17,8M no 1T08:

a) Os fornecimentos e serviços aumentaram €1,8M devido essencialmente a um aumento dos custos com back-office e das despesas em publicidade e marketing;

b) Os custos com pessoal e com benefícios sociais aumentaram €0,6M reflectindo o aumento salarial em 2008 e a contabilização no 1T08 de €0,3M de custos decorrentes de ajustamento salarial à diferença registada entre a taxa de inflação real e a prevista – tal como estabelecido no acordo salarial em vigor na HC Energia;

c) Os outros proveitos operacionais diminuíram €1,5M devido essencialmente à contabilização no 1T07 de um proveito de €1,3M relacionado com a anulação de uma provisão criada para dívidas de cobrança duvidosa.

DR Operacional (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Margem Bruta	38,6	34,8	10,8%
Margem Bruta / Proveitos	100%	98,7%	1,4 pp
FSEs	14,3	12,4	14,8%
Custos Pessoal	7,0	6,5	8,2%
Custos Benefícios sociais	0,3	0,2	14,0%
Outros custos (proveitos) operacionais	(3,8)	(5,3)	28,7%
Custos Operacionais	17,8	13,8	28,3%
EBITDA	20,9	21,0	-0,7%
EBITDA / Proveitos	54,1%	59,5%	-5,4 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	-	-
Amortizações do exercício	6,8	6,6	3,8%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,7)	(0,6)	-22,8%
EBIT	14,7	15,0	-2,2%
EBIT / Proveitos	38,1%	42,6%	-4,5 pp

Número de Empreadados	1T08	1T07	Δ 08/07
Número de empregados	396	394	2
Empregados/TWh⁽¹⁾	39,6	39,3	0,8%
Clientes/Empregado	1.566	1.539	1,7%

• O EBITDA permaneceu estável nos €21M no 1T08. De notar que os esforços desenvolvidos no sentido de melhorar os níveis de eficiência traduziram-se na melhoria de alguns rácios de referência como por exemplo o de Clientes/Empregado, que melhorou em 1,7% no período, permitindo um acompanhamento das melhores práticas da Península Ibérica.

• No 1T08, as tarifas a clientes finais não foram suficientes para cobrir os custos com a compra de electricidade, o que se reflectiu num défice tarifário de €32M na HC energia (contabilizado como activo a receber no balanço da nossa actividade de geração em Espanha), comparado com um défice de €53M em 2007. Recorde-se que no 4T07, o governo espanhol não conseguiu concluir uma primeira tentativa para securitização de €1,5 mil milhões relativos ao défice do ano 2007. Está agendada uma nova tentativa de securitização do défice para Jun-08. O Valor total compreende €1,5 mil milhões relativos ao défice de 2007 e €1,2 mil milhões adicionais relativos ao défice de 2008. Relativamente ao défice tarifário de 2006, embora seja ainda desconhecido o valor final a ser recuperado, um valor provisional está a ser recuperado através das tarifas, por um período de 15 anos a contar de 2007. Para 2008, foi definido um aumento para a tarifa média de electricidade em Espanha de 3,3%, com base num pressuposto de aumento do consumo de electricidade em 4,2% e num preço médio de compra da electricidade em mercado de €53,7/MWh (excluindo serviços dos sistema).

⁽¹⁾ Anualizado

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total		
	1Q08	1Q07	Δ 08/07	1Q08	1Q07	Δ 08/07	1Q08	1Q07	Δ 08/07
Margem Bruta	16,3	15,9	3,0%	42,0	40,7	3,2%	58,3	56,5	3,1%
FSEs	2,7	2,1	29,1%	5,0	6,0	-17,4%	7,7	8,1	-5,5%
Custos Pessoal	1,5	1,3	19,3%	5,0	4,4	13,5%	6,5	5,7	14,8%
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	102,0%	0,1	0,1	17,5%	0,1	0,1	26,6%
Outros custos (proveitos) operac.	(0,4)	0,6	-	-1,6	1,4	-	(2,1)	2,0	-
Custos Operacionais	3,8	3,9	-4,4%	8,5	11,9	-28,9%	12,3	15,9	-22,8%
OPEX / Margem Bruta	23,1%	24,8%	-1,8 pp	20,2%	29,4%	-9,1 pp	21,0%	28,1%	-7,1 pp
EBITDA	12,6	11,9	5,5%	33,5	28,7	16,5%	46,0	40,7	13,3%
EBITDA / Margem Bruta	76,9%	75,2%	1,8 pp	79,8%	70,6%	9,1 pp	79,0%	71,9%	7,1 pp
Provisões para riscos e encargos	-	0,1	-	0,0	-	-	0,0	0,1	-95,2%
Amortizações do exercício	3,3	2,0	64,7%	8,2	7,9	3,5%	11,5	9,9	16,0%
Compensação amort. activos sub	(0,4)	(0,3)	5,7%	(0,5)	(0,4)	25,3%	(0,8)	(0,7)	16,0%
EBIT	9,6	10,2	(0,1)	25,8	21,2	0,2	35,4	31,4	12,7%
EBIT / Margem Bruta	58,8%	64,1%	-5,4 pp	61,5%	52,2%	9,3 pp	60,7%	55,6%	5,2 pp

