Resultados
2008

Direcção de Relações com Investidores

Miguel Viana, Director
Sónia Pimpão
Elisabete Ferreira
Ricardo Farinha
Noélia Rocha

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, 5 de Março de 2009

Índice

Resultados 2008 - 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 -

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA - 10 -

Áreas de Negócio

- Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico - 12 -
- Produção e Comercialização na Península Ibérica - 13 -
- EDP Renováveis - 16 -
- 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 2008

Resultados Financeiros (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Margem Bruta	**4.897,2**	**4.553,9**	**7,5%**
Custos Operacionais	**1.742,2**	**1.925,6**	**-9,5%**
EBITDA	**3.154,9**	**2.628,3**	**20,0%**
EBIT	**1.930,9**	**1.560,3**	**23,7%**
Resultado Líquido	**1.091,9**	**907,3**	**20,3%**
Dívida Líquida	**13.889,5**	**11.692,2**	**18,8%**

Dados Operacionais	2008	2007	Δ 08/07
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	18.419	15.654	17,7%
Produção (GWh)	48.905	48.595	0,6%
Distribuição (GWh)	84.188	84.162	0,0%
Comercialização (GWh)	93.938	88.780	5,8%
Clientes (mil)	9.337	9.912	-575 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	23.381	22.791	2,6%
Comercialização (GWh)	28.957	25.286	14,5%
Clientes (mil)	829	792	+38 mil
Número de Empregados (Grupo)	12.245	13.097	-852

O **EBITDA consolidado** cresceu 20% (€527M) em 2008, para €3.155M, impulsionado por: (1) negócio eólico (+€224M), suportado por maior escala de operações; (2) negócio de distribuição (+€314M), ajudado por proveitos de actividades reguladas mais altos, em Espanha, maior eficiência de custos e menores custos não recorrentes; (3) solidez de resultados no negócio de produção e comercialização na P. Ibérica oferecida pelo perfil estável e de baixo risco dos CAE/CMECs (27% do EBITDA total). Mesmo assim, o crescimento de EBITDA foi penalizado pelo montante inferior de activos relacionados com actividades reguladas recuperado em 2008 no Brasil.

O **EBIT consolidado** cresceu 24% (+€371M) em 2008, com o crescimento do EBITDA a ser parcialmente compensado por um aumento das amortizações (+€175M). O aumento das amortizações teve origem na expansão de capacidade, em particular no negócio eólico, e na amortização acelerada/imparidade (€50M) dos direitos de concessão da Enersul (activo permutado por uma posição maioritária na central hídrica Lajeado).

Os **custos financeiros líquidos** subiram €397M em 2008, reflectindo sobretudo: (1) uma subida dos custos líquidos com juros (+34%) com base na dívida bruta média mais alta (+27%) e custo médio de dívida 5pb mais baixo (para c5.6%); (2) outros custos financeiros resultantes de perdas de imparidade (€288m) registada por força da imparidade redução do valor de mercado das posições detidas na Sonaecom (€67M), BCP (€200M) e na Ampla (€21M).

O **resultado líquido** cresceu 20% em 2008, para €1.092M, impulsionado por ganhos de capital num total de €482m, incluindo: (1) €405M resultante do efeito de diluição da posição da EDP na EDP Renováveis, (2) €49M de ganho na venda das posições detidas na Turbogás (40%) e Portugen (27%), (3) ganho de €17M obtido na venda 1,5% do capital da REN, no 1T08; e (4) ganho de €4,8M resultante da alienação de posição na Edinfor, no 1T08. O resultado líquido ajustado de items não recorrentes após impostos (ganhos de capital, custos relacionados com Enersul e perdas por imparidade) subiu 7% para €925M.

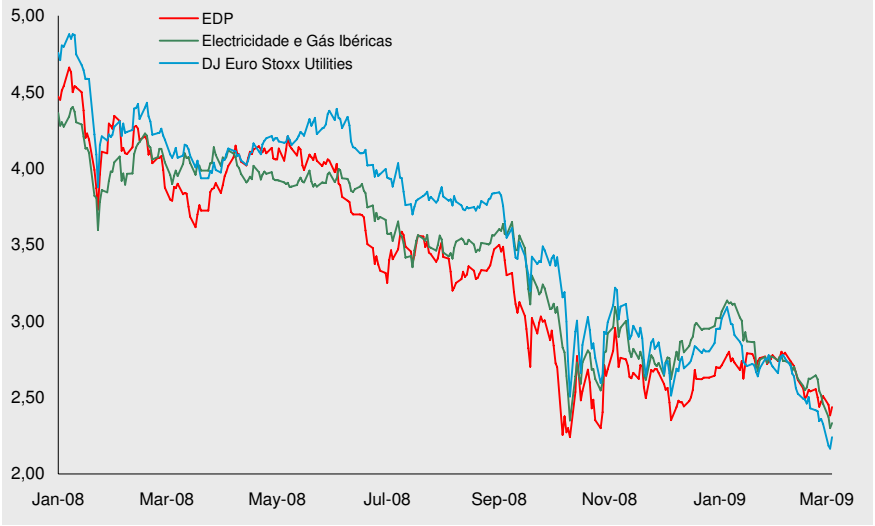
A **dívida líquida** no final de 2008 situava-se em €13,9 mil milhões, acima dos €11,7 mil milhões registados em 2007, reflectindo o aumento de desvios e défices tarifários (+1,2 mil milhões), o investimento operacional em expansão 1,5x mais alto (€2,8 mil milhões) e o pagamento de €759 milhões pela extensão de domínio hídrico. Estes impactos foram apenas parcialmente compensados pelo elevado nível de fluxos de caixa gerados e o IPO da EDP Renováveis.

Em 2008, o **investimento operacional** da EDP ascendeu a €3,6 mil milhões, 78% do qual foi canalizado para projectos de expansão. A acrescer à nova capacidade instalada em 2008 (+18% vs 2007), o Grupo tinha em construção, no final de 2008, 3,330MW, incluindo sobretudo capacidade eólica e hídrica (51% do total). Com vista a suprir as necessidades de financiamento dos MWs em construção, a EDP concluiu diversas operações em 2009: (1) emissão obrigacionista no valor de €1,000M, com maturidade de 5 anos; (2) €145M baseado num empréstimo a 15 anos, aprovado pelo BEI; (3) Em Dez-08, foi acordado o recebimento, pela EDP Renováveis, de USD265M proveniente de um novo acordo com parceiros institucionais (19% do total a receber em 2009); (4) linha de crédito concedida à Energias do Brasil pelo BNDES, no montante de R$900M (Dez-08); (5) Em Nov-08, uma emissão obrigacionista no valor de GBP325M, com taxa fixa a 15 anos.

No final de 2008, a EDP registava um **rácio de dívida líquida/EBITDA** de 4,4x. Excluindo desvios e défices tarifários, o rácio dívida líquida/EBITDA foi 3,8x. No final de Dez-08, o grupo EDP detinha uma posição de caixa e linhas de crédito disponíveis no montante de €2,3mil milhões.

Desempenho da EDP na Bolsa

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



EDP em Bolsa	YTD	52W	2007
	(04-03-2009)		
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	2,44	2,44	2,70
Max	2,88	4,22	4,76
Min	2,38	2,06	2,06
Média	2,67	3,23	3,52
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	625,6	7.504,9	9.864,4
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	13,9	28,8	37,7
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	234,6	2.325,4	2.800,9
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	5,2	8,9	10,7
Valor de Mercado da EDP			
Capitalização Bolsista (€ M)	8.911	-	9.854
"Enterprise Value" (€ M)	24.982	-	25.926

Principais Eventos EDP

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

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

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-29: EDP contrai empréstimo de €925M

Mai-14: EDP contrata com Acciona compra de até 782MW de turbinas eólicas em 2009-2011

Jun-02: EDP Renováveis fixa preço de subscrição do IPO em 8 euros por acção

Jul-03: Standard & Poor revê outlook da EDP de negativo para estável

Jul-17: EDP vence concurso para construção de centrais hidroeléctricas de Fridão e Alvito

Ago-01: EDP adjudica construção de nova CCGT em Espanha

Ago-29: Energia do Brasil acorda alienação de posição na empresa de telecomunicações ESC90

Set-11: Conclusão da operação de permuta de activos no Brasil

Out-17: EDP Renováveis entra no mercado romeno através da aquisição de 736MW de projectos eólicos

Out-22: ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da Bandeirante em 14,48%

Oct-28: EDP emite obrigações no montante de GBP325 000 000, a 15 anos a taxa fixa

Dez-03: BNDES aprova linha de crédito de R$ 900 milhões para investimentos da Energias do Brasil

Dez-16: ERSE divulga proposta de tarifas para a energia eléctrica em 2009 e parâmetros para o período 2009-11

Dez-29: EDP renováveis estabelece transacção com investidores institucionais para investimento em projectos eólicos de 2008 nos EUA

Fev-06: Fitch mantém rating de longo prazo da EDP em 'A-' atribuindo outlook estável

Fev-10: EDP emite obrigações no montante de EUR 1 000 M, a 5 anos

Demonstrações Financeiras Consolidadas

As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados Consolidada (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Vendas de electricidade	12.369,5	9.859,8	25,5%
Vendas de gás	1.226,9	-	-
Outras vendas	136,5	999,4	-86,3%
Prestação de serviços	161,2	151,7	6,3%
Proveitos Operacionais	**13.894,1**	**11.010,8**	**26,2%**
Electricidade	6.627,3	4.748,1	39,6%
Gás	823,2	-	-
Combustíveis	1.482,5	1.021,2	45,2%
Materiais diversos e mercadorias	63,9	687,6	-90,7%
Custos Directos da Actividade	**8.996,9**	**6.456,9**	**39,3%**
Margem Bruta	**4.897,2**	**4.553,9**	**7,5%**
Margem Bruta/Proveitos	35,2%	41,4%	-6,1 pp
Fornecimentos e serviços externos	735,8	684,2	7,5%
Custos com pessoal	573,7	577,0	-0,6%
Custos com benefícios sociais	161,2	289,4	-44,3%
Rendas de concessão	235,7	216,2	9,0%
Outros custos/(proveitos) operacionais	35,9	158,9	-77,4%
Custos Operacionais	**1.742,2**	**1.925,6**	**-9,5%**
EBITDA	**3.154,9**	**2.628,3**	**20,0%**
EBITDA/Proveitos	22,7%	23,9%	-1,2 pp
Provisões para riscos e encargos	32,1	42,1	-23,8%
Amortizações	1.305,6	1.130,9	15,5%
Compensação amort. activo subsidiado	(113,6)	(105,0)	-8,2%
EBIT	**1.930,9**	**1.560,3**	**23,7%**
EBIT/Proveitos	13,9%	14,2%	-0,3 pp
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	481,7	262,6	83,5%
Resultados financeiros	(942,7)	(545,8)	-72,7%
Ganhos/(Perdas) em associadas	34,7	23,7	46,3%
Resultados Antes de Impostos	**1.504,6**	**1.300,8**	**15,7%**
IRC e Impostos diferidos	283,8	280,8	1,1%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	(8,4)	-	-
Resultado Líquido do Exercício	1.212,3	1.019,9	18,9%
Accionistas da EDP	**1.091,9**	**907,3**	**20,3%**
Interesses Minoritários	120,5	112,7	6,9%

Activo (€ M)	2008	2007
Activos fixos tangíveis	21.126	18.756
Activos intangíveis	5.842	5.178
Investimentos financeiros	524	957
Impostos diferidos activos	540	687
Inventários	277	283
Clientes (líquido)	1.759	1.759
Outros Devedores (líquido)	4.845	2.993
Activos financeiros detidos para negociação	83	49
Caixa e equivalentes de caixa	714	865
Total do Activo	**35.709**	**31.527**

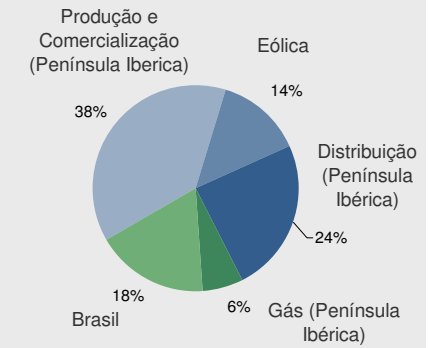
Capital Próprio (€ M)	2008	2007
Capital	3.657	3.657
Acções próprias e prémios de emissão de acções	375	436
Resultados e outras reservas	1.241	1.264
Resultado líquido atribuível aos accionistas da EDP	1.092	907
Interesses Minoritários	2.182	1.015
Total do Capital Próprio	**8.547**	**7.279**

Passivo (€M)	2008	2007
Empréstimos (médio e longo -prazo)	10.874	10.064
Empréstimos (curto-prazo)	3.812	2.542
Provisões para riscos e encargos	324	376
Conta de hidraulicidade	238	228
Impostos diferidos passivos	656	632
Credores e outros passivos (líquido)	11.258	10.406
Total do Passivo	**27.162**	**24.248**
Total Capital Próprio e Passivo	**35.709**	**31.527**

EBITDA Overview: EBITDA consolidado aumenta 20%

EBITDA (€ M)	2008	2007	Δ %	Δ Abs.	1T07	2T07	3T07	4T07	1T08	2T08	3T08	4T08
MERCADO IBÉRICO *	2.442,3	2.009,5	21,5%	432,8	545,1	482,3	559,8	422,0	608,5	596,3	611,3	676,5
Prod. e Comercial.	1.207,9	1.225,8	-1,5%	(17,9)	302,5	283,3	311,0	329,0	311,8	303,9	285,4	306,8
Eólica	437,9	214,1	104,5%	223,8	55,1	37,5	54,4	66,9	125,5	101,2	79,7	131,4
Distribuição	769,8	455,5	69,0%	314,3	173,8	136,2	164,4	(18,9)	182,0	172,1	234,1	181,6
Gás	206,7	188,5	9,6%	18,2	52,5	46,9	44,4	44,7	59,2	53,1	41,9	52,5
Brasil	562,3	586,5	-4,1%	(24,3)	159,2	163,9	124,1	139,4	160,7	137,0	156,3	108,3
Outros e Ajustamentos	(29,6)	(42,1)	29,7%	12,5	(38,2)	(20,0)	(1,7)	18,1	(30,6)	8,6	(11,8)	4,2
Consolidado	**3.154,9**	**2.628,3**	**20,0%**	**526,7**	**704,8**	**647,7**	**696,5**	**579,2**	**808,7**	**775,9**	**785,6**	**784,8**

EBITDA 2008



O **EBITDA consolidado** da EDP cresceu 20% em 2008, para €3,155M. Excluindo os impactos não recorrentes, o EBITDA cresceu 9,5%, para €3.009M. Os principais destaques são:

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA P. IBÉRICA – O EBITDA caiu 1,5% em 2008, para €1.208M, muito suportado pelo perfil de baixo risco do negócio de produção contratada de LP (70% do EBITDA). O EBITDA da produção contratada subiu 3,1% (€26M), reflectindo um acréscimo de 4.6% (€46m) na margem bruta recorrente: (1) +€25M nos CAEs/CMECs, derivado de níveis de disponibilidade superiores ao contratado e do acréscimo de margem contratada resultante de investimento em equipamento de dessulfuração em Sines; (2) +€21M no regime especial impulsionada por uma subida de 29% nos volumes produzidos em Espanha (+€10m). Por sua vez, o EBITDA da produção liberalizada e comercialização recuou 11% (-€44M), penalizado pelas operações em Espanha. A margem bruta de produção em Espanha caiu 22% (€82M), penalizada por volumes de produção mais baixos (-9%), custos de produção mais elevados (fuel e CO2) e por uma redução em €8m nos proveitos de garantia de potência. Em Portugal, a margem bruta da produção liberalizada cresceu 78% (+€73M). A nossa central CCGT do Ribatejo manteve níveis de rentabilidade bem acima da média em Espanha, tanto em termos de volumes (factores de utilização de 73% vs 48% em Espanha, em 2008) como de margens (suportada por preço médio de venda mais elevado e menores custos de produção.

ENERGIA EÓLICA – A contribuição da EDP Renováveis subiu 105% (€224M), para €438M. Na Europa, o EBITDA cresceu 61%, impulsionado por: (1) adições de capacidade (+39%, +701MW), (2) 19% de aumento nas tarifas médias, resultante de preços mais altos na pool espanhola (9M08) e da política de cobertura de risco-preço seguida no 4T08 (0.4TWh @€73.8/MWh), e (3) elevados factores médios de utilização. A subsidiária da EDPR nos EUA, a Horizon, consolidada a partir de Jul-07, registou um EBITDA de €139M (USD205M) em 2008.

DISTRIBUIÇÃO NA P. IBÉRICA – O EBITDA subiu 69% (+€314M) em 2008, beneficiando de um acréscimo de 79% (€303M) no EBITDA da actividade em Portugal, ajudado por vários impactos não recorrentes: (1) custos com redução de pessoal no valor de €38M em 2008 vs. €127M em 2007, (2) ajustamentos tarifários de períodos anteriores no montante de €195M em 2008 e -€75M em 2007. Os desvios tarifários em Portugal ascenderam a €981m em 2008 reflectindo vários desvios face aos pressupostos assumidos pela ERSE nas tarifas de 2008: (i) menor crescimento de electricidade entrada na rede de distribuição (+1.2%), (ii) maior volume de electricidade vendida pelo comercializador de último recurso (+9% vs 2007) e (iii) custos de aquisição de electricidade superiores em 2008 (€76.5/MWh vs €50/MWh assumidos pela ERSE). Em Espanha, o EBITDA cresceu 14% (+€10M) em 2008 (+4,3% em termos recorrentes), para €82M, ajudado por uma subida de 9,8% (+€14M) da margem bruta.