Actividade Regulada	1Q08	1Q07	% Δ	Abs. Δ
Número Clientes (mil)	855,1	815,4	4,9%	+40
Portugal	184,3	167,6	9,9%	+17
Espanha	670,9	647,8	3,6%	+23
Clientes Finais	176,6	315,0	-43,9%	-138
Clientes acesso	494,3	332,8	48,5%	+162
Volume de Gás (GWh)	7.125	7.071	0,8%	+54
Portugal	793	780	1,6%	+13
Espanha	6.332	6.290	0,7%	+42
Clientes Finais	949	2.377	-60,1%	-1.428
Clientes acesso	5.383	3.914	37,6%	+1.470
Receitas reguladas (€ m)	54,8	55,0	-0,5%	-0,3
Portugal	16,3	15,9	3,0%	+0,5
Espanha	38,4	39,1	-1,9%	-0,7
Transporte	4,0	4,2	-4,6%	-0,2
Distribuição	31,8	30,7	3,6%	+1,1
Comercialização Regulada	2,5	4,2	-39,5%	-1,7
Rede (Km)	8.521	8.109	5,1%	+413
Portugal - Distribuição	3.001	2.827	6,2%	+174
Espanha - Distribuição	5.213	4.975	4,8%	+239
Espanha - Transporte	307	307	0,0%	-0

A actividade da EDP no negócio de gás regulado inclui a EDP Gás Distribuição (ex-Portgás), empresa de distribuição com contrato de concessão, a EDP Gás Serviço Universal (72% detidas 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 apresentou um crescimento homólogo do EBITDA de 13,3%, para os €46,0M, reflectindo o aumento de 4,9% no número de pontos de abastecimento para os 855.100 clientes (+40.000 clientes contratados), um aumento da extensão da rede em 5,1% para 8.521 Kms e um aumento do gás distribuído em 0,8%.

Em Espanha, as receitas reguladas diminuíram, relativamente ao 1T07, 1,9% para €38,4M devido aos seguintes factores:

- **As receitas reguladas da distribuição de gás** cresceram 3,6% para €31,8M reflectindo um crescimento homólogo de 3,6% nos pontos de abastecimento para 670.900 clientes (+23.000 clientes contratados) e um crescimento homólogo de 4,8% na extensão da rede de distribuição de gás para 5.213 kms. O volume de gás distribuído aumentou 0,7% em relação a igual período do ano anterior, tendo a procura convencional de gás no mercado espanhol crescido 1,2%.
- **As receitas reguladas do transporte** diminuíram 4,6% para €4,0M, penalizadas pela inclusão no 1T07 dum impacto positivo não recorrente relacionado com o reconhecimento do efeito retroactivo desde 2004 da Septentrional Gás como rede primária (€0,3M). No 1T08, verificou-se a entrada em funcionamento do gasoduto para Soto de Ribera (€0,1M). Note-se que não considerando estes dois factores as receitas reguladas de transporte de gás apresentam um comportamento estável (€3,9M), o que está em linha com a da extensão da nossa rede.
- **As receitas reguladas da comercialização** caíram 39,5% em relação a período homólogo para €2,5M. De salientar, que se espera que o sistema de comercialização à tarifa de gás regulado termine em Jun-08. No entanto, esta medida não deverá ter grande impacto nos resultados da Naturgás, dado que mais de 74% dos pontos de abastecimento são clientes de acesso. Adicionalmente, a Naturgás 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 3,0% em relação ao período homólogo para €16,3M, reflectindo um aumento de 9,9% no número de pontos de abastecimento para 184.300, um aumento de 1,6% do volume de gás distribuído e um crescimento de 6,2% da extensão da nossa rede para 3,001 kms. A nossa estratégia de aumento das taxas de penetração e dos rácios de eficiência está a produzir resultados com uma captação superior ao ano anterior e uma melhoria do rácio cliente/Kms de 59 para 61 em relação a igual período do ano transacto.

Em Abr-08, a EDP Gás assinou um novo acordo para a concessão para a distribuição regional de gás natural, com a duração de 40 anos e com início em 1 Janeiro de 2008. Este novo acordo de concessão assegura a manutenção do equilíbrio económico e financeiro da concessão. Um novo período regulatório para a actividade de distribuição de gás irá começar em Jul-08 e os seus pressupostos regulatórios foram anunciados pelo regulador (ERSE) em Abr-08, sendo que os principais dados apresentados foram: a fixação de 9% da remuneração dos activos e a reavaliação da base de activos regulados em cada ciclo regulatório das actividades de distribuição.

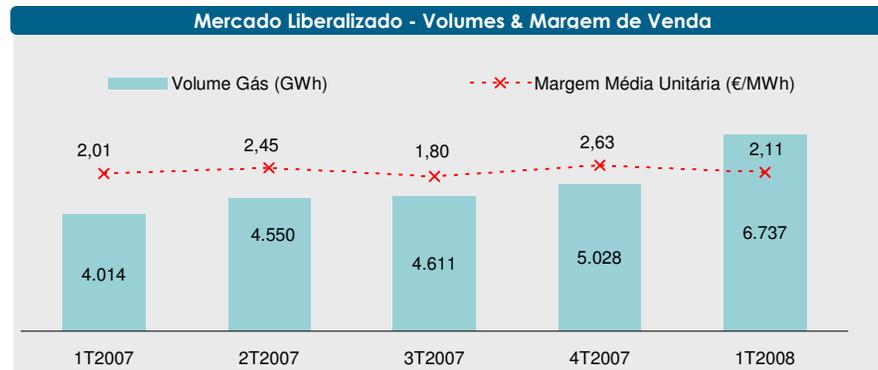
Os fornecimentos e serviços externos, custos com pessoal e custos com benefícios sociais aumentaram 5,2% em linha com o crescimento da actividade regulada de gás. Apesar disso, os custos operacionais diminuíram 22,8%, devido a uma receita operacional não recorrente relacionada com a venda de uma loja em Espanha (+€2,4M).

Gás - Actividade Liberalizada



DR Operacional (€ M)	1T08	1T07	Δ 08/07
Margem Bruta	21,0	17,1	22,7%
FSEs	4,6	2,6	77,8%
Custos Pessoal	0,9	0,5	59,5%
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	-2,0%
Outros custos (proveitos) operacionais	2,4	2,0	15,2%
Custos Operacionais	7,8	5,2	50,9%
OPEX / Margem Bruta	37,2%	30,3%	7,0 pp
EBITDA	13,2	11,9	10,4%
EBITDA / Margem Bruta	62,8%	69,7%	-7,0 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	-	-
Amortizações do exercício	0,1	0,1	-25,3%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	13,0	11,8	10,3%
EBIT / Margem Bruta	62,0%	68,9%	-6,9 pp

Actividade Comercialização Liberalizada	1T08	1T07	Δ 08/07
Número clientes (mil)	439,0	283,2	55,0%
Fornecimento de Gás (GWh)	6.737	4.014	67,8%
Industrial	5.312	3.151	68,6%
Residencial/Comercial	1.425	863	65,1%
Margem Bruta Unitária (€ / MWh)	2,11	2,01	5,2%



A nossa actividade de gás liberalizado inclui o negócio de comercialização de gás (através da Naturgas e da HC Energia em Espanha e da EDP Gás.Com em Portugal) e a actividade de fornecimento grossista de gás. O EBITDA da actividade liberalizada de gás cresceu 10,4% em termos homólogos.

O **fornecimento de gás para a actividade liberalizada** é actualmente suportada num portfolio de longo prazo que totalizam 4,8bcm/ano e decompõe-se: (1) em 4 contratos já em velocidade cruzeiro em termos de entregas (1bcm/ano com Trinidad & Tobago, actualmente swapped com a Gas Natural, 0,5bcm/ano com a ENI, 1,2bcm/ano com a Galp e 0,5bcm/ano com a Gas Natural); (2) um novo contrato de 1,6bcm/ano com a Sonatrach, assinado em 2007, com entregas a iniciar em Abr-08, as quais se espera que atinjam velocidade cruzeiro em 2010. Este portfólio de contratos de sourcing de gás é gerido de forma integrada tendo em consideração as necessidades de gás do nosso parque actual de 2.000 MW de CCGTS, os 1.200MW de CCGTs em construção em Espanha e a actividade de venda de gás de retalho em Espanha. O aumento de 68% de volume de gás fornecido no 1T08 está relacionado com a gestão integrada dos contratos existentes e a entrega programada dos primeiros volumes de gás pela Sonatrach em 2T08.

O volume de gás vendido a **clientes de retalho do mercado liberalizado** cresceu 68% em relação a igual período do ano anterior contra um aumento de 13,5% da procura convencional de gás no mercado Espanhol de liberalizado de gás. Esta taxa de crescimento claramente acima da média do mercado foi semelhante no segmento industrial, com o fecho de novos contratos com alguns clientes de grande dimensão, e no segmento residencial, onde se verificou um aumento de 55% no número de clientes. É de realçar que as tarifas da comercialização regulada de gás deverão terminar em Espanha em Jun-08, e este facto tem sido um factor relevante para a passagem massiva de clientes do sistema de tarifas regulado para o mercado liberalizado. Este aumento de quota de mercado, quer em termos de volumes, quer em termos de número de clientes reflecte o competitivo portfólio de fornecimento de gás bem como as fortes capacidades comerciais da nossa plataforma Naturgas/HC Energia em Espanha.

A nossa **margem bruta média por MWh vendido**, na comercialização de gás, aumentou 5,2% em relação ao período homólogo (para €2,11/MWh) estando ligeiramente abaixo dos €2,23/MWh médios em 2007. O aumento dos custos operacionais está relacionado com o reforço da plataforma comercial em Espanha, nomeadamente através de custos de marketing mais elevados e do aumento da equipa comercial.