GÁS NA P. IBÉRICA – O EBITDA das actividades reguladas, transmissão e distribuição (82% do EBITDA) cresceu 17% (+€25M), para €170M, suportado pelas operações em Espanha (EBITDA +37% ou +€41M YoY), com base: (1) numa margem bruta recorrente 12% (+€19m) mais alta, graças a uma subida de 5,3% (+€7M) dos proveitos de actividades reguladas e a um crescimento dos serviços prestados (+€26M) e (2) items não recorrentes no valor de €14M. Em Portugal, o EBITDA caiu 45% (-€16M), reflectindo sobretudo a menor margem bruta (-20%, -€10M) resultante de um novo contrato de concessão, em vigor desde Jul-08. Este novo contrato prevê um aumento do prazo da concessão mas mantém o VAL da concessão pelo que os proveitos nos primeiros anos deverão baixar, aumentando posteriormente. No negócio liberalizado, em Espanha, (18% EBITDA), o EBITDA recuou 14% (-€6M), penalizado pelo aumento do custo de gás.

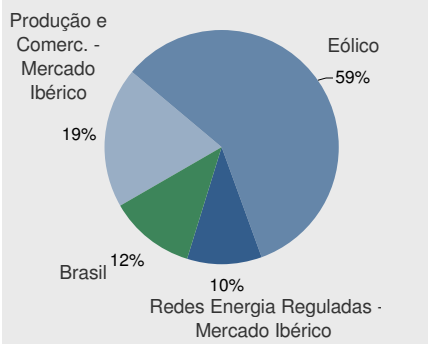
BRASIL – A contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado caiu 4,1% (-€24M) em 2008, pouco influenciada pela apreciação do Real vs Euro (+0,3% vs uma depreciação de 11% no 4T08 vs 4T07). Em moeda local, o EBITDA recuou 4,4%, para R$1.491M, penalizado pela distribuição, devido a um montante mais baixo de activos regulatórios recuperados em 2008 e às revisões regulatórias adversas. Note-se que, em Set-08, a Energias do Brasil completou a permuta de 100% da empresa de distribuição Enersul, passando a controlar a Investco, empresa detentora da central hidroelétrica Lajeado. O EBITDA da produção aumentou 27% suportado pelo aumento de capacidade instalada (+653MW com consolidação integral da Lajeado) e com a subida não recorrente dos proveitos de venda de electricidade pela central Peixe Angical no 1T08. Na distribuição o EBITDA recuou 17% devido a: i) exclusão do perímetro de consolidação da Enersul a partir de Set-08, ii) revisões tarifárias ocorridas na Bandeirante e Escelsa em 2007, iii) menor montante de desvios tarifários de anos anteriores recuperados, os quais foram parcialmente compensados por iv) crescimento da procura.

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

Investimento Operacional

Investimento Operacional (€ M)	2008	2007	% Δ	1T07	2T07	3T07	4T07	1T08	2T08	3T08	4T08
Produção e Comerc. - M. Ibérico	691,9	745,0	-7,1%	29,6	122,2	223,5	369,7	116,8	202,8	170,7	
Eólico	2.090,9	1.388,6	50,6%	91,7	100,5	402,8	793,6	369,6	390,2	489,1	
Redes Energia Reg. - M. Ibérico	360,8	335,1	7,7%	56,2	69,5	78,1	131,2	58,9	73,9	88,8	
Brasil	428,9	209,3	104,9%	31,6	48,2	69,7	59,9	57,0	72,6	53,2	
Outros	45,7	22,1	106,3%	1,0	3,2	13,3	4,6	4,3	(1,2)	24,3	
Grupo EDP	**3.618,2**	**2.700,2**	**34,0%**	**210,1**	**343,6**	**787,5**	**1359,0**	**606,6**	**738,2**	**826,1**	
Expansão	2.838,6	1.935,7	46,6%	106,1	164,4	548,1	1.117,2	465,6	555,7	602,1	
Manutenção	779,6	764,5	2,0%	104,0	179,3	239,4	241,8	141,0	182,5	195,7	

CAPEX 2008



Projectos que Entraram em Operação em 2008 (€ M)	MW[1]	Invest. '08
Eólico	1.370	1.390,2
CCGT	836	50,5
Total	**2.206**	**1.440,7**

Projectos em Desenvolvimento (€ M)	MW	Invest. '08	Invest. Acumulado
Projectos em Construção			
Hídricas Portugal	864	83,6	103,9
Eólico	769	700,9	1.056,5
CCGT Pen. Ibérica	1.286	257,2	435,4
Carvão Brasil	360	178,7	178,7
Hídrica Brasil	52	61,3	61,3
Total	**3.330**	**1.281,7**	**1.835,9**
Concessão Hídricas		**53,1**	**248,1**
Total		**1.334,8**	**2.084,0**

O **investimento operacional** consolidado cresceu 34% (+€918M), suportado por projectos de expansão (78% do total). O investimento em nova capacidade eólica foi o principal motor de crescimento, com uma subida de 51% (+€702M). De realçar que 83% do investimento operacional em 2008 foi canalizado para actiividades com um baixo risco de retorno.

Em 2008, a EDP instalou 2.206MW de nova capacidade de produção, equivalente a cerca de 14% da capacidade que detinha no final de 2007 (excluindo alterações de perímetro). Adicionalmente, no final de 2008 a EDP tinha 3.330MW em construção, o que representava já um investimento acumulado de €1.836m. O investimento de manutenção aumentou 2% em 2008, suportado pelo aumento da capacidade instalada, crescimento da extensão das redes de electricidade e gás e enfoque na maior eficiência ao nível das despesas de manutenção.

Na **energia eólica,** o investimento operacional de €2.091M decompõe-se em: (1) €1.390M afectos aos 1.370MW instalados em 2008 e, de forma muito marginal, a MWs instalados no final de 2007 e (2) €701M investido em parques eólicos que se encontravam em construção a Dez-08 (769MW) e em pagamentos relacionados com encomendas de turbinas eólicas.

Nas **centrais de ciclo combinado**, o grupo EDP investiu um total de €308M: (1) €51M investidos na conclusão da construção das centrais Castejon 3 and Soto 4 em Espanha, com início de operações em Jan-08 e Set-08, respectivamente e (2) €257M aplicados na construção de Lares 1 e 2, em Portugal (862MW), com arranque previsto para o 3T09, e em pagamentos relacionados com a adjudicação da construção de Soto5, em Espanha (424MW) com arranque previsto para 2011.

Na **produção hidroeléctrica** em Portugal o investimento operacional ascendeu a €119M: (1) €84m em 4 centrais (3 repotenciações e uma nova barragem, com um total de 864MW) actualmente em construção em Portugal e com entrada em operação prevista para 2011/2013 e (2) €53m relativos ao pagamento do direito de concessão para construir e operar a central de Foz Tua (255MW), actualmente ainda em fase de licenciamento.

No **Brasil,** o investimento operacional de €428M inclui (1) €240M investido em expansão de capacidade, dos quais €178M respeitam ao início da construção Pecém (central a carvão de 720MW, detida a 50% pela Energias do Brasil e com produção contratada a longo prazo) com arranque previsto para Dez-2011 e (2) €189m de investimento operacional de manutenção na rede de distribuição de electricidade.

[1] EBITDA MW.

Cash Flow

Cash Flow Consolidado (€ M)	2008	2007
Resultado líquido antes de interesses minoritários	**1.212,3**	**1.019,9**
Amortizações Líquidas	1.192,0	1.025,9
Provisões Líquidas	179,7	291,5
Outras variações não financeiras	61,4	(2,4)
Impostos	88,2	170,2
Outros ajustamentos	(583,0)	(506,1)
FFO	**2.150,7**	**1.999,0**
Juros financeiros líquidos	721,8	597,5
Resultados de Associadas e outros investimentos	(34,7)	(23,7)
Investimento em fundo de maneio	(1.093,3)	(302,6)
Correcção de hidraulicidade	-	20,5
Défice e Desvios Tarifários	(1.172,5)	(67,9)
Cash Flow Operacional	**1.744,5**	**2.270,2**
Investimento operacional de expansão	(2.838,6)	(1.935,7)
Investimento operacional de manutenção	(779,6)	(764,5)
Variação de fundo maneio de fornecedores de imobilizado	(626,4)	119,2
Pagamento da extensão do dominio hidrico	(759,0)	-
Cash Flow Operacional Líquido	**(2.500,1)**	**(310,9)**
Investimentos financeiros (líquidos) / Desinvestimentos	1.363,0	(1.867,2)
Juros financeiros líquidos pagos	(732,2)	(577,5)
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	35,0	79,0
Dividendos pagos	(454,9)	(401,4)
Recebimentos antecipados de parceiros instit. na act. eólica nos EUA	320,0	775,4
Outras variações não operacionais	(228,0)	(106,6)
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	**(2.197,3)**	**(2.409,1)**

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	2008	2007
PRINCIPAIS INVESTIMENTOS FINANCEIROS	**425,2**	**2.351,1**
Perímetro Consolidação EDP Renováveis	90,3	58,2
BCP	42,0	116,3
Naturgas (9.39%)	-	122,0
Biomassa	21,7	-
Distribuição Gás (minoritários)	-	45,0
Horizon (100%)	-	1.937,5
Energias do Brasil	190,4	-
Mini-Hídricas	-	72,1
Activos Gás	16,3	-
Activos Cogeração Espanha	49,5	-
Outros	15,1	-
PRINCIPAIS DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS	**1.788,2**	**484,0**
IPO EDP Renováveis	1.539,0	-
Turbogás/Portugen (40%/27%)	126,6	-
ONI (100%)	-	96,9
REN	28,0	282,8
Desa (20%)	-	97,1
Perímetro Consolidação EDP Renováveis	7,7	-
Edinfor (40%)	56,8	-
Outros	30,1	7,2
Principais Investimentos Financeiros Líquidos	**1.363,0**	**(1.867,2)**

O FFO (Funds From Operation) da EDP aumentou 7,6% no período para €2.151M, reflectindo a expansão da actividade e melhorias de eficiência. No entanto, o cash-flow operacional da EDP diminuiu 23% em 2008 para €1,745M, penalizado por défices e desvios tarifários no montante de €1,172M, vs. €68M em 2007, provenientes essencialmente de Portugal e Espanha, relacionados com custos com a compra de electricidade superiores ao previsto, e por menores montantes de défices e desvios regulatórios a recuperar através das tarifas no Brasil (€216M em 2007 vs. €37M em 2008). Excluindo estes impactos, o cash-flow operacional teria aumentado 25% no período.
O investimento operacional de expansão aumentou 47%, para €2.837M em 2008. Adicionalmente, em Abr-08, a EDP pagou €759M pelo direito a operar as centrais hidroeléctricas a partir, em média, de 2017.

Os desinvestimentos financeiros incluem essencialmente os encaixes resultantes do IPO da EDP Renováveis em Jun-08 (€1,5 mil milhões) e da venda da Turbogás e da Portugen, em Mai-08 (€140M). Relativamente aos investimentos financeiros em 2008, estes centraram-se na expansão da actividade da EDPR, nomeadamente através da compra da EOLE 76, em França (Abr-08), e na compra de acções próprias por parte da Energias do Brasil (recompra de minoritários na sequência da permuta de activos Enersul/Lajeado). Na sequência da aquisição de 13,1M de acções aos minoritários da Enersul, por um preço de R$23,82/acção, a Energias do Brasil aumentou a sua posição para 15,8 milhões de acções próprias em Dez-2008 (ou 9,94% do seu capital social). Em 2007, o maior investimento foi a aquisição da Horizon nos EUA, que representou um investimento financeiro de €1,937M.

O aumento dos juros financeiros líquidos reflecte o aumento do nível médio de endividamento. De notar que os cash-flows de 2007 e 2008 incluem o pagamento do dividendo anual em Abr-07 e Mai-08. Em 2008, a nossa subsidiária eólica nos EUA, consolidada integralmente a partir de Jul-07, recebeu €320M de Parceiros Institucionais.
Em termos gerais, a dívida líquida em 2008 aumentou €2,2 mil milhões, devido essencialmente a um aumento de €1,2 mil milhões no montante de défices e desvios tarifários a receber. Excluindo o referido aumento nos défices e desvios tarifários, a dívida líquida teria aumentado em apenas €1 mil milhões. De notar que o encaixe do IPO da EDPR contribuiu significativamente para financiar o capex de expansão e o pagamento pela extensão da concessão das nossas centrais hídricas em Portugal.

Dívida Financeira e Outros Passivos

Dívida Financeira (€ M)	2008	2007	EDP %
EDP S.A. and EDP Finance BV	12.417,5	10.393,3	100%
EDP Produção	190,2	19,1	100%
HC Energia	448,7	433,1	97%
EDP Renováveis	558,1	560,1	78%
Portgás	111,4	106,3	72%
Energias do Brasil	935,5	1.058,7	65%
Outros	(0,0)	0,0	-
Dívida Financeira Nominal	**14.661,5**	**12.570,6**	
Juros da dívida a liquidar	142,2	100,6	
Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	**14.803,7**	**12.671,1**	
"Fair Value"(dívida coberta)	(117,3)	(65,1)	
Dívida Financeira	**14.686,3**	**12.606,0**	
Caixa e Equivalentes	**713,6**	**864,7**	
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	290,1	179,1	
HC Energia e Subsidiárias	23,8	25,1	
EDP Renováveis	229,7	388,5	
Portgás	-	0,0	
Energias do Brasil	170,0	272,0	
Activos financeiros detidos para negociação	**83,2**	**49,0**	
Dívida líquida do Grupo EDP	**13.889,5**	**11.692,2**	

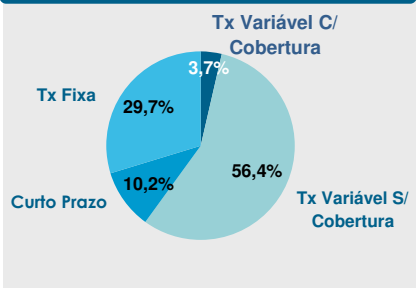
Recebimentos futuros da act. regulada (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Portugal [1]	1.145,4	354,1	223,4%
Espanha	415,0	207,0	100,4%
Brasil [1]	56,4	56,2	0,5%
Revisibilidade dos CMEC's	274,6	101,6	170,3%
TOTAL	**1.891,4**	**718,9**	**163,1%**

Prov. para benef. sociais e I. Partnership (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Pensões [2]	1.082,9	934,1	15,9%
Actos Médicos	751,0	781,2	-3,9%
"Institutional Partnership" - Passivo ajustado [4]	851,8	695,4	22,5%
Total	**2.685,7**	**2.410,8**	**11,4%**

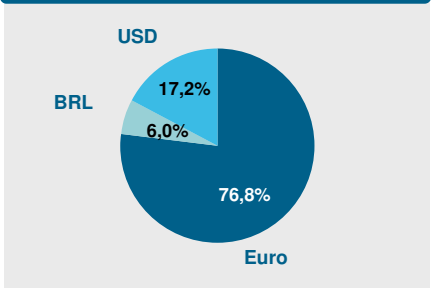
Ratina da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	**A-/Stab/A2**	**A2/Neg/P1**	**A-/Stab/F2**
Último Relatório de Rating	03/07/2008	19/10/2007	06/02/2009

Rácios de Dívida	2008	2007
Dívida Líquida / EBITDA	4,4x	4,4x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado activos reg.	3,8x	4,2x

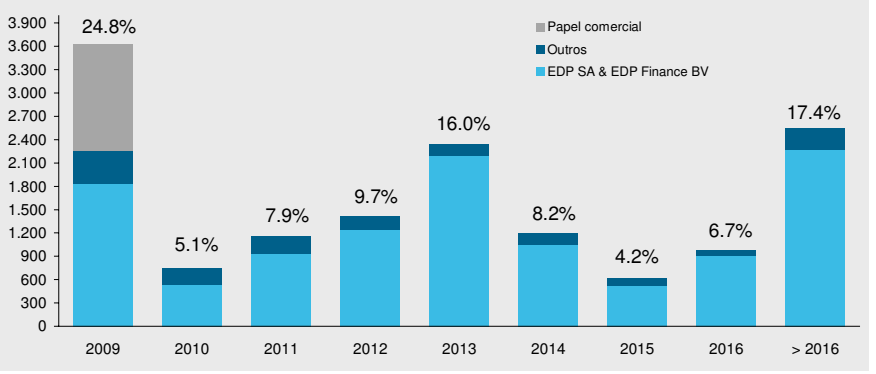
Dívida por Tipo de Taxa de Juro (3)



Divida por Tipo de Divisa (3)



Maturidade da Dívida (€ M) (3)



Em Fev-09, a EDP emitiu títulos de dívida no montante de €1.000M com maturidade em Fev-14 e em Out-08, emitiu títulos de dívida no montante de GBP325M com maturidade em Jan-24, tendo sido convertido para euros no montante de €410M. Estes financiamentos reforçam a flexibilidade financeira tendo em vista os refinanciamentos a ocorrer durante 2009 e permitem o alongamento do prazo de maturidade da dívida.