RS Milhões

€ Milhões

DR Operacional RS Milhões	Distribuição			Produção			Comercialização			Consolidado			Consolidado		
	1T08	1T07	Δ 08/07	1T08	1T07	Δ 08/07	1T08	1T07	Δ 08/07	1T08	1T07	Δ 08/07	1T08	1T07	Δ 08/07
Proveitos Operacionais	1.022,6	1.234,3	-17,2%	221,0	137,6	60,6%	210,9	132,7	58,9%	1.272,3	1.349,5	-5,7%	485,4	488,5	-0,6%
Custos Directos da Act.	609,6	659,3	-7,5%	25,9	14,9	74,0%	187,1	120,0	55,9%	640,3	639,8	0,1%	244,3	231,6	5,5%
Margem Bruta	413,0	575,0	-28,2%	195,1	122,8	58,9%	23,8	12,7	88,1%	632,0	709,8	-11,0%	241,1	256,9	-6,2%
Margem Bruta/Proveitos	40,4%	46,6%	-6,2p,p	88,3%	89,2%	-0,9p,p	11,3%	9,5%	1,8p,p	49,7%	52,6%	-2,9p,p	49,7%	52,6%	-2,9p,p
Forn. e serviços externos	85,2	73,1	16,7%	8,0	12,9	-37,8%	1,2	1,1	14,2%	100,9	90,2	11,9%	38,5	32,6	17,9%
Custos c/ pessoal e ben. sociais	63,8	58,0	10,0%	6,0	5,8	3,5%	1,5	1,6	-7,0%	75,7	69,9	8,3%	28,9	25,3	14,1%
Outros custos(prov.) operac.	25,5	96,3	-73,5%	4,6	8,9	-48,4%	3,5	3,3	-	34,3	110,1	-68,9%	13,1	39,8	-67,2%
Custos Operacionais	174,6	227,4	-23,2%	18,6	27,6	-32,5%	6,2	6,0	3,4%	210,8	270,1	-21,9%	80,4	97,8	-17,7%
EBITDA	238,4	347,6	-31,4%	176,5	95,2	85,4%	17,6	6,7	164,6%	421,2	439,7	-4,2%	160,7	159,2	1,0%
EBITDA/Proveitos	23,3%	28,2%	-4,8p,p	79,9%	69,2%	10,7p,p	8,3%	5,0%	3,3p,p	33,1%	32,6%	0,5p,p	33,1%	32,6%	0,5p,p
Prov. para riscos e encargos	11,0	12,9	-14,7%	0,4	-	-	-	-	-	11,3	12,9	-11,9%	4,3	4,7	-7,1%
Amortizações	61,0	54,6	11,7%	19,8	16,3	21,5%	0,1	0,1	-8,5%	84,9	74,8	13,6%	32,4	27,1	19,7%
Comp. amort. activos subsid.	(6,2)	(5,6)	-11,8%	0,0	-	-	-	-	-	(6,2)	(5,6)	-11,8%	(2,4)	(2,0)	-17,9%
EBIT	172,7	285,6	-39,6%	156,3	78,9	98,2%	17,5	6,6	166,7%	331,1	357,6	-7,4%	126,3	129,4	-2,4%
EBIT/Proveitos	16,9%	23,1%	-6,3p,p	70,8%	57,3%	13,4p,p	8,3%	5,0%	3,4p,p	26,0%	26,5%	-0,5p,p	26,0%	26,5%	-0,5p,p
Número de Empregados	2.729	2.918	-189	231	240	-9	15	14	+1	3.035	3.222	-187			

Variações no EBITDA



As actividades da EDP no Brasil, através da Energias do Brasil (detida em 64,6% pela EDP) foram afectadas negativamente pela redução no montante de receitas regulatórias recuperados no 1T08 bem como pelo impacto negativo das revisões tarifárias para o novo período regulatório. Este efeito foi parcialmente compensado por ganhos sazonais no negócio da produção. No 1T08 a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA beneficiou da apreciação de 5,4% do Real contra o Euro, implícito na taxa média de BRL/Euro de 2,76 em 1T07 e 2,62 em 1T08 (+€8M de impacto ao nível do EBITDA).

No 1T08, o EBITDA da Energias do Brasil em moeda local diminuiu 4,2% para R\$421,4M. O EBITDA da actividade de produção aumentou 85,4% em relação a igual período do ano anterior com o impacto do aumento não recorrente das vendas da Enerpeixe no 1T08, associado aos preços mais elevados do mercado residual e ao aumento da capacidade instalada devido à entrada em operação da PCH São João (+25MW). Na distribuição, o EBITDA diminuiu 31,4% motivado essencialmente por: i) impacto das revisões tarifárias verificado nas empresas de distribuição (ver tabela em anexo), ii) custos de aquisição de energia superiores aos assumidos pelo regulador na composição da tarifa e iii) pela diminuição de recebimento de activos regulatórios acumulados em anos anteriores, o que foi parcialmente compensado pelo iv) crescimento da procura. Excluindo desvios tarifários não recorrentes o EBITDA normalizado da distribuição teria diminuído 10,1% de R\$318,5M para R\$286,5M. O EBITDA da comercialização liberalizada aumentou devido a um crescimento no volume vendido e ao um aumento dos preços do mercado residual de electricidade.

Os custos operacionais da Energias do Brasil diminuiram 21,9%. Excluindo itens não recorrentes (custos regulatórios que em 1Q07 foram compensados na linha das receitas ao nível da margem bruta), os custos operacionais cresceram 5,6%:

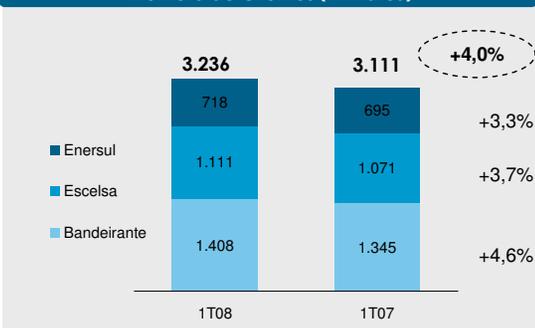
- o aumento dos fornecimentos e serviços externos em 11,9% devido a: i) aumento dos custos com conservação e manutenção das redes das distribuidoras, resultantes do crescimento de carga com a expansão do mercado e ii) de programas de eficiência operacional, serviços de informática, call centers e atendimento a clientes e iii) custos com consultoria;
- o aumento de 8,3% dos custos com pessoal, reflectindo o aumento médio salarial, um novo plano de saúde iniciado no 2T07 e uma diminuição dos custos capitalizados devido a uma mudança no critério de capitalização utilizado pelo regulador em Abr-07.
- uma diminuição de 68,9% em "Outros custos operacionais" explicado por: i) custos regulatórios não recorrentes que no 1T07 foram compensados na linha das receitas ao nível da margem bruta e ii) diminuição de provisões de clientes de cobrança duvidosa. Excluindo os custos não recorrentes registados no 1T07, os "Outros custos operacionais teriam diminuído 14,6%.

Brasil: Distribuição



Atividade Distribuição	Bandeirante			Escelsa			Enersul			Distribuição		
	1T08	1T07	Δ 08/07									
GWh												
Clientes finais	2.050	1.952	5,0%	1.294	1.219	6,1%	715	716	-0,1%	4.059	3.887	4,4%
Clientes acesso	1.264	1.262	0,2%	848	886	-4,2%	115	108	6,8%	2.228	2.255	-1,2%
Electricidade Distribuída	3.314	3.214	3,1%	2.142	2.105	1,8%	830	823	0,8%	6.286	6.143	2,3%
Perdas/TIEPI												
TIEPI (Horas)	10,6	7,6	39,2%	12,3	7,9	55,0%	12,5	13,4	-6,3%			
Perdas Técnicas	5,17%	5,01%	0,03 pp	8,05%	7,55%	0,07 pp	14,33%	13,88%	0,03 pp	6,97%	7,15%	-0,03 pp
Perdas Comerciais	5,51%	5,67%	-0,03 pp	5,58%	5,35%	0,04 pp	8,49%	7,58%	0,12 pp	6,49%	5,84%	0,11 pp
Total Electricity Losses	10,68%	10,68%	0,00 pp	13,64%	12,90%	0,06 pp	22,82%	21,46%	0,06 pp	13,46%	12,99%	0,04 pp
R\$ million												
Margem Bruta IFRS	129	244	-47,4%	148	192	-22,8%	136	139	-1,7%	413	575	-28,2%
Perdas Racionam. e Parcela A	11	(18)	-	7	(14)	-	2	(10)	-	20	(43)	-
Ajust. das revisões tarifárias	-	(4)	-	-	(4)	-	(17)	(15)	-9,3%	(17)	(23)	28,3%
Desv. tarifários em recuperação	(25)	(16)	-56,4%	(19)	(17)	-13,7%	(15)	(3)	-329,1%	(59)	(36)	-62,4%
Desv. tarifários em constituição	31	(20)	-	2	(9)	-	14	(1)	-	48	(29)	-
Outros	3	(6)	-	(12)	(0)	-5976,4%	(6)	(7)	14,4%	(14)	(13)	-10,7%
Margem Bruta Brasil GAAP	149	181	-17,7%	126	148	-14,6%	116	102	13,2%	391	431	-9,3%
Activos Regulatórios	72	165	-56,1%	144	189	-23,7%	-58	188	-	158	542	-70,8%

Número de Clientes (Milhares)



PERFORMANCE DA MARGEM BRUTA DA DISTRIBUIÇÃO:

A margem bruta das distribuidoras da Energias do Brasil no 1T08 diminuiu 28,2%, penalizada por: (1) custos de aquisição de energia superiores aos considerados no cálculo das tarifas (diferença a recuperar nas próximas revisões tarifárias), (2) revisão tarifária verificada nas nossas distribuidoras relativamente ao período homólogo e; (3) redução de valores recebidos por conta de activos regulatórios acumulados em anos anteriores. Estes efeitos foram parcialmente compensados por um crescimento homólogo de 2,3% dos volumes de electricidade distribuída. Numa base normalizada, a margem bruta diminuiu 9,3% em relação a igual período do ano anterior.

- Crescimento Sustentado na margem bruta da actividade de distribuição:** O volume de energia distribuída pela Energias do Brasil aumentou 2,3% relativamente ao período homólogo, suportado por um aumento no número de clientes (4,0%), um aumento do consumo per capita e um forte crescimento económico nomeadamente nas regiões da Bandeirante e da Escelsa.
- Revisão Tarifária:** O novo período regulatório para todas as empresas de distribuição determinou uma redução das tarifas (ver tabela).
- Desvio Tarifário Negativo:** A margem bruta da distribuição no 1T08 inclui R\$48M devido a aquisições de energia acima do preço definido pelo regulador na composição da tarifa. De assinalar que no 1T07, a margem bruta da distribuição registou um desvio tarifário positivo de R\$29M. Este efeito não recorrente na margem bruta irá ser devolvido ao sistema através da definição das tarifas nos próximos processos de reajuste tarifário.
- Recuperação através das tarifas dos activos regulatórios acumulados no passado:** Os valores devidos pelo sistema, que tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta da empresa e que a actividade de distribuição está agora a recuperar através das tarifas, diminuíram 46% relativamente ao período homólogo de R\$153m para R\$83m. No 1T08, a actividade de distribuição detinha um total de activos regulatórios, de R\$ 158M, 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.

Últimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos

	Bandeirante	Escelsa	Enersul
	Out-07	Ago-07	Abr-08
	Revisão	Revisão	Revisão
Parcela A	-5,87%	-4,88%	4,10%
Parcela B	-2,35%	-1,73%	-9,65%
Índice Reajust.	-8,22%	-6,61%	-5,55%
Custos Passados	-3,67%	-2,70%	-2,08%
Outros	-0,58%	-0,31%	0,45%
Ítems Financ.	-4,25%	-3,01%	-1,63%

Índice Total -12,47% -9,62% -7,18%

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

ACTUALIZAÇÃO REGULATÓRIA:

Novos períodos regulatórios de 4 anos, 3 anos e 5 anos tiveram início para a Bandeirante em Oct-07, para a Escelsa em Ago-07 e para a Enersul em Abr-08 respectivamente. O regulador brasileiro, ANEEL, fixou uma remuneração dos activos depois de impostos de 9,95% 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.

Brasil: Produção & Comercialização



Produção

Capacidade Hídrica Instalada (MW)

	1T08	1T07	Δ 08/07
Lajeado (27.65%)	250	250	-
Peixe Angical	452	452	-
Energest (13 Centrais Hídricas)	342	317	+25

Total **1.044** **1.018** **+25**

Electricidade Produzida (GWh)

	1T08	1T07	Δ 08/07
Lajeado (27.65%)	375	307	22,2%
Enerpeixe	664	680	-2,3%
Energest (13 Centrais Hídricas)	454	482	-5,8%

Total **1.493** **1.469** **1,7%**

Electricidade Vendida (GWh)

	1T08	1T07	Δ 08/07
Lajeado (27.65%)	284	278	2,1%
Enerpeixe	693	590	17,5%
Energest (13 Centrais Hídricas)	561	485	15,8%

Total **1.538** **1.352** **13,7%**

Margem Bruta (R\$ Milhões)

	1T08	1T07	Δ 08/07
Lajeado (27.65%)	21,2	22,7	-6,6%
Enerpeixe	109,9	65,4	68,0%
Energest (13 Centrais Hídricas)	63,9	34,6	84,7%

Total **195,1** **122,8** **0,6**

Preço Médio de Venda (R\$/MWh)

	1T08	1T07	Δ 08/07
Lajeado	93,4	85,8	8,9%
Peixe Angical	132,0	125,6	5,1%
Energest (13 Centrais Hídricas)	117,7	81,1	45,2%

Total **119,7** **101,5** **17,9%**

Trading & Comercialização

Dados Operacionais e Financeiros

	1T08	1T07	Δ 08/07
Número de Clientes	94	73	28,8%
Vendas Electricidade (GWh)	1.789	1.707	4,8%
Margem Bruta / GWh	13,3	7,4	79,5%

CAPACIDADE EM OPERAÇÃO:

No 1T08, a Energias do Brasil detinha uma capacidade instalada de 1.044MW, o que representa um aumento de 25MW em relação a Mar-07, justificado pelo início da mini-hídrica de S. João (25 MW) durante o 2T07. O aumento dos volumes vendidos é explicado pelo aumento sazonal das vendas de electricidade da Enerpeixe no 1T08 associado ao aumento dos preços no mercado residual durante o mesmo período. Note-se que este impacto será parcialmente revertido nos próximos trimestres.

CAPACIDADE EM DESENVOLVIMENTO:

Em Fevereiro de 2008, a Energias do Brasil criou uma nova unidade de negócio, a Enernova (EDP Renováveis 55%; Energias do Brasil 45%), a qual detém os investimentos da empresa em energias renováveis na América do Sul. A nova unidade de negócio integrará os projectos presentemente detidos pela Energest (30 novas mini-hídricas com um total de capacidade instalada potencial de 581MW nos estados de Goiás, Minas Gerais, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul – 6 destes projectos com uma capacidade de 116MW foram já apresentados ao regulador) e os estudos eólicos em desenvolvimento com uma capacidade instalada potencial de 500MW, depois de garantidas todas as devidas aprovações regulatórias e de crédito.

Em Março de 2008, a Energias do Brasil adquiriu os direitos de construção para uma CCGT (UTE Resende) com 500MW de capacidade, no estado de Rio de Janeiro, aumentando o portfólio de projectos de CCGTs para 1.000 MW. Em Abril 2008, a Energias do Brasil assinou um acordo com a Petrobras para o fornecimento de gás natural para as CCGTs UTE Resende e UTE Norte Capixaba. Contudo, a venda da energia a ser produzida pelos dois projectos CCGT dependerá dos termos comerciais e financeiros acordados em leilão.

Em 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 e de 5MW da central de Rio Bonito. 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 com uma capacidade instalada total de 1.439MW.

Os volumes de electricidade vendidos a clientes liberalizados apresentaram um crescimento homólogo de 4,8% reflectindo os esforços em captar clientes das subsidiárias de distribuição da Energias do Brasil, que estão a mudar do mercado regulado para o mercado livre, e o aumento da procura no mercado liberalizado (+28,8% clientes).

No conjunto, o aumento dos volumes vendidos aliado a um aumento da margem e um aumento no preço da electricidade no mercado à vista (aumento médio de 52,0%) conduziram a um aumento da margem bruta da Enertrade de 88,1%.