Em Fev-09, a EDP assinou com o Banco Europeu de Investimento um financiamento de €145M com prazo de 15 anos, com vista ao financiamento de dois projectos de re-potenciação das centrais hídricas de Picote II (+241 MW) e Bemposta II (+193 MW).

Em Fev-09, Fitch manteve o rating de longo prazo da EDP em 'A-' atribuindo outlook estável.Em Jul-08 e reflectindo o IPO da EDP Renováveis, que gerou um encaixe de €1,56 mil milhões de euros, a agência de rating S&P reviu o outlook do rating da EDP de negativo para estável.

Em Abr-08 a EDP contraiu um empréstimo "revolving", com o prazo de 5 anos, num total de €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.

No final de Dez-08, as nossas linhas de crédito contratadas totalizavam €3.215M ,dos quais €1.454M estavam disponíveis.

A dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada dos activos regulatórios foi 4,4x e 3,8x em 2008.

[1] Desvios tarifários a serem recuperados em anos subsequentes através das tarifas.

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

[3] Valor Nominal

[4] Ajustado por proveitos não-recorrentes diferidos

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA

Provisões & Amortizações (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
EBITDA	**3.154,9**	**2.628,3**	**20,0%**
Provisões para riscos e encargos	32,1	42,1	-23,8%
Amortizações	1.305,6	1.130,9	15,5%
Compensação amort. activo subsidiado	(113,6)	(105,0)	-
EBIT	**1.930,9**	**1.560,3**	**23,7%**

Resultados Financeiros (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Juros financeiros líquidos	(721,8)	(539,4)	-33,8%
Diferenças de câmbio	(61,4)	11,0	-
Rendimentos de particip. de capital	6,7	41,4	-
Outros ganhos e perdas financeiros	(166,2)	(58,8)	-182,5%
Resultados Financeiros	**(942,7)**	**(545,8)**	**-72,7%**

Ganhos/(Perdas) em Empresas Associadas (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Edinfor (40%)	-	(12,4)	-
Setgás (19.8%)	1,5	1,7	-11,1%
CEM (21%)	9,0	8,5	5,6%
Turbogás (40%)	4,3	12,9	-66,9%
DECA II (EEGSA (21%))	12,8	8,6	48,3%
Associadas NEO	4,4	3,0	45,1%
Outros	2,6	1,3	-
Total	**34,7**	**23,7**	**46,3%**

Ganhos/(Perdas) na alienacão de act. financeiros (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
IPO da EDP Renováveis	405,3	-	-
Turbogás e Portugen	49,4	-	-
REN	17,0	259,3	-93,4%
Edinfor	4,8	-	-
Outros	5,2	3,2	61,9%
Grupo EDP	**481,7**	**262,6**	**83,5%**

Interesses Minoritários (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
EDP Renováveis	20,7	1,5	1280,0%
HC Energia+Naturgas	5,7	6,3	-9,5%
Portgás	2,0	4,3	-53,5%
Energias do Brasil	91,5	97,8	-6,4%
Outros	0,6	2,8	-78,6%
Grupo EDP	**120,5**	**112,7**	**6,9%**

As amortizações aumentaram 15,5% no período, devido essencialmente a um aumento das amortizações ao nível da EDPR, consequência dos investimentos realizados em nova capacidade, bem como a uma amortização acelerada/imparidade dos direitos de concessão da Enersul (€50M em 2008).

Resultados Financeiros:
Os juros financeiros líquidos aumentaram 33,8% no período, devido ao aumento do nível médio de endividamento (aumento de 27,2% da dívida bruta média vs. Dez-07). O custo médio da dívida da EDP diminuiu em 5pb de 5,7% em 2007 para 5.6% em 2008.
Os outros ganhos e perdas financeiros incluem: i) imparidades num total de €288M em 2008, para reflectir a redução do valor de mercado da participação de 8% detida na Sonaecom (€67M) e da participação de 3,2% detida no BCP (€200M), e uma imparidade na Ampla Energia (€21M); e ii) um ganho de €74M em 2008 relacionado com operações de *hedging* nos mercados energéticos na actividade de produção de electricidade (vs. uma perda de €9M em 2007).

Os **ganhos/(perdas) em empresas do grupo e associadas** totalizaram €34,7M em 2008, vs. €23,7M em 2007: i) o ano 2007 inclui uma perda de €12M relativa à contribuição da Edinfor vs. nenhuma contribuição em 2008, uma vez que a EDP exerceu a sua opção de venda da sua posição de 40% no 1T08; e ii) o ano 2008 inclui €4,3M relativos à contribuição da Turbogás, vendida em Mai-08, vs. €12,9M em 2007.

Os **ganhos/(perdas) de alienação de activos financeiros** incluem: i) um ganho de €405M resultante da diluição da participação da EDP na EDP Renováveis, no seguimento do IPO; ii) um ganho de €49M devido à venda de uma participação de 40% detida na Turbogás e de uma participação de 27% detida na Portugen, por um preço de €140M, em Mai-08; iii) um ganho de €17M obtido com a venda de uma participação minoritária de 1.5% do capital da REN, durante o 1T08; e iv) um ganho de €4,8M, resultante da venda dos 40% que a EDP detinha na Edinfor por €56,8M, durante o 1T08. Os ganhos de capital em 2007 incluem €259M relacionados com a venda de uma participação de 25% no capital social da REN.

Os **interesses minoritários** aumentaram 7% no período, devido ao IPO da EDPR. No Brazil, a diminuição dos interesses minoritários traduz uma redução do resultado líquido, consequência de uma diminuição dos items não-recorrentes ao nível da margem bruta, que foi parcialmente compensada por um aumento dos minoritários no seguimento da permuta de activos.

edp

Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico

Balanço Energético (GWh)	Portugal 2008	Portugal 2007	Portugal Δ 08/07	Espanha 2008	Espanha 2007	Espanha Δ 08/07
Hidroeléctrica	6.435	9.523	-32%	21.428	26.352	-19%
Nuclear	-	-	-	58.973	55.102	7%
Carvão	10.424	11.663	-11%	46.275	71.833	-36%
CCGT	12.574	10.491	20%	91.286	68.139	34%
Fuel/Gas/Diesel	801	1.271	-37%	2.378	2.397	-1%
Auto-Consumo	-	-	-	(8.339)	(8.753)	5%
(-) Bombagem	(639)	(541)	-18%	(3.731)	(4.349)	14%
Regime Convencional	29.594	32.407	-9%	208.270	210.721	-1%
Eólica	5.699	4.002	42%	31.112	27.171	15%
Outras	5.860	6.140	-5%	38.143	31.170	22%
Regime Especial	11.559	10.142	14%	69.255	58.341	19%
Importação / (Exportação)	9.438	7.497	26%	(11.040)	(5.750)	-92%
Consumo Referido à Emissão	**50.591**	**50.047**	**1%**	**266.485**	**263.311**	**1%**
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis			1%			1%
Mercado Regulado	49.268	44.279	11%	153.553	190.803	-20%
Mercado Liberalizado	1.324	5.768	-77%	112.932	72.508	56%

A procura de electricidade cresceu 1,2% em 2008, penalizada pela redução de procura no 4Q08 (-2,7% vs 4T07). Apesar da redução da procura global, o consumo de electricidade em Portugal (+1% t.v.h. no 4T08) não foi tão afectado como em Espanha (-3,4%).

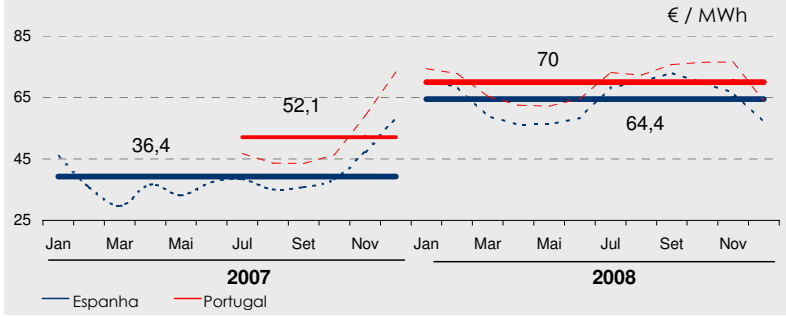
A produção eólica cresceu 18% em 2008, reflectindo a expansão da capacidade instalada (+18%) e melhores condições atmosféricas em Portugal (4T08). A produção hídrica caiu 22% em 2008. Apesar do acréscimo de produção verificado no 4T08 (+3%), impulsionado por uma maior pluviosidade em Espanha, a produção hídrica em 2008 representou apenas 57% da média histórica. Como resultado do modesto crescimento de procura e do aumento de produção eólica, a procura térmica residual recuou 1,2% em 2008, apenas ajudada por um ano seco, em especial nos 9M08. No 4T08 a produção a carvão tornou-se mais barata do que a gás, reflectindo por um lado, uma queda de 60% no preço de carvão desde o máximo de 2008 (Jun-08) e, por outro lado, a descida menos pronunciada dos preços de gás fruto do desfasamento temporal entre a descida do brent (c70% desde o pico de 2008) e o ajustamento nos preços do gás. Face a Set-08, o preço do carvão no 4T08 recuou 42%, enquanto o preço do gás CMP, referência de contratos de LP na P. Ibérica se manteve quase inalterado, reflectindo a indexação à média móvel histórica do preço do brent e a menor volatilidade de tarifas de infra-estruturas. A acrescer, o custo de licenças de emissão CO2 recuou 30% face a Set-08. Consequentemente, a produção de CCGTs no 4T08 caiu 7,9% vs 4T07, atenuando a subida em 2008 para 32%. A queda no 4T08 foi influenciada por Portugal (-23%), onde o factor médio de utilização baixou consideravelmente no 4T08 (para 47% vs 73% nos 9M08). Por sua vez, a produção a carvão em 2008 recuou 32% em 2008, apesar do factor de utilização mais alto no 4T08: 60% vs 42% no 3T08 e 32% no 2T08.

A menor procura residual térmica (-13% vs 4T07) resultante da maior produção hídrica e eólica conduziu a uma queda de 8,5% do preço médio de electricidade no mercado à vista em Espanha no 4T08 (vs 3T08). Em Portugal, dadas as restrições de capacidade de interligação em 61% das horas, o preço médio foi mais alto do que em Espanha: em €7,8/MWh no 4T08 e €5,6/MWh em 2008.

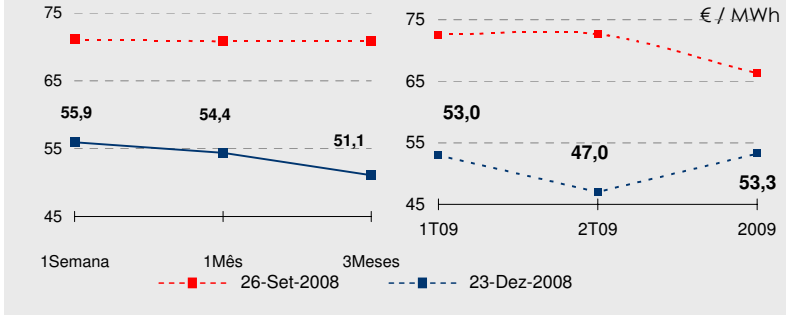
O volume de vendas no mercado de retalho livre em Portugal recuou 77% em 2008, após um aumento de apenas 2,9% nas tarifas, em Jan-08, com base no pressuposto de preço médio de electricidade de €50/MWh. Em Espanha, o volume de vendas no mercado de retalho livre cresceu 56% em 2008, beneficiando da transferência de clientes e comercializadores resultante do fim da opção de tarifa para os segmentos de média e alta tensão, em Jun-08 (consumo anual 130TWh).

Capacidade Instalada (MW)	Península Ibérica 2008	Península Ibérica 2007	Península Ibérica Δ 08/07
Hídrica	21.248	21.248	-
Nuclear	7.439	7.439	-
Carvão	12.072	12.273	-2%
CCGT	22.878	19.029	20%
Fuel/Gas/Diesel	6.427	8.194	-22%
Eólica	18.207	15.467	18%
PRE's (Outras)	14.573	12.321	18%
Total	**102.844**	**95.972**	**7%**

Preço Médio Base do Mercado no Mercado à Vista - OMEL



Evolução Curva de Preços - Futuros Mercado Ibérico OMIP



Factores Chave dos Custo de Produção	2008	2007	Δ 08/07
Coeficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,57	0,76	-25%
Espanha	0,68	0,64	6%
Direitos de emissão de CO2 (€/ton) [1]	15,8	0,0	n.m.
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t [1]	86,0	127,8	-33%
Gás (CMP) €/MWh [1]	24,2	21,3	14%
Brent (USD/Barril) [1]	39,5	93,8	-58%
Eur/USD [1]	1,40	1,47	-5%

[1] Final do período

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

Resultados (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Receitas CAE	**-**	**587,5**	**-**
CAE Parcela Fixa	-	473,8	-
CAE Parcela Variável	-	113,7	-
Receitas CAE/CMEC	**1.612,4**	**681,1**	**-**
Receitas no mercado	1.311,9	469,2	-
Revisibilidade dos CMEC's	161,7	101,6	-
CMECs	57,1	71,3	-
Anuidade CMEC	81,6	39,0	-
Custos Directos: CAEs/ CMECs	**629,6**	**284,9**	121%
Carvão	253,1	184,4	37%
Fuel	69,4	91,2	-24%
CO2 e Outros Custos (líquidos)	307,1	9,3	n.m.
Margem Bruta CAEs/CMECs	**982,8**	**976,8**	**0,6%**
Cogeração, Resíduos Especiais e Biomassa	55,7	46,0	21%
Mini-hídricas	15,3	10,2	50%
Margem Bruta Regime Especial	**71,0**	**56,3**	**26%**
Margem Bruta Outros	**-**	**14,1**	**-**
Custos Operacionais	204,6	223,8	-8,6%
EBITDA	**849,3**	**823,3**	**3,1%**
Amortizações & Provisões	254,1	283,4	-10%
EBIT	**595,2**	**540,0**	**10,2%**
Ao nível de Result. Financeiros:			
Ganhos/(Perdas) Hedging em M.Energéticos	68,7	(45,8)	-

Factor de Disponibilidade Real/Contratada (Km)	2008	2007	Δ 08/07
Hídrica	1,04	1,03	0,7%
Termica	1,08	1,06	2,0%

Producão de Electricidade (GWh)	2008	2007	Δ 08/07
Hidroeléctrica	**5.916**	**8.976**	**-34%**
Termoeléctrica	**7.727**	**9.319**	**-17%**
Carvão	6.926	8.048	-14%
Fuelóleo	801	1.271	-37%
Gasóleo	-	0	-
Total CAEs/CMECs	**13.643**	**18.295**	**-25%**
Cogeração Portugal	650	744	-13%
Cogeração + Resíduos Espanha	704	543	30%
Mini-hídricas Portugal	170	134	27%
Biomassa Portugal e Espanha	55	36	52%
Total Regime Especial	**1.579**	**1.457**	**8%**

Tarifas Regime Especial (€/MWh)	2008	2007	Δ 08/07
Cogeração Portugal	101	86	18%
Cogeração e resíduos Espanha (1)	118	101	17%
Mini-hídricas Portugal	90	83	8,8%
Biomassa Portugal	113	114	-1%
Biomassa Espanha	103	92	12%

(1) Em Espanha, preço médio de venda

Em Jul-07 os contratos de longo prazo que a EDP tinha com o sistema regulado de electricidade de Portugal (CAEs) foram substituídos pelo sistema financeiro CMECs para conciliar: (1) a preservação do VAL dos CAEs, baseado num retorno real antes de impostos de 8,5% sobre activos, e uma margem bruta contratada estável nos próximos 10 anos e (2) o aumento da liquidez do mercado grossista ibérico de electricidade. Ao nível da conta de resultados, a margem bruta total resultante do novo sistema CMECs deverá manter o perfil dos antigos CAEs nos próximos 10 anos.

Em relação ao detalhe da margem bruta em CAE/CMECS existem 4 componentes: **1) Receitas em Mercado**, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência; **2) Desvio Anual**, equivalente à diferença entre os pressupostos dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados, sendo pago/recebido através das tarifas um ano após a ocorrência. **3) Acréscimo de proveitos CAEs/CMECs**, reflectindo as diferenças no período, em termos de cash-flow, entre CAEs e CMEC, conforme assumido no início do sistema; **4) Base CMEC Fee**, a renda mensal fixa de €6,8M a ser recebida pela EDP através das tarifas reguladas nos próximos 20,5 anos do sistema CMECs, se não securitizado antes.

Em 2008, a **margem bruta da produção contratada** cresceu quase 1% (vs 2007), penalizada por menores ganhos não recorrentes: €8M vs €48m em 2007. Em termos recorrentes, a margem bruta cresceu 4,6% (+€46M) vs 2007: +€25M nos CAE/CMECs, +€21M no regime especial.