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1Q08 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Horizon	Distribuição na Ibérica	Gás na Ibérica	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	981,0	296,8	104,4	31,5	1.529,9	0,2	483,0	(274,1)	3.152,7
Vendas de Gás	-	-	-	-	-	337,0	-	(1,1)	336,0
Outras Vendas	10,4	0,1	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	5,8	17,2
Prestação de Serviços	8,6	14,6	0,4	0,0	18,0	4,7	2,4	(23,0)	25,7
Proveitos Operacionais	1.000,0	311,4	104,8	31,5	1.548,8	342,0	485,4	(292,3)	3.531,6
Electricidade	301,5	285,8	0,0	0,1	1.159,6	0,0	242,1	(295,1)	1.694,0
Gás	-	1,8	-	-	-	253,4	-	(36,6)	218,6
Combustíveis	304,2	1,5	0,1	-	-	12,7	-	33,3	351,7
Materiais Diversos e Mercadorias	5,8	0,7	(0,0)	-	2,7	(3,3)	2,2	0,9	8,9
Custos Directos da Actividade	611,4	289,8	0,1	0,1	1.162,3	262,8	244,3	(297,5)	2.273,2
Margem Bruta	388,5	21,7	104,7	31,4	386,5	79,2	241,1	5,2	1.258,3
Margem Bruta/Proveitos	38,9%	7,0%	99,9%	99,7%	25,0%	23,2%	49,7%	-1,8%	35,6%
Fornecimentos e serviços externos	35,2	11,9	10,9	7,8	81,2	12,1	38,5	(27,0)	170,6
Custos com pessoal	29,5	2,9	1,0	3,9	51,7	7,4	24,2	27,9	148,5
Custos com benefícios sociais	6,1	0,1	0,0	0,2	24,4	0,1	4,6	(6,4)	29,1
Rendas de concessão	1,0	-	1,1	-	57,0	-	-	-	59,1
Outros Custos/(Proveitos)	17,1	(5,4)	2,1	(15,9)	(9,9)	0,4	13,1	41,0	42,3
Custos Operacionais	89,0	9,4	15,0	(4,0)	204,4	20,0	80,4	35,4	449,6
EBITDA	299,6	12,2	89,6	35,4	182,0	59,2	160,7	(30,2)	808,7
EBITDA/Proveitos	30,0%	3,9%	85,6%	112,4%	11,8%	17,3%	33,1%	10,3%	22,9%
Provisões para riscos e encargos	0,0	0,9	0,0	0,0	0,5	0,1	4,3	-5,6	0,3
Amortizações	90,8	0,6	27,3	18,6	91,2	11,6	32,4	20,5	293,1
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(1,0)	-	(0,2)	-	(22,1)	(0,8)	(2,4)	(0,1)	(26,6)
EBIT	209,7	10,7	62,5	16,8	112,3	48,4	126,3	(45,0)	541,8
EBIT/Proveitos	21,0%	3,4%	59,7%	53,4%	7,3%	14,2%	26,0%	15,4%	15,3%

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1Q07 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	634,6	209,3	63,4	1.228,2	26,5	453,4	(189,6)	2.425,8
Vendas de Gás	-	6,3	-	-	391,5	-	(7,0)	390,8
Outras Vendas	9,7	0,0	7,1	1,9	0,2	0,0	1,0	19,8
Prestação de Serviços	18,7	9,6	1,0	13,7	18,0	2,4	(28,5)	34,9
Proveitos Operacionais	663,1	225,2	71,5	1.243,7	436,2	455,7	(224,1)	2.871,3
Electricidade	61,6	212,3	0,0	865,4	26,3	201,8	(222,9)	1.144,5
Gás	-	4,5	-	-	327,1	-	(18,3)	313,3
Combustíveis	221,2	4,6	-	-	6,4	-	7,4	239,6
Materiais Diversos e Mercadorias	7,6	0,0	3,6	5,1	2,7	-	13,1	32,1
Custos Directos da Actividade	290,4	221,4	3,7	870,5	362,5	201,8	(220,8)	1.729,5
Margem Bruta	372,6	3,8	67,8	373,2	73,6	253,9	(3,3)	1.141,7
Margem Bruta/Proveitos	56,2%	1,7%	94,9%	30,0%	16,9%	55,7%	1,5%	39,8%
Fornecimentos e serviços externos	32,3	10,8	7,8	74,7	10,8	35,2	(16,3)	155,3
Custos com pessoal	29,4	2,7	3,8	55,5	6,2	21,2	25,3	144,1
Custos com benefícios sociais	4,9	0,1	0,0	19,0	0,1	4,0	-4,1	24,1
Rendas de concessão	1,0	0,0	-	52,0	-	-	2,0	55,0
Outros Custos/(Proveitos)	(2,6)	(4,7)	1,1	(1,7)	4,0	14,4	48,0	58,5
Custos Operacionais	65,0	8,9	12,7	199,5	21,2	74,9	54,8	436,9
EBITDA	307,6	(5,1)	55,1	173,8	52,5	179,0	(58,1)	704,8
EBITDA/Proveitos	46,4%	-2,3%	77,1%	14,0%	12,0%	39,3%	25,9%	24,5%
Provisões para riscos e encargos	5,3	(0,6)	(0,1)	3,8	0,1	4,7	1,1	14,3
Amortizações	80,8	1,8	22,5	90,0	10,1	25,0	24,4	254,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(1,0)	-	(0,1)	(21,6)	(0,7)	-	(2,1)	(25,4)
EBIT	222,5	(6,3)	32,7	101,6	43,1	149,3	(81,5)	461,4
EBIT/Proveitos	33,6%	-2,8%	45,8%	8,2%	9,9%	32,8%	36,4%	16,1%



Anexos

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade



Capacidade Instalada (MW)	1Q08	1Q07	Δ MW
Península Ibérica	13.598	12.615	982
CAE's (PPAs/CMECs)	6.987	7.164	-177
Hídrico	4.094	4.094	-
Fio de água	1.860	1.860	-
Albufeira	2.234	2.234	-
Carvão	1.180	1.192	-12
Sines	1.180	1.192	-12
Fuel	1.713	1.878	-165
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Tunes	-	165	-165
Regime Especial	2.098	1.540	558
Mini-Hídricas	79	69	10
Cogeração+Resíduos	231	231	-
Biomassa	11	11	-
Eólica	1.776	1.229	548
Portugal	424	319	105
Espanha	1.265	869	396
França	87	41	46
Produção Liberalizada de Electricidade	4.513	3.911	602
Hídrico	910	670	240
Portugal	484	244	240
Espanha	426	426	-
Carvão	1.460	1.523	-63
Aboño I	342	342	-
Aboño II	536	536	-
Soto Ribera II	-	63	-63
Soto Ribera III	236	236	-
Soto Ribera IV	346	346	-
CCGT	1.987	1.563	425
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-
Castejón I (1 grupo)	393	387	6
Castejón III (1 grupo)	418	-	418
Nuclear	156	156	-
Trillo	156	156	-
Brasil	1.044	1.018	25
Hídrico	1.044	1.018	25
EUA	1.321	-	1.321
Eólica	1.321	-	1.321
TOTAL	15.962	13.634	2.329

Produção de Electricidade (GWh)	1Q08	1Q07	Δ GWh
Península Ibérica	10.102	12.662	-2.560
CAE's (PPAs/CMECs)	3.401	6.676	-3.275
Hídrico	1.097	3.680	-2.583
Fio de água	622	2.254	-1.632
Albufeira	475	1.426	-951
Carvão	2.231	2.402	-171
Sines	2.231	2.402	-171
Fuel	73	594	-520
Setúbal	51	454	-402
Carregado	-3	99	-103
Barreiro	25	41	-16
Tunes	-	0	-0
Regime Especial	1.467	1.164	303
Mini-Hídricas	40	72	-32
Cogeração+Resíduos	346	304	43
Biomassa	8	10	-2
Eólica	1.072	778	294
Portugal	286	183	103
Espanha	730	576	154
França	56	18	38
Produção Liberalizada de Electricidade	5.234	4.823	412
Hídrico	267	467	-200
Portugal	128	148	-20
Espanha	139	319	-179
Carvão	1.783	2.619	-836
Aboño I	581	626	-46
Aboño II	969	1.046	-77
Soto Ribera II	-	-1	1
Soto Ribera III	238	347	-109
Soto Ribera IV	-4	600	-604
CCGT	2.866	1.403	1.463
Ribatejo (3 grupos)	2.089	1.103	986
Castejón I (1 grupo)	574	300	274
Castejón III (1 grupo)	203	-	203
Nuclear	318	333	-15
Trillo	318	333	-15
Brasil	1.493	1.469	25
Hídrico	1.493	1.469	25
USA	960	-	960
Wind	960	-	960
TOTAL	12.555	14.131	-1.576

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

Capacidade Eólica e Emissões de CO2



Parques Eólicos 1Q08	Capacidade Instalada		
	100%	% Detida ⁽¹⁾	EBITDA
PORTUGAL	424	419	424
Erenova	424	419	424
ESPAÑA	1.639	1.215	1.265
Genesa	1.008	703	752
Desa	431	383	381
Agrupación Eólica / Ceasa	200	129	133
TOTAL IBERIA	2.063	1.633	1.689
FRANÇA	87	87	87
NEO	30	30	30
Agrupación Eólica	57	57	57
TOTAL EUROPA	2.150	1.720	1.776
USA	1.556	1.339	1.321
Horizon ⁽²⁾	1.556	1.339	1.321
TOTAL EUROPA E EUA	3.706	3.060	3.097

Emissões CO2	Emissões CO2 (absoluto, MtCO2)		Específicas (tonelada/GWh)		Produção Bruta (GWh)	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
TOTAL PPA's/ CMECs	2.045	2.657			2.564	3.302
Carvão	1.934	2.148	0,82	0,84	2.372	2.544
Fuel Oil + Gás Natural	111	509	0,58	0,67	192	758
TOTAL PRODUÇÃO LIBERALIZADA	3.018	3.435			4.871	4.211
Carvão	2.129	2.921	1,11	1,05	1.912	2.773
CCGT	889	514	0,30	0,36	2.959	1.438
REGIME ESPECIAL	245	228	0,31	0,28	795	803
TOTAL PRODUÇÃO TÉRMICA	5.308	6.320	0,64	0,76	8.229	8.316
PRODUÇÃO LIVRE EMISSÕES CO₂					5.071	6.434
TOTAL PRODUÇÃO			0,40	0,43	13.301	14.750

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

(2) Dos quais 52 MW Brutos estão construídos, com comissionamento previsto para o2T08