A margem bruta recorrente dos **CAE/CMEC**s subiu 2,7% em 2008, suportada por: (1) disponibilidade de capacidade superior à contratada, apesar da menor disponibilidade verificada em duas centrais hídricas (com trabalhos de repotenciação em curso) e na central de Sines (com algumas paragens pontuais não programadas); (2) actualização de margem bruta contratada por IPC, (3) acréscimo de margem contratada resultante do investimento (de €196M) de dessulfuração em Sines (50% comissionado em Jun-07 e o restante em Jun-08). Este acréscimo foi parcialmente compensado pelo fim do CAE na central de Tunes (gasóleo) em Dez-07 (€5,9M em 2007). Em termos de investimentos futuros, o Governo Português aprovou um investimento de €100M em desnitrificação em Sines, a ser instalado até 2011. À semelhança do investimento de dessulfuração, este será remunerado a uma taxa de 8,5% ROA antes de inflação, com amortização integral até Dez-2017.

A margem bruta no **regime especial** subiu 26% em 2008, suportada pelas operações em Espanha (+€10M, 17% contributo para o crescimento) e pelo alargamento do perímetro de consolidação (+€5,8M, 10% contributo para o crescimento). Em Espanha, alterações regulatórias postas em vigor induziram um aumento dos volumes produzidos (+29%) e da margem bruta (+44%). Em Portugal, a margem bruta beneficiou da aquisição de (1) da central mini-hídrica do Pedrógão (10MW) consolidada desde Nov-07, (2) da central de biomassa de VV Ródão, consolidada desde Jun-08 e (3) da Pebble Hydro (11 mini-hídricas num total de 89MW instalados e EBITDA esperado de €18M num ano médio), consolidada a partir de Jul-08. Finalmente, em Portugal, é ainda de referir que o volume de produção foi afectado por paragens para grandes reparações.

Em 2008, o **EBITDA da produção contratada** subiu 3,1% (+€26M), pouco influenciado por ganhos não recorrentes: €8M em 2008 vs €5M em 2007. Os items não recorrentes incluem: (1) -€5,8M no 1H07 resultante do sobre-custo de combustíveis consumidos relativamente aos índices internacionais (dos quais €3,8M foram recuperados no 1H08) e (2) +€10,4M em 2008, vs €37,2M em 2007, resultante de um custo de combustíveis consumidos abaixo dos índices internacionais, (3) custos de reestruturação no valor de €11,6M em 2008 e €26,7M em 2007. Numa base recorrente, o EBITDA cresceu 2,7% (€22M) em 2008. Note-se que, a partir de 2S07, a EDP começou a fazer a cobertura de risco de desvio dos custos de combustíveis, resultante da discrepância entre o seu custo no momento da aquisição e no momento de consumo na actividade dos CAE/CMECs.

Produção e Comercialização Liberalizada no Mercado Ibérico

Resultados (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Margem Bruta - Produção e Comerc. Liberalizada	**541,5**	**577,8**	**-6%**
Produção	466,1	475,3	-1,9%
Portugal	166,5	93,5	78%
Espanha	299,6	381,8	-22%
Comercialização	75,4	102,5	-26%
Portugal	14,0	20,3	-31%
Espanha	61,4	82,2	-25%
Custos Operacionais	182,9	197,4	-7,4%
EBITDA	**358,6**	**402,4**	**-11%**
Amortizações & Provisões	186,3	122,2	52%
EBIT	**172,3**	**280,2**	**-39%**
Ao nível de Resultados Financeiros			
Ganhos (Perdas) c/ Hedging em Mercados Energéticos	**5,6**	**36,4**	**-**

Performance de mercado	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh)		
	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07
Produção Electricidade	**20.416**	**20.375**	**0,2%**	**41,7**	**27,3**	**52,6%**
CCGT	11.311	7.847	44%	58,2	41,9	39%
Carvão	6.575	10.124	-35%	28,7	22,2	30%
Hídrico	1.331	1.172	14%	-	-	-
Nuclear	1.198	1.232	-2,7%	3,3	3,2	4,7%
Compras Electricidade	**6.813**	**3.402**	**100,3%**	**68,4**	**44,5**	**53,7%**
Total Electricidade	**27.229**	**23.777**	**14,5%**	**48,4**	**30,0**	**61,4%**

	Vendas Electricid. (GWh)			Preço médio (€/MWh)		
Perdas na Rede	**556**	**841**	**-**			
Portugal	947	3.010	-69%	68,5	50,1	37%
Espanha	14.041	10.731	31%	63,8	58,6	8,9%
Clientes finais - Retalho liberaliz.	**14.988**	**13.741**	**9,1%**	**64,2**	**58,6**	**9,5%**
OMEL	11.247	7.969	41%	76,4	52,1	47%
OMIP+OTC	437	1.226	-64%	68,7	43,0	60%
Volume Total	**27.229**	**23.777**	**14,5%**	**69,4**	**55,5**	**25,1%**

Factor de Utilização	2008	2007	Δ 08/07
CCGT	61%	57%	3,4 pp
Carvão	51%	76%	-24,6 pp
Hídrico	17%	19%	-2,2 pp
Nuclear	88%	90%	-2,7 pp

Número de clientes	2008	2007	Δ 08/07
Número de clientes (mil)	314,3	237,7	32%
Portugal	197,2	148,3	33%
Espanha	117,2	89,4	31%

Em 2008, a **margem bruta da produção e comercialização liberalizada** caiu 6% (-€36M), penalizada pelas operações em Espanha (-€103M).

Em **Espanha,** a margem bruta da produção caiu 22% (€82M), reflectindo menores volumes produzidos (-11%), maiores custos com combustíveis e CO2 e um proveito de garantia de potência inferior a 2007 em €8M. Mesmo assim, a margem bruta no 4T08 subiu 9% vs 3T08 (+6% vs 4T07) impulsionada pela produção mais elevada (+31% vs 3T08 e +25% vs 4T08, em carvão e hídrica) e menor volume de electricidade comprada na pool (-40% vs 3T08, c0% vs 4T07), reflexo de um mix de geração da HC mais competitivo no 4T08.

Volumes: No 4T08, o custo de produção a carvão foi menor do que o de gás, devido ao desfasamento entre a queda do preço do brent e o respectivo ajustamento no custo de gás de contratos de LP na P. Ibérica. Consequentemente, o volume de produção a carvão cresceu 73% vs 3T08 (-4% vs 4T07) no 4T08, reflectindo um factor de utilização de 67% (vs 39% no 3T08), enquanto a produção de CCGTs recuou 14% vs 3T08, com um factor de utilização de 39% (vs 58% no 3T08). Mesmo assim, em 2008 a produção a carvão caiu 35% penalizada por: (1) obras de manutenção em Soto 3 no 1T08 e (2) um aumento do custo marginal do carvão no 2T08 e no 3T08. Por sua vez, a produção de CCGTs subiu 113% em 2008 reflectindo: (i) o início de operação das centrais de Castejon 3 e Soto 4 (418MW cada, em Jan-08 e Set-08, respectivamente) e (ii) elevada procura térmica residual, nomeadamente nos 9M08, suportando factores de utilização nas CCGTs de 46% em 2008. Por fim, a produção nuclear caiu 3%, devido a uma paragem programada para manutenção, enquanto a produção hídrica subiu 3% em 2008 beneficiando de um forte aumento no 4T08.

Tendo os preços da pool sido mais baixos que os custos marginais de geração da HC, numa grande parte do 2T08 e 3T08, a compra de electricidade na pool espanhola duplicou em 2008 (pico no 3T08), resultando num aumento do custo de electricidade vendida.

Custos: Note-se que o baixo custo de produção a carvão em 2008 resultou: (1) do consumo de carvão comprado em 2007, a preços em torno de USD90/ton, e (2) da maior concentração de produção nas nossas centrais mais eficientes, nomeadamente no 2T e 3T08 e (3) menores custos de CO2 resultante de menor produção, especialmente no 2T e 3T08. Mesmo assim, o custo médio de produção no 4T08 foi penalizado por: (1) maior produção a carvão com menor utilização de gases siderúrgicos no mix de combustíveis utilizados, reflectindo-se em custos de carvão e CO2 mais altos, (2) custo de gás ligeiramente mais elevado (vs 3T08), incorporando o pico de preço de brent, no 2T e 3T08.

Em **Portugal**, a margem bruta da produção liberalizada subiu 78% em 2008, impulsionada pela sua duplicação no 4T08 (vs 3T08). Este negócio inclui a nossa CCGT do Ribatejo (1,176MW), cujo factor de utilização mais elevado (73% vs 48% média de Espanha, em 2008), é explicado por: (1) menor margem de reserva em Portugal, (2) baixa produção hídrica em 2008, (3) paragem de 50% de Sines (carvão) no 2T08 para obras de manutenção e (4) menor custo de gás no 4T08 (-24% vs 3T08) resultante de menor prazo de ajustamento pela queda de preço brent. A produção da nossa CCGT do Ribatejo foi essencialmente vendida na pool portuguesa, beneficiando de um preço médio em 2008 €5,6/MWh mais alto do que em Espanha.

No **negócio de comercialização**, a margem bruta caiu 26% em 2008. Em Espanha, apesar da subida de volumes (+31%), induzida pela abolição de tarifas para um consumo equivalente de 130TWh, o crescimento da margem bruta foi afectado por menores margens unitárias resultantes de custo de aquisição de energia mais elevados e um ganho não recorrente (€20M) em 2007. Em Portugal, a margem bruta foi penalizada pela venda intra-grupo de algumas centrais mini-hídricas, em Dez-07 (-€8M). Em termos recorrentes, o enfoque nos segmentos rentáveis de B2C permitiu compensar o efeito de uma queda de 69% nos volumes, resultante de condições de mercado pouco competitivas face às tarifas definidas pelo regulador.

Para 2009, a EDP já contratou cerca de 80% da produção liberalizada esperada, a preços superiores a €60/MWh, com margens de gás e carvão fechadas em níveis semelhantes aos obtidos em 2008.

Produção e Comercialização de Electricidade Ibérica

DR Operacional (€ M)	Produção Electricidade						Comercialização Electricidade						Produção e Comercializ.		
	Portugal			Espanha			Portugal			Espanha			Total		
	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07
Margem Bruta	**1.196,6**	**1.136,2**	**5,3%**	**331,4**	**403,9**	**-17,9%**	**14,0**	**20,3**	**-31,0%**	**61,4**	**82,2**	**-25,3%**	**1.595,4**	**1.647,0**	**-3,1%**
Fornecimentos e serviços externos	109,0	102,9	5,9%	55,6	53,3	4,2%	15,8	18,2	-13,0%	34,0	31,5	7,8%	206,3	204,2	1,1%
Custos com pessoal	80,5	80,1	0,4%	33,3	33,0	0,9%	4,7	4,6	2,0%	5,1	6,5	-21,4%	123,6	124,3	-0,5%
Custos com benefícios sociais	36,2	48,2	-24,9%	1,7	10,9	-84,5%	0,1	0,2	-24,2%	0,2	0,2	-13,1%	38,2	59,5	-35,8%
Rendas centros electroprodutores	4,8	3,9	23,6%	-	-	-	-	0,0	-	-	-	-	4,8	3,9	23,0%
Outros custos (proveitos) operac.	(15,1)	(9,6)	-56,9%	49,9	49,9	-	(0,9)	1,2	-	(19,4)	(18,4)	-	14,5	29,4	-
Custos Operacionais	**215,4**	**225,6**	**-4,5%**	**140,4**	**147,1**	**-4,6%**	**19,8**	**24,2**	**-18,3%**	**19,9**	**19,9**	**0,2%**	**387,5**	**421,3**	**-8,0%**
EBITDA	**981,2**	**910,6**	**7,7%**	**191,0**	**256,7**	**-25,6%**	**(5,8)**	**(3,9)**	**-47,3%**	**41,5**	**62,3**	**-33,4%**	**1.207,9**	**1.225,8**	**-1,5%**
EBITDA/Proveitos	32,0%	44,2%	-27,6%	18,4%	32,0%	-	-3,5%	-1,1%	-	4,1%	7,4%	-			
Provisões para riscos e encargos	(1,1)	1,5	-	19,0	13,8	37,6%	7,4	15,4	-52,2%	(3,0)	(1,4)	-115,2%	22,3	21,6	3,6%
Amortizações	296,3	259,0	14,4%	122,8	122,1	0,6%	1,1	4,7	-77,7%	2,0	2,3	-14,5%	422,1	388,1	8,8%
Compensa. amort. activos subsid.	(3,6)	(3,6)	0,0%	(0,5)	(0,4)	-1,7%	-	-	-	-	-	-	(4,0)	(4,0)	-0,2%
EBIT	**689,6**	**653,8**	**5,5%**	**49,6**	**121,3**	**-59,1%**	**(14,2)**	**(24,1)**	**41,0%**	**42,5**	**61,4**	**-30,8%**	**767,5**	**820,2**	**-6,4%**
EBIT/Proveitos	22,5%	31,7%	-0,3 pp	4,8%	15,1%	-	-8,6%	-7,0%	-	4,2%	7,3%	-	-	-	-
Empregados	1.591	1.535	3,6%	684	696	-1,7%	77	76	1,3%	90	88	2,3%	2.442	2.442	-

Investimento Operacional (€m)	2008	2007	Δ 08/07
Produção Liberalizada	**510,1**	**604,0**	**-94,0**
Expansão	**448,6**	**526,5**	**-77,9**
CCGT	311,9	316,4	-4,5
Hídricas	136,7	210,0	-73,4
Manutenção	**61,5**	**77,6**	**-16,1**
Recorrentes	34,6	30,6	4,0
Não Recorrentes (ambiental)	26,9	47,0	-20,1
Produção PPA/CMEC	**105,4**	**102,2**	**3,2**
Recorrente - Hídricas	17,2	12,8	4,3
Recorrente - Térmicas	30,1	27,9	2,1
Não Recorrentes (ambiental)	58,2	61,4	-3,3
Regime Especial	**34,7**	**10,0**	**24,7**
Expansão	28,1	9,4	18,7
Manutenção	6,6	0,7	6,0
Comercialização na P. Ibérica	**6,2**	**3,5**	**2,7**
Outros	35,5	25,3	10,3
Total	**691,9**	**745,0**	**-53,1**
Expansão	476,7	535,8	-59,1
Manutenção e Outros	215,2	209,2	6,0

A margem bruta na produção e comercialização Ibérica da P. Ibérica recuou 3,1% em 2008, suportada pelo perfil estável da margem bruta na produção contratada, responsável por 66% da margem bruta desta área. Excluindo items não recorrentes e o impacto do CO2 clawback, os custos operacionais integrados caíram 2,3% em 2008. Apesar do aumento 1,3% decorrente da adição de nova capacidade, a evolução dos custos operacionais beneficiou de uma política de contenção de custos e de menores custos de provisionamento e marketing decorrentes de redução de actividade na comercialização em Portugal. Os items não recorrentes incluem: (1) custos de reestruturação (€11,6M em 2008 vs €36,2M em 2007, (2) reversão parcial (€13M) em 2008 de uma provisão (€80M) criada em 2007 na produção em Espanha, para fazer face a possíveis desvios entre a interpretação do RD 03/2006 por parte da EDP vs o seu impacto final. O impacto do RD 11/2007 em termos de CO2 clawback ascendeu a €62M em 2008 (vs €42M em 2007).

Em 2008, o **investimento operacional** em produção e comercialização na P Ibérica ascendeu a €692M. Os projectos de expansão (69% do total) concentram-se em nova capacidade de mercado, menos poluente (94% to investimento de expansão). Em termos de CCGTs, Castejon 3 (€196m investimento total, €4,2M em 2008) e Soto 4 (€223M investimento total, €50M em 2008), em Espanha, entraram em funcionamento em Jan-08 e Set-08, respectivamente. Por sua vez, prossegue a construção de Lares 1 e 2, em Portugal (862MW, investimento total €458M), com 80% do investimento já efectuado (€188M em 2008) e início de operações previsto para Jul-09 e Set-09. Finalmente, o investimento em Soto5 (424MW previsto para arrancar em 2011, em Espanha) ascendeu a €69M em 2008. Em termos de centrais hidroeléctricas, o investimento de expansão ascendeu a €137M em 2008, incluindo: (1) Pagamento de €53M pelo direito de concessão da nova barragem Foz Tua (vs €195M no Alqueva em 2007) e (2) €84M investido em Picote II, Bemposta II, Alqueva II (aumentos de capacidade) e Baixo Sabor (nova barragem). Por fim, o investimento em nova capacidade sob regime especial totalizou €29M, abrangendo projectos de cogeração (25MW no Barreiro, a arrancar em 2010) e de biomassa (40MW, a arrancar em 2009). Em termos de outro investimento não recorrente, destacam-se os investimentos de desnitrificação e dessulfuração em Sines, atingindo o valor de €58M em 2008. Em termos globais, o investimento acumulado em projectos em construção ascendeu a €522M até ao final de 2008.

Em Abr-08, a EDP efectuou o pagamento de €759M, por contrapartida do direito de explorar 4.094MW de capacidade hídrica actualmente abrangido pelos CAE/CMEC após o termo destes contratos. Em Jul-08, a EDP ganhou o concurso internacional para a construção e operação das barragens do Fridão e Alvito, em Portugal (450MW), tendo pago, em Jan-09, €232M pelo direito de concessão e prevendo investir €666M na construção destas barragens, com arranque previsto para 2016.

EDP Renováveis

Capacidade Instalada (MW)	100%	% Held [1]	EBITDA		
			Dec-08	Dec-07	Δ 08/07
Espanha	**2.109**	**1.639**	**1.692**	**1.265**	**+427**
RD 436/2004	1.474	1.086	1.101	1.101	-
RD 661/2007	635	553	591	164	+427
Portugal	**553**	**533**	**553**	**424**	**+129**
Antigo Mod. Remun.	553	533	553	424	+129
Novo Mod. Remun.	0	0	0	0	-
França	**185**	**185**	**185**	**87**	**+98**
Antigo Mod. Remun.	9	9	9	9	-
Novo Mod. Remun.	176	176	176	78	+98
Bélgica	**47**	**33**	**47**	**0**	**+47**
CAE	47	33	47	0	+47
Europa	**2.894**	**2.390**	**2.477**	**1.776**	**701**
EUA	**2.158**	**1.942**	**1.923**	**1.254**	**669**
CAE	1.533	1.477	1.459	1.082	377
Hedged	264	138	138	138	-
Mercado	361	327	327	35	292
Total	**5.052**	**4.332**	**4.400**	**3.030**	**1.370**

Investimento Operacional (€M)	2008	2007	Δ 08/07
Espanha	684	428	60%
Portugal	85	174	-51%
Resto da Europa	123	54	129%
Europa	**893**	**656**	**36%**
EUA	**1.198**	**733**	**63%**
Total	**2.091**	**1.389**	**51%**

Imobilizado em Curso (€M)	MW em Construção e Desenvolvimento
Total a Dez-08	**1.060,7**

MW Brutos	Em Constr.	Pipeline			Prospects	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3		
Espanha	**477**	**373**	**541**	**1.702**	**2.250**	**5.343**
Portugal	**42**	**480**	**-**	**17**	**232**	**771**
Resto Europa	**51**	**388**	**596**	**694**	**1.657**	**2.648**
- França	8	63	80	384	742	1.276
- Bélgica	23	-	-	37	25	84
- Polónia	20	100	456	262	450	1.288
- Roménia	-	225	60	12	440	737
Europa	**569**	**1.242**	**1.137**	**2.413**	**4.139**	**8.763**
EUA	**199**	**650**	**4.813**	**7.787**	**5.069**	**18.518**
Brasil	**-**	**-**	**-**	**-**	**216**	**216**
Total	**769**	**1.892**	**5.950**	**10.200**	**9.424**	**28.234**

No ano 2008, a EDP Renováveis (EDPR) aumentou em 1,413 MW a sua capacidade instalada bruta, o que demonstra claramente a capacidade da empresa na execução dos seus objectivos anuais. Assim, a EDPR inicia o ano 2009 com mais de 5.000 MW de capacidade bruta em carteira, o que corresponde a uma capacidade EBITDA de 4.400 MW. A Dez-08, a EDPR tinha uma capacidade EBITDA na Europa de 2.477 MW (+ 701 MW vs. Dez-07). De notar que a EDPR acrescentou uma nova geografia à sua capacidade operacional – 47 MW instalados na Bélgica. A capacidade operacional da empresa na Europa está agora dispersa por quatro países: Espanha (1.692 MW), Portugal (553 MW), França (185 MW) e Bélgica (47 MW). Nos EUA, a capacidade EBITDA da EDPR totalizou 1.923 MW (+ 669 MW vs. Dez-07).

Actualmente, a EDPR tem 769 MW de capacidade bruta em construção: 569 MW na Europa (incluindo Polónia) e 199 MW nos EUA.

O investimento operacional da EDPR totalizou €2.091M em 2008, dos quais €893M foram investidos na Europa e €1.198M nos EUA (USD1.768M), reflectindo a conclusão de 1.413 MW de capacidade bruta, a prossecução dos trabalhos de construção de mais 769 MW, bem como os adiantamentos efectuados durante o período por conta de turbinas.

Durante o ano 2008, foram investidos €1.390M em projectos que entraram em operação (inclui algum investimento relativo a projectos que entraram em operação em 2007 e investimento relacionado com a conclusão dos trabalhos de construção de 1.413 MW). Os investimentos realizados em capacidade em fase de construção e desenvolvimento totalizaram €701M, dos quais €238M se referem a adiantamentos por conta de turbinas.

De notar que o montante de imobilizado em curso relacionado com capacidade em construção e desenvolvimento totalizou €1.061M no final de 2008, reflectindo o investimento já incorrido com estes projectos.

A carteira de projectos da EDPR aumentou 4,0 GW em relação a Dez-07 para 28,2 GW. Este aumento foi parcialmente impulsionado pela aquisição de 1.050 MW em fases iniciais de desenvolvimento nos EUA e de mais 1.296 MW em desenvolvimento em França (560 MW) e na Roménia (736 MW) – em diferentes fases de desenvolvimento e localizações favoráveis – permitindo à empresa aumentar e diversificar de forma selectiva o seu leque de opções de crescimento.

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

EDP Renováveis

DR Operacional (€m)	EUROPA (NEO)			USA (Horizon)			EDP Renováveis		
	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07
Margem Bruta	**388,9**	**242,9**	**60%**	**131,3**	**31,6**	**-**	**520,2**	**-**	**-**
Fornecimentos e serviços externos	55,8	38,8	44%	45,4	9,2	-	106,9	-	-
Custos com pessoal	18,7	13,0	44%	18,0	8,4	-	38,1	-	-
Outros custos (proveitos) operacionais (1)	7,6	0,9	775%	-70,6	-10,0	-	-62,7	-	-
Custos Operacionais	**82,1**	**52,7**	**56%**	**-7,2**	**7,6**	**-**	**82,3**	**-**	**-**
EBITDA	**306,8**	**190,2**	**61%**	**138,5**	**23,9**	**-**	**437,9**	**-**	**-**
EBITDA/Margem Bruta	78,9%	78,3%	1p,p,	105,5%	75,8%	-	84,2%	-	-
Provisões para riscos e encargos	-0,8	-	-	-	-	-	-0,8	-	-
Amortizações	120,1	91,2	32%	87,7	20,4	-	207,8	-	-
Compensação amort. activos subsidiad	-0,7	-0,2	-	-	-	-	-0,7	-	-
EBIT	**188,2**	**99,1**	**90%**	**50,8**	**3,5**	**-**	**231,6**	**-**	**-**
EBIT/Margem Bruta	48,4%	40,8%	8p,p,	38,7%	11,1%	-	44,5%	-	-
Número de Empregados	**324**	**279**	**16%**	**276**	**197**	**40%**	**600**	**-**	**-**
Opex/MW (€ 000) (2)	**42,8**	**38,7**	**11%**	**52,7**	**-**	**-**	**44,0**	**-**	**-**
Opex / MWh (2)	**21,1**	**18,1**	**16%**	**18,1**	**-**	**-**	**18,4**	**-**	**-**

Europa - Margem Bruta (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Portugal	97,9	72,5	35%
Espanha	264,9	161,7	64%
França	17,0	9,7	76%
Eólica	379,8	243,9	56%
Outros & Ajustamentos	9,1	-1,0	-
Total	**388,9**	**242,9**	**60%**

EUA M. Bruta Ajustada (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Receitas de Electric. & RECs	131,8	31,3	-
Prest. de Serviços & Outros	-0,5	0,2	-
Margem Bruta	**131,3**	**31,6**	
Receitas PTCs e Outras (3)	61,2	12,3	-
Margem Bruta Ajustada	**192,5**	**43,9**	**-**

Electricidade produzida (GWh)	2008	2007	Δ 08/07
Portugal	1.028	735	40%
Espanha	2.634	2.056	28%
França	238	119	100%
Eólico Europa	**3.900**	**2.911**	**34%**
Eólico EUA (3)	**3.907**	**862**	**-**
Electricidade Produzida	**7.807**	**3.773**	**107%**

Factor Médio Utilização (%)	2008	2007	Δ 08/07
Portugal	27%	24%	2 pp
Espanha	26%	27%	(1 pp)
França	23%	27%	(4 pp)
Europa	**26%**	**26%**	**(0 pp)**
EUA	**34%**	**30%**	**4 pp**

Tarifas Médias (€/MWh)	2008	2007	Δ 08/07
Eólico Europa	**98,0**	**82,4**	**19%**
Portugal	93,8	95,8	-2%
Espanha	100,7	78,0	29%
Preço médio na Pool	*62,1*	*37,4*	*66%*
França	70,7	78,6	-10%
Eólico EUA (USD/MWh)	**86,0**	**-**	**-**
Preço Médio (Energia + REC)	49,0	-	-
Receitas Parceiros inst. (4)	37,0	-	-

A produção de electricidade na EDPR totalizou 7,8 TWh em 2008. Na Europa, aumentou 34%, para 3,9 TWh em 2008, devido a um aumento da capacidade instalada (+701MW no período). A produção em 2008 não beneficiou totalmente dos aumentos de capacidade, uma vez que a maioria da capacidade adicional foi instalada no final do 4T08. O factor médio de utilização na Europa foi de 28% no 4T08 (vs 25% no 4T07). Numa base trimestral, o factor médio de utilização na Europa aumentou de 20% no 3T08 para 28% no 4T08, reflectindo a sazonalidade dos recursos eólicos ao longo do ano. No ano 2008, a carteira de MW eólicos da EDPR na Europa registou um factor médio de utilização de 26% (em linha com 2007). Nos EUA, com o elevado crescimento da capacidade instalada, a produção de electricidade totalizou 3,9 TWh em 2008. O factor médio de utilização alcançou os 34% (vs. 30% em 2007).

A margem bruta da EDPR alcançou os €520,2M em 2008, suportados pelo aumento da produção de electricidade (7,8 TWh em 2008) e por preços de venda atractivos – €98/MWh na Europa (+19% no período) e USD86/MWh nos EUA (incluindo PTCs). Em Espanha, o preço médio de venda de electricidade beneficiou de um aumento do preço médio da *pool*. Apesar do preço da *pool* ter começado a registar uma tendência negativa no 4T08, a EDPR beneficiou da sua política de *hedging* (0,4 TWh no mercado OTC @ €73,8/MWh). Nos EUA, a margem bruta ajustada dos PTCs e outras receitas relacionadas com parceiros institucionais totalizou €192,5M em 2008. Para 2009, em Espanha, a EDPR cobriu 2,0 TWh a um preço de €46-50/MWh.

Os custos operacionais ascenderam a €82,3M em 2008. Na Europa, estes aumentaram 56% no período, devido ao crescimento do negócio que se reflecte: (i) num aumento das despesas de O&M com a entrada em funcionamento de nova capacidade; e (ii) num aumento dos custos com pessoal devido à necessidade de recursos humanos adicionais por forma a suportar o crescimento da empresa. Em consequência, o rácio de custos operacionais por MW instalado aumentou 11% no período para €42,8/MW. Nos EUA, o rácio de custos operacionais por MW instalado, quando ajustado de PTCs e outras receitas relacionadas com parceiros institucionais, alcançou os €52.7/MW em 2008.

Em Fev-09, o presidente dos EUA assinou o Plano de Recuperação e Reinvestimento Económico que inclui um conjunto de políticas e incentivos fiscais para o desenvolvimento do sector eólico nos EUA: i) extensão até 31-Dez-12 dos PTCs, ii) possibilidade de optar por um crédito fiscal no montante de 30% do investimento inicial ("ITC") em lugar dos referidos PTCs; e iii) possível requisição junto da Secretaria do Tesouro da restituição do referido crédito fiscal.

(1) Inclui Rendas de concessão; (2) Nos EUA, os custos operacionais excluem Receitas PTC & outras receitas relacionadas com "Institutional partnerships" da ; (3) Em 2007, a Horizon contribuiu para a produção eólica apenas de Jul-07 a Dez-07 (Horizon adquirida em Jul-07); (4) Receitas de "Institutional partnership", bruto de imposto; o cálculo apenas inclui projectos que já estejam a contribuir para o portfolio com "Institutional partnerships".

Note: A taxa média de câmbio em 2008 foi de 1,48 USD/EUR vs. 1,37 USD/EUR para 2007. A taxa de câmbio a Dez-08 foi de 1,39 USD/EUR vs. 1,47 USD/EUR a Dez-07.

Distribuição em Portugal

Consumidores de Electricidade (mil)	2008	2007	Δ 08/07
Comercialização Regulada	5.890	5.902	-12
Comercialização Mercado Liberalizado	198	152	46
Consumidores de Electricidade	**6.088**	**6.054**	**34**

Electricidade Entrada na Rede de Distribuição (GWh)	2008	2007	Δ 08/07
Mercado Regulado	48.796	43.779	11,5%
Mercado Liberalizado	1.306	5.731	-77,2%
Electricidade Entrada na Rede de Distribuição	**50.102**	**49.510**	**1,2%**

Vendas de Electricidade e Margem Bruta (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Facturação Electricidade & Desvios e Deficits Tarifários	6.014,9	4.622,9	30,1%
Compras de Electricidade	4.562,1	3.414,1	33,6%
Margem Bruta de Electricidade	**1.452,7**	**1.208,7**	**20,2%**
(-) Reposição do Défice Tarifário 2006/07 (Jan-Fev)	(2,4)	-	-
(-) Reposição Reconhecimento Desvio Tarifário de 2007	85,9	-	-
Margem Bruta de Electricidade Ajustada	**1.369,2**	**1.208,7**	**13,3%**
Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver)	0	58,3	-99,8%
Proveitos Permitidos	**1.369,3**	**1.267,1**	**8,1%**

Investimento Operacional e Qualidade do Serviço	2008	2007	Δ 08/07
Tempo de Interrupção Equivalente (min)	**92**	**96**	**-4**
Investimento Operacional - Líquido de Subsidios (€m)	**239**	**233**	**6**

DR Operacional (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Margem Bruta	**1.482,1**	**1.226,1**	**20,9%**
Fornecimentos e serviços externos	284,3	259,9	9,4%
Custos com pessoal	173,8	181,4	-4,2%
Custos com benefícios sociais	132,1	199,8	-33,9%
Rendas de concessão	227,5	208,7	9,0%
Outros custos (proveitos) operacionais	(23,5)	(9,0)	-162,0%
Custos Operacionais	**794,3**	**840,8**	**-5,5%**
EBITDA [1]	**687,9**	**385,3**	**78,5%**
EBITDA/Margem Bruta	46,4%	31,4%	15,0 pp
Provisões para riscos e encargos	(1,5)	(6,8)	78,6%
Amortizações	340,4	345,4	-1,4%
Compensação amort. activos subsidiados	(91,8)	(85,5)	-7,3%
EBIT	**440,7**	**132,2**	**233,4%**
EBIT/Margem Bruta	29,7%	10,8%	19,0 pp

Número de Empregados	2008	2007	Δ 08/07
Número de Empregados	**4.675**	**4.983**	**-308**
Empregados/TWh	**101**	**106**	**-5,3%**
Clientes/Empregado	**1.302**	**1.215**	**7,2%**

A electricidade entrada na rede de distribuição da EDP Distribuição (EDPD) aumentou 1,2% (0,9% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis). A electricidade distribuída ficou 3,6% abaixo da estimativa da ERSE, reflectindo a desaceleração económica. Esta diferença nos consumos, em conjunto com um *mix* de consumo diferente do assumido pela ERSE, traduziram se num desvio tarifário no montante de €105M na actividade de uso da rede de distribuição.

Em 2008, a EDP Serviço Universal (EDP SU) comercializou 45,3 TWh (+9%), mais de 6% acima do pressuposto do regulador para 2008, resultado da transferência de clientes do mercado liberalizado para o comercializador regulado (fruto de preços de mercado superiores à tarifa de ultimo recurso em 2008). Em 2008, o custo médio com a compra de electricidade foi de €76,5/MWh, vs. um pressuposto de €50/MWh utilizado pela ERSE. Os aumentos do custo médio com a compra de electricidade e do volume fornecido, traduziram-se num desvio tarifário de €872M em 2008, suportado pela EDP SU.

A margem bruta aumentou 20,9%, para €1.482,1M (redução de 1% excluindo ajustamentos tarifários de anos anteriores). Na sequência do DL165/2008, de 21 de Agosto, os desvios tarifários anteriores a 2008 beneficiam dos mesmos termos regulatórios/legais que os défices tarifários. Em conformidade, a EDPD e a EDP SU reconheceram como vendas de electricidade em 2008 os desvios tarifários de 2008 e 2007 (da EDPD e EDP SU), num total de €977M e €86M, respectivamente.

Em Dez-08, a ERSE anunciou um aumento anual médio de 4,9% para as tarifas de electricidade em 2009 (Portugal continental) bem como o reconhecimento de um défice tarifário acumulado de €1,27 mil milhões a Dez-09 (gerado em 2007-2008 com juros). O DL 165/2008 define que este défice tarifário, a ser suportado pela EDP, deverá ser recuperado, com juros (Euribor + 195pb) [2] através das tarifas aplicáveis a todos os consumidores a partir de 1-Jan-2010 e por um período de 15 anos. O referido DL também autoriza que o défice tarifário possa ser transferido sem recurso a terceiros, prevendo o direito incondicional ao seu recebimento. Na definição das tarifas para 2009, a ERSE assumiu um custo médio com a compra de electricidade de €70,8/MWh. Este pressuposto de custo médio com a compra de electricidade está substancialmente acima dos preços que temos vindo a observar no mercado, o que deverá aliviar a pressão exercida sobre o sistema no que respeita à criação de défices tarifários futuros.

Os custos operacionais controláveis aumentaram 3,8% devido a um aumento dos custos com FSEs (+9,4%), que resultou essencialmente de uma imposição legal (lei 12/2008: alteração na periodicidade da facturação de bimestral para mensal), e de um aumento dos custos com TI e de *back-office*. Os custos com pessoal diminuíram 1,9%, excluindo indemnizações e capitalização de custos com pessoal, reflexo de uma redução de 6% no número de empregados. O rácio de clientes/empregado melhorou 7%.

Os custos com benefícios sociais diminuíram €68M devido a uma redução dos custos relacionadas com o programa de reestruturação de RH – €38M em 2008, relativos a 148 pré-reformas que acordaram a saída para o 1T09, vs. €127,3M em 2007 – que foi parcialmente compensada por um aumento das provisões com actos médicos e prémios para pensões.

O investimento operacional aumentou 2,6% para dar resposta aos requisitos regulatórios e ao aumento do consumo de electricidade. O TIEPI ajustado de impactos não-recorrentes (tempestades, vento forte e incêndios de verão) registou uma melhoria de 4 min. no período para os 92 min. em 2008.

[1] O EBITDA normalisado (i.e. excluindo as diferenças tarifárias e os ajustamentos tarifários t-2 e t-1) é de €493M em 2008 vs. €460M em 2007.

[2] Definido por Despacho nº 5579-A/2009

Distribuição Espanha

Consumidores de Electricidade (milhares)	2008	2007	Δ 08/07
Comercialização Regulada	549	565	-2,8%
Comercialização Mercado Liberalizado	79	51	53,3%
Consumidores de Electricidade	**628**	**617**	**1,9%**

Electricidade Distribuida (GWh)	2008	2007	Δ 08/07
Alta Tensão	5.762	5.883	-2,1%
Média Tensão	1.284	1.204	6,6%
Baixa Tensão	2.633	2.536	3,8%
Electricidade Distribuida	**9.679**	**9.623**	**0,6%**
dos quais: de acesso	2.439	1.584	54,0%

Proveitos Regulados (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Transporte	6,4	6,2	3,7%
Distribuição	130,8	123,7	5,8%
Comercialização	8,0	7,7	3,3%
Proveitos Regulados	**145,2**	**137,6**	**5,5%**

Investimento Operacional e Qualidade do Serviço	2008	2007	Δ 08/07
Tempo de Interrupção Equivalente (min)	**65**	**59**	**6**
Investimento Operacional (liquido de subsidios) €m	**51**	**30**	**21**

Em 2008, a electricidade distribuída nas Astúrias aumentou apenas 0,6%, devido a uma redução de 2,1% no consumo em AT. A margem bruta do negócio da distribuição em Espanha aumentou 9,8%, para €158,1M, reflectindo um aumento de 5,5% nos proveitos de actividades reguladas reconhecidos nas tarifas de 2008, bem como um aumento de €6M nas prestações de serviços devido à contabilização de receitas de actividades reguladas não-recorrente (€5,3M).

Os custos operacionais aumentaram 6%, para €76M. Excluindo do ano 2007 o impacto de €11M relacionado com o RD 871/2007 [1] e um proveito não recorrente de €3,4M contabilizado em outros custos/proveitos operacionais, os custos operacionais teriam diminuído 11,7%. Os FSEs reflectem um aumento dos custos com O&M, que foi mais do que compensado por uma redução dos custos com benefícios sociais – O ano 2007 inclui um custo actuarial de €15,8M relacionado com a evolução esperada da remuneração dos empregados, por forma a reflectir uma alteração no acordo salarial em vigor na HC Energia.

O EBITDA da actividade de distribuição em Espanha aumentou 13,7%, para €82M em 2008. Excluindo os impactos não recorrentes acima mencionados: (i) €5,3M em prestação de serviços em 2008; (ii) €14,4M em outros proveitos operacionais em 2007; e (iii) €15,8M em custos com benefícios sociais em 2007, o EBITDA teria aumentado 4,3% no período.

O investimento operacional aumentou €21M devido a um aumento dos investimentos na rede de distribuição (expansão fora das Astúrias e melhorias na qualidade do serviço).

DR Operacional (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Margem Bruta	**158,1**	**143,9**	**9,8%**
FSEs	59,9	55,9	7,3%
Custos Pessoal	20,9	25,7	-18,8%
Custos Beneficíos sociais	3,6	16,6	-78,3%
Outros custos (proveitos) operacionais	(8,3)	(26,3)	68,4%
Custos Operacionais	**76,1**	**71,9**	**6,0%**
EBITDA	**81,9**	**72,1**	**13,7%**
EBITDA / Margem Bruta	51,8%	50,1%	1,8 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	(0,4)	-
Amortizações do exercício	29,3	31,9	-8,1%
Compensação amort. activos subsidiados	(3,6)	(2,8)	-25,1%
EBIT	**56,1**	**43,4**	**29,2%**
EBIT / Margem Bruta	35,5%	30,2%	5,3 pp

Número de Empregados	2008	2007	Δ 08/07
Número de empregados	**366**	**389**	**-23**
Empregados/TWh	**37,8**	**40,4**	**-6,5%**
Clientes/Empregado	**1.717**	**1.585**	**8,3%**

Em 2008, as tarifas de electricidade em Espanha não foram suficientes para cobrir os custos com a compra de electricidade, o que se reflectiu num défice tarifário de €252M na HC Energia em 2008.

Em Jan-08, as tarifas de electricidade em Espanha aumentaram 3,3%, tendo-se verificado um aumento adicional de 5,6% em Jul-08, assumindo um custo médio com a compra de electricidade de €61,1/MWh para o 2S08. O défice tarifário em Espanha para o ano 2008 está estimado em €5,6 mil milhões. As *Utilities* e o Governo espanhol estão actualmente em negociação para encontrar a melhor forma de evitar défices no futuro.

O défice tarifário total de 2007, que ascendia a €1,3 mil milhões, foi securitizado em Jun-08. O valor recebido pela HC Energia relativamente a esta operação foi de €79M (com juros). Desde 2007, o défice tarifário de 2006 está a ser recuperado através das tarifas, por um período de 15 anos.

O Governo Espanhol definiu um aumento médio de 3,4% para as tarifas de electricidade no 1T09, assumindo um aumento de 1,9% do consumo de electricidade e um custo médio com a compra de electricidade de €58,4/MWh para o ano 2009 (€63/MWh para o 1T09). As receitas reguladas atribuídas à HC Energia para o ano 2009 totalizam €155M, o que corresponde a um crescimento anual de 7%.

[1] RD 03/2006 implica que a venda da produção e a compra de electricidade feitas simultaneamente e dentro do mesmo grupo tenham de ser líquidas e com preço provisional de €42.35/MWh. Mais tarde, o RD 871/2007 define este preço provisional em €49.23/MWh.

Gás - Actividade Regulada

DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total		
	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07
Margem Bruta	**42,1**	**52,6**	**-20,0%**	**188,4**	**154,8**	**21,7%**	**230,5**	**207,4**	**11,2%**
FSEs	12,8	12,1	5,6%	25,9	26,5	-2,1%	38,7	38,6	0,3%
Custos Pessoal	4,2	5,3	-19,5%	18,8	17,8	5,4%	23,0	23,1	-0,2%
Custos Benefícios sociais	0,1	0,2	-69,5%	0,4	0,4	12,4%	0,5	0,6	-20,5%
Outros custos (proveitos) operac.	5,7	(0,0)	-	-7,0	0,5	-	(1,3)	0,4	-
Custos Operacionais	**22,8**	**17,6**	**29,6%**	**38,2**	**45,1**	**-15,5%**	**60,9**	**62,7**	**-2,9%**
OPEX / Margem Bruta	54,1%	33,4%	20,7 pp	20,2%	29,2%	-8,9 pp	26,4%	30,2%	-3,8 pp
EBITDA	**19,3**	**35,0**	**-44,9%**	**150,3**	**109,6**	**37,1%**	**169,6**	**144,7**	**17,2%**
EBITDA / Margem Bruta	45,9%	66,6%	-20,7 pp	79,8%	70,8%	8,9 pp	73,6%	69,8%	3,8 pp
Provisões para riscos e encargos	(0,0)	0,3	-	0,5	(0,5)	-	0,5	(0,3)	-
Amortizações do exercício	11,8	12,9	-8,8%	35,0	32,5	7,5%	46,8	45,5	2,9%
Compensação amort.activos sub	(1,4)	(1,4)	-0,2%	(3,2)	(1,6)	98,1%	(4,6)	(3,0)	52,3%
EBIT	**9,0**	**23,3**	**-61,4%**	**117,9**	**79,2**	**48,9%**	**126,9**	**102,5**	**23,8%**
EBIT / Margem Bruta	21,3%	44,2%	-22,9 pp	62,6%	51,2%	11,4 pp	55,1%	49,4%	5,6 pp

Actividade Regulada	2008	2007	% Δ	Abs. Δ
Número Clientes (mil)	**891,0**	**844,9**	**5,5%**	**+46**
Portugal	201,0	179,8	11,8%	+21
Espanha	690,0	665,1	3,7%	+25
Clientes Finais	-	196,6	-	-197
Clientes acesso	690,0	468,5	47,3%	+222
Volume de Gás (GWh)	**23.381**	**22.791**	**2,6%**	**+590**
Portugal	2.693	2.554	5,5%	+139
Espanha	20.688	20.237	2,2%	+451
Clientes Finais	1.514	4.529	-66,6%	-3.015
Clientes acesso	19.174	15.708	22,1%	+3.466
Receitas reguladas (€ m)	**192,4**	**195,3**	**-1,5%**	**-2,9**
Portugal	42,1	52,6	-20,0%	-10,5
Espanha	150,3	142,8	5,3%	+7,6
Transporte	16,6	16,2	2,7%	+0,4
Distribuição	130,1	118,2	10,0%	+11,9
Comercialização Regulada	3,6	8,4	-56,4%	-4,7
Rede (Km)	**9.048**	**8.456**	**7,0%**	**+592**
Portugal - Distribuição	3.220	2.987	7,8%	+232
Espanha - Distribuição	5.519	5.161	6,9%	+358
Espanha - Transporte	309	307	0,5%	+2
Capex	**70,5**	**71,8**	**-1,8%**	**-1**
Distribuição de Gás Portugal	27,4	24,7	10,9%	+3
Gas Transporte Espanha	28,9	21,7	33,5%	+7
Distribuição de Gás Espanha	14,2	25,5	-44,1%	-11

A actividade de gás regulado, inclui a EDP Gás Distribuição e EDP Gás Serviço Universal (ex-Portgás), empresas de distribuição e comercialização regulada, com contrato de concessão no norte de Portugal (72% detida pela EDP), e a Naturgas (63,51% detida pela EDP), empresa de distribuição e transporte de gás, que actua principalmente no País Basco e Astúrias.

A nossa actividade de gás regulado apresentou um crescimento do EBITDA de 17,2%, vs. 2007, para €169,6M. O volume de gás distribuído em Portugal pela EDP cresceu 5,5% em 2008 e 8,7% no 4T08, um maior crescimento no final do ano explicado pela ligação à rede de um novo cliente industrial em Set-08. O volume de gás distribuído pela Naturgas em Espanha cresceu 2,2% em 2008, pese embora a redução de 1,3% no 4T08 em termos homólogos também devido à diminuição da procura no segmento industrial. De realçar que na distribuição de gás na Península Ibérica, o número de clientes ligados aumentou em 15.000 no 4T08 e +5,5% em 2008 em termos homólogos e verificou-se um aumento da extensão da rede em 7,0%, para 9.048 Kms.

Em Espanha, as receitas reguladas aumentaram 5,3% para €150M em 2008:

- As **receitas reguladas da distribuição de gás** cresceram 10,0% para €130M reflectindo um crescimento homólogo de 3,7% nos pontos de abastecimento, para 690.000 clientes (+25.000 clientes contratados), e um aumento de 6,9% na extensão da rede de distribuição de gás para 5.519 Kms. O volume de gás distribuído subiu 2,2% vs 2007, tendo a procura convencional de gás no mercado espanhol diminuído em 1,7%.
- As **receitas reguladas do transporte** cresceram 2,7% para €16,6M devido ao aumento da remuneração dos novos investimentos.
- As **receitas reguladas da comercialização** caíram 56%, vs. 2007, para €3,6M, reflectindo o fim das tarifas de gás regulado em Jun-08. A partir de Jul-08, esta actividade inclui apenas comercializador regulado de último recurso nas regiões do País Basco e Astúrias.

Para a margem bruta em Espanha contribuíram ainda actividades não incluídas nas receitas reguladas, como serviços de inspecção e aluguer de contadores reflectindo um aumento de receitas de €12M nos 2007 para €38M em 2008, em resultado de uma alteração da legislação, com início em 2007, que permitiu a passagem destes custos das distribuidoras para o cliente final e de uma receita não recorrente de "upfront fees" devido à ligação de clientes associada ao fim das tarifas de gás (+€14m).

Em Portugal, foi assinado um novo contrato de concessão com o Estado Português, que estabelece um período de 40 anos para a concessão com efeitos a partir de Jan-08, o que comparando com o antigo contrato vai implicou menores receitas nos primeiros anos e maiores receitas nos últimos anos, mantendo o equilíbrio económico e financeiro da concessão. Os novos termos estão em vigor desde Jul-08, com o início do novo período regulatório a decorrer até Jun-11, estando a remuneração dos activos fixada em 9%. Como resultado deste novo ambiente, as receitas reguladas desceram 20,0% vs. 2007, para €42,1M, reflectindo não só o novo contrato de concessão mas também uma perda não recorrente por perdas acumuladas de gás em contadores (€5m). Em termos operacionais, verificou-se um crescimento de 7,8% da nossa rede de distribuição, um aumento de 11,8% no número de pontos de abastecimento (melhoria do rácio cliente/Kms de 64 em 2007 para 66 em 2008) e o aumento de 5,5% do volume de gás distribuído (apesar de se ter registado uma diminuição no consumo médio por cliente de 5,6%, vs. 2007).

Os **custos operacionais** diminuíram 2,9% devido a ganhos não recorrentes contabilizados em outros custos operacionais. Excluindo os custos não recorrentes, os custos operacionais apresentaram um comportamento estável.

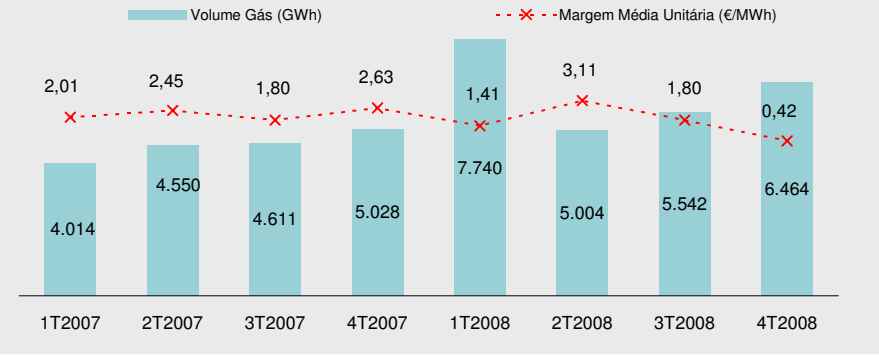
O **investimento operacional** em 2008 diminui para €70,5M (-1,2% relativamente ao período homólogo) devido ao recebimento de mais subsidios em 2008 (+€16M) e foi maioritariamente investido na expansão da nossa rede (+592 Kms em Dez-08). A rede de transmissão em Espanha aumentou devido à construção da rede Bergara-Irun (88 Kms de extensão, investimento operacional esperado de €67,5M, para estar completamente operacional no final de 2010). O novo modelo de remuneração para o transporte de gás em Espanha melhorou significativamente as taxas de remuneração deste pipeline, que tem um maior custo de investimento por km que o custo médio de rede de transmissão em Espanha, devido à sua localização numa região montanhosa.

Gás - Actividade Liberalizada

DR Operacional (€ M)	2008	2007	Δ 08/07
Margem Bruta	**72,1**	**68,5**	**5,3%**
FSEs	18,2	14,4	26,3%
Custos Pessoal	3,8	2,6	48,7%
Custos Benefícios sociais	0,1	0,1	9,3%
Outros custos (proveitos) operacionais	12,5	7,6	62,9%
Custos Operacionais	**34,5**	**24,7**	**39,9%**
OPEX / Margem Bruta	47,8%	36,0%	11,8 pp
EBITDA	**37,6**	**43,8**	**-14,2%**
EBITDA / Margem Bruta	52,2%	64,0%	-11,8 pp
Provisões para riscos e encargos	-0,1	0,1	-
Amortizações do exercício	0,5	1,2	-60,2%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	**37,2**	**42,6**	**-12,6%**
EBIT / Margem Bruta	51,6%	62,2%	-10,6 pp

Actividade Comercialização Liberalizada	2008	2007	Δ 08/07
Número clientes (mil)	**628,3**	**415,3**	**51,3%**
Comercializador Ultimo Recurso	118,9	-	-
Liberalizados	509,4	415,3	22,7%
Fornecimento de Gás (GWh)	**24.750**	**18.203**	**36,0%**
Comercializador Ultimo Recurso	451,6	-	-
Liberalizados	24.298,1	18.202,8	33,5%
Industrial	18.313	14.043	30,4%
Residencial/Comercial	5.985	4.160	43,9%
Margem Bruta Unitária (€ / MWh)	**1,56**	**2,23**	**-30,0%**

Mercado Liberalizado - Volumes & Margem de Venda



A nossa actividade de gás liberalizado inclui o negócio de comercialização de gás (através da Naturgas e HC Energia, em Espanha, e da EDP Gás.Com, em Portugal) e a actividade de abastecimento de gás em mercados grossistas. O EBITDA da actividade liberalizada de gás decresceu 14,2% em termos homólogos, para €37,6M.

O **fornecimento de gás** para a actividade liberalizada é actualmente suportado por um portfolio de contratos de longo prazo que totalizam 4,5bcm/ano e decompõe-se em 4 contratos já em velocidade cruzeiro em termos de entregas (1bcm/ano com Trinidad & Tobago, actualmente com acordo de *swap* com a Gas Natural, 0,5bcm/ano com a ENI, 1,2bcm/ano com a Galp e 0,5bcm/ano com a Gas Natural) e um contrato de 1,3bcm/ano com a Sonatrach, assinado em 2007, com entregas iniciadas em Abr-08, as quais se espera que atinjam velocidade cruzeiro em 2010. Este portfólio de contratos é gerido de forma integrada tendo em consideração as necessidades de gás do nosso parque actual de 2.405 MW de CCGTs, os 800 MW de CCGTs em construção e a actividade de venda de gás a clientes finais em Espanha e Portugal. O aumento de 36% de volume de gás fornecido em 2008 está relacionado com a gestão integrada dos contratos existentes e a entrega dos primeiros volumes de gás pela Sonatrach em Abr-08. Em 2008, a EDP realizou compras de 0,3 bcm no mercado spot internacional.

O volume de gás vendido a **clientes de retalho em mercado liberalizado** cresceu 36% em termos homólogos, contra uma diminuição de 1,7% da procura convencional de gás no mercado liberalizado Espanhol de gás. Esta taxa de crescimento, claramente acima da média do mercado, foi idêntica não apenas no segmento industrial, com o fecho de novos contratos com alguns clientes de grande dimensão, mas também no segmento residencial onde se verificou um aumento de 51,3% no número de clientes (+213.000 clientes vs. 2007). É de realçar que as tarifas de comercialização regulada de gás terminaram em Espanha em Jun-08, o que implicou a passagem massiva de clientes do sistema de tarifas regulado para o mercado liberalizado (+132.000 1S08 vs. 2S08).

A **margem bruta média** por MWh vendido na comercialização de gás diminuiu 30% em relação ao período homólogo, devido a um aumento do preço de custo médio, em linha com o comportamento do CMP e o aumento do preço do petróleo no 3T08 com impacto negativo no custo de aquisição de gás do 4T08. É expectável que a forte descida do preço do petróleo verificada no 4T08, venha a ter influência positiva na margem bruta média nos próximos trimestres.

O aumento dos custos operacionais deve-se ao reforço da plataforma comercial em Espanha, nomeadamente através de custos de marketing mais elevados e do aumento da equipa comercial e à contabilização de provisão por possibilidade de insolvência de clientes.

Brasil: Energias do Brasil

DR Operacional R$ Milhões	R$ Milhões												€ Milhões		
	Distribuição			Produção			Comercialização			Consolidado			Consolidado		
	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07	2008	2007	Δ 08/07
Margem Bruta	**1.515,2**	**1.999,2**	**-24,2%**	**664,5**	**516,0**	**28,8%**	**77,8**	**73,6**	**5,7%**	**2.257,4**	**2.587,0**	**-12,7%**	**851,3**	**973,0**	**-12,5%**
Forn. e serviços externos	308,6	353,7	-12,8%	42,4	30,8	37,9%	5,2	5,5	-4,8%	383,8	408,6	-6,1%	144,7	153,7	-5,8%
Custos c/ pessoal e ben. sociais	231,7	259,1	-10,6%	28,4	26,5	7,2%	5,6	7,7	-27,5%	282,1	316,2	-10,8%	106,4	118,9	-10,6%
Outros custos(prov.) operac.	58,5	276,3	-78,8%	25,8	12,1	112,7%	15,8	13,4	-	100,6	302,7	-66,8%	37,9	113,9	-66,7%
Custos Operacionais	**598,8**	**889,1**	**-32,6%**	**96,6**	**69,4**	**39,2%**	**26,6**	**26,5**	**0,1%**	**766,4**	**1.027,5**	**-25,4%**	**289,0**	**386,5**	**-25,2%**
EBITDA	**916,4**	**1.110,1**	**-17,4%**	**567,9**	**446,5**	**27,2%**	**51,2**	**47,0**	**8,9%**	**1.490,9**	**1.559,5**	**-4,4%**	**562,3**	**586,5**	**-4,1%**
EBITDA/Margem Bruta	60,5%	55,5%	5,0p.p.	85,5%	86,5%	-1,1p.p.	65,8%	63,9%	1,9p.p.	66,0%	60,3%	5,8p.p.	66,0%	60,3%	5,8p.p.
Prov.para riscos e encargos	18,5	43,4	-57,4%	0,2	(0,1)	-	-	-	-	22,3	43,3	-48,6%	8,4	16,3	-48,4%
Amortizações	234,1	228,8	2,3%	102,9	81,7	25,9%	0,3	0,3	-5,2%	483,2	325,9	48,2%	182,2	122,6	48,6%
Comp. amort. activos subsid.	(22,6)	(24,5)	7,8%	-	-	-	-	-	-	(22,6)	(24,5)	7,8%	(8,5)	(9,2)	7,5%
EBIT	**686,4**	**862,3**	**-20,4%**	**464,7**	**364,9**	**27,3%**	**50,9**	**46,7**	**9,0%**	**1.008,0**	**1.214,7**	**-17,0%**	**380,2**	**456,9**	**-16,8%**
EBIT/Margem Bruta	45,3%	43,1%	2,2p.p.	69,9%	70,7%	-0,8p.p.	65,5%	63,5%	2,0p.p.	44,7%	47,0%	-2,3p.p.	44,7%	47,0%	-2,3p.p.
Investimento Operacional	446	447	-0,3%	690	108	539,8%	0	1	-39,5%	1.137	556	104,4%	429	209	104,9%
Número de Empregados	2.033	2.734	-701	236	231	+5	14	15	-1	2.342	3.036	-694			

As actividades da EDP no Brasil, desenvolvidas através da Energias do Brasil (detida em 71,9% pela EDP) foram penalizadas pela redução no montante de receitas regulatórias recuperados em 2008 e pelo impacto negativo das revisões tarifárias das distribuidoras para o novo período regulatório. Em 2008, a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA beneficiou da apreciação de 0,3% do Real contra o Euro, de uma taxa média de BRL/Euro de 2,66 em 2007 para 2,65 em 2008 (+€2M de impacto no EBITDA).

A conclusão da permuta de activos, em Set-08, envolvendo a troca da totalidade da participação detida na Enersul pelas as participações detidas na Investco (detentora da concessão da hídrica do Lajeado), implicou a exclusão da Enersul e a consolidação integral da central hídrica de Lajeado, a partir da mesma data.

Em 2008, o **EBITDA** da Energias do Brasil diminuiu 4,4% para R$1.491M. O EBITDA da actividade de produção aumentou 27% em termos homólogos, suportado por um aumento da capacidade instalada e por um aumento das vendas de Peixe Angical no 1T08, associado aos preços mais elevados do mercado residual. de electricidade. Na distribuição, o EBITDA diminuiu 17,4% motivado essencialmente por: i) saída da Enersul a partir de Set-08, ii) impacto das revisões tarifárias ocorridas na Bandeirante e nas Escelsa em 2007 e ii) pela diminuição do valor recebido de activos regulatórios acumulados em anos anteriores, o que foi parcialmente compensado pelo v) crescimento da procura. O EBITDA da comercialização liberalizada cresceu 8,9%, vs. 2007 no seguimento do aumento do volume de vendas e do preço médio de venda.

Os **custos operacionais** da Energias do Brasil diminuíram 25,4%, vs. 2007. Excluindo a Enersul e o Lajeado do perímetro de consolidação, os custos operacionais recuaram 14,5%:
a) Os fornecimentos e serviços externos recuaram 6,1% e, excluindo a Enersul e Lajeado, subiram 1% abaixo da inflação (9,8% IGPM 12 meses);
b) os "Outros custos operacionais" recuaram 67% suportados por: i) provisão não recorrente associada à redução da base de activos da Enersul e ii) diminuição de provisões de clientes de cobrança duvidosa. Excluindo os custos não recorrentes registados em 2007, os "Outros custos operacionais" teriam diminuído 36%.

Em relação ao número de trabalhadores, a permuta de activos implicou a diminuição dos mesmos no negócio da distribuição. Na geração, todos os resursos humanos da Lajeado eram já considerados no total de trabalhadores da actividade da geração em 2007.

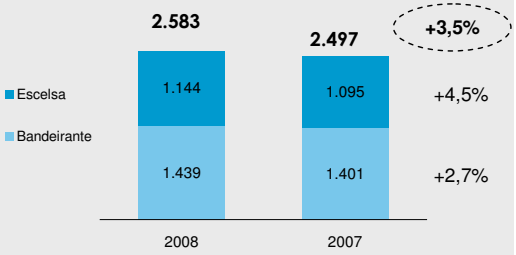
O **capex** apresentou um crescimento homólogo de 104%, para R$1.137M em 2008, em grande parte devido ao inicio da construção da central de carvão de Pecém (360MW/50%) e à construção da central hídrica de Santa Fé (+29MW), esta com inicio de operações previsto para 2009. O capex do negócio de distribuição é explicado pelo aumento da extensão e melhoria da rede de distribuição nas áreas de concessão da Bandeirante e Escelsa, principalmente, devido ao programa Universalização. Excluindo a Enersul, o capex total aumentou 138% vs 2007, de R$447M para R$1.044M.

Em Dez-08, BNDES aprovou formalmente abertura de crédito rotativo para o Grupo Energias do Brasil num montante de R$ 900 milhões. Os recursos aprovados ficam disponíveis para levantamento durante cinco anos, com prazo total de financiamento de cada saque de até dez anos. A Energias do Brasil utilizará estes recursos para financiamento dos investimentos das suas distribuidoras (Bandeirante e Escelsa), bem como para construção e repotenciação de Pequenas Centrais Hidroeléctricas (PCHs).

Brasil: Distribuição

	Actividade Distribuicão	Bandeirante 2008	Bandeirante 2007	Bandeirante Δ 08/07	Escelsa 2008	Escelsa 2007	Escelsa Δ 08/07	Enersul* 2008	Enersul* 2007	Enersul* Δ 08/07	Distribuição 2008	Distribuição 2007	Distribuição Δ 08/07
GWh	Clientes finais	8.471	8.050	5,2%	5.172	4.950	4,5%	1.888	2.833	-33,3%	15.531	15.833	-1,9%
	Clientes acesso	5.083	5.218	-2,6%	3.480	3.539	-1,6%	314	440	-28,8%	8.877	9.197	-3,5%
	Electricidade Distribuida	**13.554**	**13.268**	**2,2%**	**8.652**	**8.488**	**1,9%**	**2.202**	**3.273**	**-32,7%**	**24.408**	**25.029**	**-2,5%**
Perdas/TIEPI	**Inv. Operacional (R$ Milhões)**	**134,8**	**153,7**	**-12,3%**	**218,7**	**177,2**	**23,4%**	**92,8**	**116,6**	**-20,4%**			
	TIEPI (Horas)	**11,3**	**9,6**	**17,8%**	**10,6**	**11,6**	**-8,2%**	**-**	**13,1**	**-**			
	Perdas Técnicas	5,21%	5,14%	0,01 pp	8,71%	7,85%	0,11 pp	-	14,05%	-	6,61%	7,40%	-0,11 pp
	Perdas Comerciais	5,49%	5,65%	-0,03 pp	5,23%	5,97%	-0,12 pp	-	8,20%	-	5,39%	6,09%	-0,12 pp
	Perdas de Energia	**10,71%**	**10,80%**	**-0,01 pp**	**13,93%**	**13,82%**	**0,01 pp**	**0,00%**	**22,25%**	**-**	**11,99%**	**13,49%**	**-0,11 pp**
R$ million	**Margem Bruta IFRS**	**632**	**914**	**-30,8%**	**580**	**582**	**-0,2%**	**302**	**504**	**-40,0%**	**1.515**	**1.999**	**-24,2%**
	Perdas Racionam. e Parcela A	99	(29)	-	(7)	(49)	85,6%	(55)	(25)	-118,3%	38	(102)	-
	Ajust. das revisões tarifárias	-	(18)	-	-	-	-	-	(156)	-	-	(174)	-
	Desv. tarifários em recuperação	(94)	(127)	26,0%	(72)	(81)	10,9%	(32)	(28)	-14,9%	(198)	(236)	16,0%
	Desv. tarifários em constituição	28	(26)	-	33	27	21,4%	30	(7)	-	91	(6)	-
	Outros	30	24	26,5%	(38)	24	-	24	(42)	-	17	6	176,5%
	Margem Bruta Brasil GAAP	**696**	**739**	**-5,7%**	**496**	**503**	**-1,3%**	**270**	**246**	**9,8%**	**1.462**	**1.487**	**-1,7%**
	Activos Regulatórios	**61**	**55**	**11,6%**	**88**	**165**	**-46,5%**	**-**	**-71**	**-**	**150**	**149**	**0,2%**

Número de Clientes (Milhares)



Ultimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos

	Bandeirante Out/08 Reajuste	Escelsa Ago/08 Reajuste	Enersul Abr/08 Revisão
Parcela A	9,01%	3,96%	4,10%
Parcela B	2,88%	3,52%	-9,65%
Índice Reajust.	**11,89%**	**7,48%**	**-5,55%**
Custos Passados	2,24%	1,13%	-2,08%
Outros	0,35%	3,56%	0,45%
Items Financ.	**2,59%**	**4,69%**	**-1,63%**
Índice Total	**14,48%**	**12,17%**	**-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"
Items Financeiros: Recuperação (ou retorno) de custos passados (ou receitas) por um período de 12 meses.

PERFORMANCE DA MARGEM BRUTA DA DISTRIBUIÇÃO:

A margem bruta das distribuidoras da Energias do Brasil diminuiu 24,2% em 2008. Considerando apenas a Bandeirante e a Escelsa (Band+Esc), a margem bruta caiu 18,9% devido: (1) um crescimento homólogo de 2,1% dos volumes de electricidade distribuída, (2) impacto negativo das revisões tarifárias ocorridas em 2007, (3) diminuição no recebimento de activos regulatórios acumulados em anos anteriores relativamente ao período homologo e (3) maiores custos de aquisição de energia relativamente aos considerados no cálculo das tarifas, sendo que esta perda será devolvida nas próximas revisões tarifárias. Numa base normalizada, a margem bruta diminui 1,7% em relação a igual período do ano anterior.

1. Crescimento Sustentado da margem bruta da actividade de distribuição: o volume de electricidade distribuída na Band+Esc cresceu 2,1% em 2008 em termos homólogos, pese embora a redução de 3% observada no 4T08, relacionada com a queda da actividade no sector industrial exportador, nomeadamente na área de concessão da Escelsa. Considerando apenas o volume de electricidade comercializada directamente pela Band+Esc a clientes no sistema regulado (clientes finais) e excluindo a electricidade distribuída nas nossas áreas de concessão a grandes consumidores industriais (clientes acesso) fornecidos directamente no mercado livre, a electricidade comercializada aumentou 4,9% em 2008 e 3,5% no 4T08. O número de clientes cresceu 3,5% face a período homólogo.

2. Revisão Tarifária: Início de novos períodos tarifários na Bandeirante (entre Out-07 e Set-11) e na Escelsa (entre Ago-07 e Jul-10), onde foi fixada uma taxa de remuneração dos activos de 15% após impostos (no período anterior era 17%), o que implicou um impacto negativo ao nível da margem bruta recorrente das distribuidoras. De referir que estas empresas tem reajustes tarifários anuais de forma a reflectir nas tarifas a evolução anual dos custos de energia e da inflação. Os recentes reajustes tarifários da Bandeirante (Out-08) e da Escelsa (Ago-08) irão ter um impacto positivo ao nível da margem bruta durante o ano de 2009.

3. 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 nossa actividade de distribuição está agora a recuperar através das tarifas, diminuíram 76% em termos homólogos, de R$567M para R$139M (79% de R$339M para R$72M de Band+Esc). Em 2008, a actividade de distribuição (Band+Esc) detinha um total de activos regulatórios de R$150M, que deverá ser recuperado nos próximos trimestres, pelo que é esperado que a Energias do Brasil continue a ter uma contribuição positiva desta componente.

4. Desvio Tarifário Negativo: A margem bruta da distribuição em 2008 inclui um desvio tarifário negativo de R$91M (R$60M da Band+Esc) devido a aquisições de energia acima do preço definido pelo regulador na composição da tarifa. Este efeito não recorrente na margem bruta irá ser devolvido ao sistema através da definição das tarifas nos próximos processos de reajuste tarifário.

* Dados referentes à Enersul até Agosto-2008

Brasil: Produção & Comercialização

Produção

Capacidade Hídrica Instalada (MW)	2008	2007	Δ 08/07
Lajeado	903	250	+653
Peixe Angical	452	452	-
Energest (13 Centrais Hídricas)	342	342	-0
Total	**1.697**	**1.044**	**+653**

Energia Produzida (GWh)	2008	2007	Δ 08/07
Lajeado	1.795	982	82,8%
Peixe Angical	2.250	2.203	2,1%
Energest (13 Centrais Hídricas)	1.428	1.518	-5,9%
Total	**5.473**	**4.704**	**16,4%**

Energia Vendida (GWh)	2008	2007	Δ 08/07
Lajeado	1.923	1.225	57,0%
Peixe Angical	2.380	2.374	0,3%
Energest (13 Centrais Hídricas)	2.107	1.970	7,0%
Total	**6.411**	**5.568**	**15,1%**

Margem Bruta (R$ Milhões)	2008	2007	Δ 08/07
Lajeado	173,8	94,1	84,6%
Peixe Angical	297,9	268,4	11,0%
Energest (13 Centrais Hídricas)	192,8	153,4	25,6%
Total	**665**	**516**	**28,8%**

Preço Médio de Venda (R$/MWh)	2008	2007	Δ 08/07
Lajeado	96,9	85,9	12,7%
Peixe Angical	137,4	128,0	7,3%
Energest (13 Centrais Hídricas)	105,0	81,0	29,6%
Total	**119,7**	**101,5**	**17,9%**

Investimento Operacional (R$ Milhões)	2008	2007	Δ 08/07
Lajeado	8,8	4,6	89,5%
Peixe Angical	12,3	49,4	-75,1%
Energest (13 Centrais Hídricas)	32,3	53,8	-39,9%
Nova Capacidade	636,4	0,0	-
Total	**689,7**	**107,8**	**539,8%**

CAPACIDADE EM OPERAÇÃO:

Toda a capacidade instalada da Energias do Brasil encontra-se abrangida por contratos de longo prazo (PPA) com os preços a serem ajustados à inflação, sendo a sua maturidade média de 15 anos. Em 2008, a capacidade instalada da Energias do Brasil passou de 1.044 MW para 1.697 MW devido à conclusão da permuta de activos que implicou uma consolidação integral da Investco/Lajeado (903 MW).

O volume de electricidade vendida em 2008 aumentou 15,1% em termos homólogos, em resultado do aumento de capacidade do grupo e maior disponibilidade de energia nas centrais do grupo. Os dados apresentados sobre electricidade produzida e vendida em Lajeado consideram a participação na empresa (73% em 2008, 27,65% em 2007).

O preço médio de venda aumentou 12,2% devido: (1) ao contrato entre o Lajeado e as distribuidoras do Grupo Rede que apresentam valores superiores aos contratos que o Lajeado detinha, (2) ao reajustamento de alguns contractos e (3) ao início de outros com preços mais altos na Energest (quarta máquina da central hídrica de Mascarenhas (50MW) e (4) à actualização dos contratos à inflação.

No conjunto, a margem bruta aumentou 29% devido a um aumento de volumes, subida dos preços médios de venda e a um aumento sazonal das vendas de electricidade da Enerpeixe no 1T08, associado à subida dos preços no mercado residual de electricidade durante o mesmo período (+R$14M).

CAPACIDADE EM DESENVOLVIMENTO:

Em 2008, o investimento operacional realizado na construção da central a carvão de Pecém foi de R$474M. Em Julho de 2008, a Energias do Brasil anunciou o início das obras de construção da central numa parceria de 50% com a MPX Mineração e Energia. 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$417,4M/ano (a preços correntes de 2007 a actualizar à inflação) com "repasse" dos custos de combustível. De acordo com o contrato chave-na-mão existente, o investimento nesta central ascenderá a USD1,2 mil milhões. O projecto será financiado em 75% com dívida de longo prazo, a contrair junto do banco de desenvolvimento brasileiro, BNDES, e em mercado.

Relativamente a nova capacidade hídrica, o investimento nestes projectos totalizou R$162M em 2008. A mini-hídrica de Santa Fé terá uma capacidade instalada de 29 MW (energia assegurada de 16MW) e deverá iniciar operações em Jul-09. Adicionalmente, a ANNEL, aprovou um aumento de potência de 17,5 MW e 5 MW nas centrais hídricas de Mascarenhas e Rio Bonito. A capacidade adicional estará completamente funcional no final de 2009. A aprovação do aumento de potência na central hídrica de Suiça está ainda em curso e estará operacional em 2009. A energia assegurada destes dois processos de repotenciação (11,7 MW em média) foi contratada no mercado liberalizado a R$130/MWh.

Em Junho de 2008, a EDPRB (EDP Renovaveís 55%; Energias do Brasil 45%) anunciou a compra de 100% da CENAEEL, por R$51,3M (enterprise value). A CENAEEL tem actualmente 2 parques eólicos em operação com uma capacidade instalada de 13,8MW. A energia está contratada através do programa PROINFA (9 MW) e contratos bilaterais (4,8 MW). Esta operação foi aprovada pelo regulador em Fevereiro de 2009, data em que se prevê a concretização do pagamento respectivo e o início de consolidação.

Trading & Comercialização

Dados Operacionais e Financeiros	2008	2007	Δ 08/07
Número de Clientes	64	78	-17,9%
Vendas Electricidade (GWh)	7.282	7.188	1,3%
Margem Bruta / GWh	10,7	10,2	4,4%

A actividade de Trading e comercialização é desempenhada pela Enertrade no mercado livre através do fornecimento de energia a grandes clientes industriais sem incorrer em riscos no mercado energético. Em 2008, a Enertrade apresentou um desempenho estável com a manutenção de volumes e margens relevantes.

Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

2008 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	3.798,6	1.127,0	514,0	6.129,3	0,4	1.820,6	(1.020,4)	12.369,5
Vendas de Gás	0,1	(2,7)	-	-	1.239,6	-	(10,2)	1.226,9
Outras Vendas	259,0	0,0	12,7	4,0	0,2	0,0	(139,5)	136,5
Prestação de Serviços	38,0	48,5	5,7	79,9	40,0	24,3	(75,1)	161,2
Proveitos Operacionais	**4.095,8**	**1.172,8**	**532,4**	**6.213,2**	**1.280,2**	**1.844,9**	**(1.245,3)**	**13.894,1**
Electricidade	1.086,4	1.083,0	1,0	4.562,1	0,5	979,9	(1.085,6)	6.627,3
Gás	-	2,4	-	-	980,4	-	(159,7)	823,2
Combustíveis	1.468,5	5,9	-	-	0,0	-	8,0	1.482,5
Materiais Diversos e Mercadorias	20,9	6,1	11,3	10,9	1,3	13,6	(0,1)	63,9
Custos Directos da Actividade	**2.575,8**	**1.097,4**	**12,2**	**4.573,0**	**982,2**	**993,6**	**(1.237,4)**	**8.996,9**
Margem Bruta	**1.519,9**	**75,4**	**520,2**	**1.640,2**	**298,0**	**851,3**	**(7,9)**	**4.897,2**
Margem Bruta/Proveitos	37,1%	6,4%	97,7%	26,4%	23,3%	46,1%	0,6%	35,2%
Fornecimentos e serviços externos	156,5	49,8	106,9	344,3	52,5	144,7	(119,0)	735,8
Custos com pessoal	113,8	9,8	37,0	194,7	26,5	96,0	95,9	573,7
Custos com benefícios sociais	37,9	0,3	1,1	135,7	0,6	10,3	(24,7)	161,2
Rendas de concessão	4,8	-	4,3	227,5	-	-	(1,0)	235,7
Outros Custos/(Proveitos)	34,8	(20,3)	(67,1)	(31,8)	11,8	37,9	70,5	35,9
Custos Operacionais	**347,8**	**39,7**	**82,3**	**870,4**	**91,3**	**289,0**	**21,7**	**1.742,2**
EBITDA	**1.172,2**	**35,7**	**437,9**	**769,8**	**206,7**	**562,3**	**(29,6)**	**3.154,9**
EBITDA/Proveitos	28,6%	3,0%	82,2%	12,4%	16,1%	30,5%	2,4%	22,7%
Provisões para riscos e encargos	18,0	4,4	-0,8	-1,3	0,4	8,4	3,1	32,1
Amortizações	419,1	3,1	207,8	369,7	47,2	182,2	76,6	1305,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(4,0)	-	(0,7)	(95,3)	(4,6)	(8,5)	(0,4)	(113,6)
EBIT	**739,2**	**28,3**	**231,6**	**496,8**	**163,6**	**380,2**	**(108,7)**	**1.930,9**
EBIT/Proveitos	18,0%	2,4%	43,5%	8,0%	12,8%	20,6%	8,7%	13,9%

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

2007 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	HWE - Horizon	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	2.784,2	1.135,0	240,1	31,3	4.734,6	(0,1)	1.844,2	(909,6)	9.859,8
Vendas de Gás	0,2	-	-	-	-	928,2	-	(8,0)	920,4
Outras Vendas	53,1	0,1	18,7	0,0	5,6	0,8	0,0	0,6	79,0
Prestação de Serviços	21,6	46,2	3,6	1,0	57,3	65,2	10,8	(54,0)	151,7
Proveitos Operacionais	**2.859,1**	**1.181,3**	**262,5**	**32,3**	**4.797,4**	**994,2**	**1.855,0**	**(971,0)**	**11.010,8**
Electricidade	366,5	1.057,8	0,2	0,7	3.414,1	0,0	870,9	(962,3)	4.748,1
Gás	-	4,8	-	-	-	718,8	-	(138,4)	585,2
Combustíveis	914,5	12,7	-	-	-	0,4	-	119,3	1.046,8
Materiais Diversos e Mercadorias	32,9	3,5	19,4	-	13,7	0,1	11,0	(3,5)	77,1
Custos Directos da Actividade	**1.313,9**	**1.078,8**	**19,6**	**0,7**	**3.427,8**	**719,4**	**882,0**	**(984,9)**	**6.457,3**
Margem Bruta	**1.545,1**	**102,5**	**242,9**	**31,6**	**1.369,6**	**274,8**	**973,0**	**13,9**	**4.553,5**
Margem Bruta/Proveitos	54,0%	8,7%	92,5%	97,7%	28,5%	27,6%	52,5%	-1,4%	41,4%
Fornecimentos e serviços externos	154,4	49,7	38,8	9,2	316,1	52,1	153,7	(89,8)	684,2
Custos com pessoal	113,1	11,1	12,9	8,2	207,1	25,6	102,0	96,8	577,0
Custos com benefícios sociais	59,1	0,4	0,1	0,2	233,8	0,7	16,9	-21,8	289,4
Rendas de concessão	3,9	0,0	3,5	-	208,7	-	-	-	216,2
Outros Custos/(Proveitos)	46,6	(17,2)	(2,6)	(10,0)	(51,6)	8,0	113,9	71,5	158,5
Custos Operacionais	**377,2**	**44,1**	**52,7**	**7,6**	**914,1**	**86,4**	**386,5**	**56,6**	**1.925,2**
EBITDA	**1.168,0**	**58,4**	**190,2**	**23,9**	**455,5**	**188,5**	**586,5**	**(42,7)**	**2.628,3**
EBITDA/Proveitos	40,9%	4,9%	72,4%	74,1%	9,5%	19,0%	31,6%	4,4%	23,9%
Provisões para riscos e encargos	7,5	14,0	-	-	(17,1)	(0,2)	16,3	21,6	42,1
Amortizações	381,0	7,1	91,2	20,4	377,2	46,6	122,6	84,8	1130,9
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(4,0)	-	(0,2)	-	(88,3)	(3,0)	(9,2)	(0,3)	(105,0)
EBIT	**783,5**	**37,3**	**99,1**	**3,5**	**183,8**	**145,0**	**456,9**	**(148,8)**	**1.560,3**
EBIT/Proveitos	27,4%	3,2%	37,8%	10,9%	3,8%	14,6%	24,6%	15,3%	14,2%

Anexos

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade

Capacidade Instalada (MW)	2008	2007	Δ MW
Península Ibérica	**14.799**	**13.356**	**1.443**
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	**2.881**	**2.097**	**783**
Mini-Hídricas	160	79	81
Cogeração+Resíduos	226	231	-5
Biomassa	18	11	6
Eólica	2.477	1.776	701
Portugal	553	424	129
Espanha	1.692	1.265	427
França	232	87	145
Produção Liberalizada de Electricidade	**4.931**	**4.095**	**836**
Hídrico	**910**	**910**	**-**
Portugal	484	484	-
Espanha	426	426	-
Carvão	**1.460**	**1.460**	**-**
Aboño I	342	342	-
Aboño II	536	536	-
Soto Ribera II	-	-	-
Soto Ribera III	236	236	-
Soto Ribera IV	346	346	-
CCGT	**2.405**	**1.569**	**836**
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-
Castejón I (1 grupo)	393	393	-
Castejón III (1 grupo)	418	-	418
Soto IV (1 groupo)	418	-	418
Nuclear	**156**	**156**	**-**
Trillo	156	156	-
Brasil	**1.697**	**1.044**	**653**
Hídrico	1.697	1.044	653
EUA	**1.923**	**1.254**	**669**
Eólica	1.923	1.254	669
TOTAL	**18.419**	**15.654**	**2.765**

Produção de Electricidade (GWh)	2008	2007	Δ GWh
Península Ibérica	**39.525**	**43.025**	**-3.499**
CAE's (PPAs/CMECs)	**13.643**	**18.295**	**-4.652**
Hídrico	5.916	8.976	-3.060
Fio de água	3.707	5.856	-2.149
Albufeira	2.207	3.119	-912
Carvão	6.926	8.048	-1.122
Sines	6.926	8.048	-1.122
Fuel	801	1.271	-470
Setúbal	680	960	-280
Carregado	44	197	-153
Barreiro	76	114	-37
Tunes	-	0	-0
Regime Especial	**5.467**	**4.370**	**1.096**
Mini-Hídricas	172	136	35
Cogeração+Resíduos	1.342	1.287	55
Biomassa	55	36	19
Eólica	3.898	2.911	987
Portugal	1.028	735	293
Espanha	2.632	2.056	575
França	238	119	119
Produção Liberalizada de Electricidade	**20.416**	**20.359**	**57**
Hídrico	**1.331**	**1.171**	**160**
Portugal	519	385	134
Espanha	812	786	27
Carvão	**6.575**	**10.124**	**-3.549**
Aboño I	1.767	2.517	-750
Aboño II	3.447	4.147	-699
Soto Ribera II	-	-3	3
Soto Ribera III	490	1.576	-1.086
Soto Ribera IV	871	1.887	-1.017
CCGT	**11.311**	**7.832**	**3.479**
Ribatejo (3 grupos)	7.481	6.038	1.443
Castejón I (1 grupo)	1.781	1.795	-13
Castejón III (1 grupo)	1.463	-	1.463
Soto IV (1 groupo)	586	-	586
Nuclear	**1.198**	**1.232**	**-34**
Trillo	1.198	1.232	-34
Brasil	**5.473**	**4.704**	**769**
Hídrico	5.473	4.704	769
USA	**3.906**	**866**	**3.040**
Wind	3.906	866	3.040
TOTAL	**48.905**	**48.595**	**310**

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

Emissões de CO2

Emissões CO2	Emissões CO2 (absoluto,MtCO2)		Específicas (tonelada/GWh)		Produção Bruta (GWh)	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
TOTAL PPA's/ CMECs	**6.985**	**8.374**			**8.805**	**10.367**
Carvão	6.151	7.180	0,83	0,84	7.439	8.524
Fuel Oil + Gás Natural	833	1.194	0,61	0,65	1.366	1.843
TOTAL PRODUÇÃO LIBERALIZADA	**11.831**	**14.103**			**18.060**	**18.761**
Carvão	7.965	11.261	1,13	1,05	7.052	10.758
CCGT	3.867	2.842	0,35	0,36	11.008	8.003
REGIME ESPECIAL	**981**	**945**	**0,31**	**0,30**	**3.190**	**3.126**
TOTAL PRODUÇÃO TÉRMICA	**19.797**	**23.422**	**0,66**	**0,73**	**30.055**	**32.253**
PRODUÇÃO LIVRE EMISSÕES CO_2					**20.571**	**19.035**
TOTAL PRODUÇÃO			**0,39**	**0,46**	**50.626**	**51.288**

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