



Resultados 9M2008

Direcção de Relações com Investidores

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

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

Reuters: EDP.LS
Bloomberg: EDP PL

Lisboa, 5 de Novembro de 2008

Índice



Resultados 9M08	- 3 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 4 -
Demonstrações Financeiras Consolidadas	- 5 -
EBITDA Overview	- 6 -
Investimento Operacional	- 7 -
Cash Flow	- 8 -
Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais	- 9 -
Resultados Financeiros Consolidados e Interesses Minoritários	- 10 -
Áreas de Negócio	
Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico	- 12 -
Produção e Comercialização na Península Ibérica	- 13 -
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 9M08



Resultados Financeiros (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Margem Bruta	3.681,5	3.434,0	7,2%
Custos Operacionais	1.311,4	1.384,9	-5,3%
EBITDA	2.370,1	2.049,1	15,7%
EBIT	1.464,7	1.275,9	14,8%
Resultado Líquido	940,1	665,2	41,3%
Dívida Líquida	12.892,3	11.692,2	10,3%

Dados Operacionais	9M08	9M07	Δ 08/07
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	17.523	14.554	+2.969 MW
Produção (GWh)	34.551	36.693	-5,8%
Distribuição (GWh)	63.389	62.357	1,7%
Comercialização (GWh)	70.205	65.581	7,0%
Clientes (mil)	9.308	9.821	-513 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	17.453	16.859	3,5%
Comercialização (GWh)	21.701	18.916	14,7%
Clientes (mil)	822	778	+44 mil
Número de Empregados (Grupo)	12.310	13.259	-949

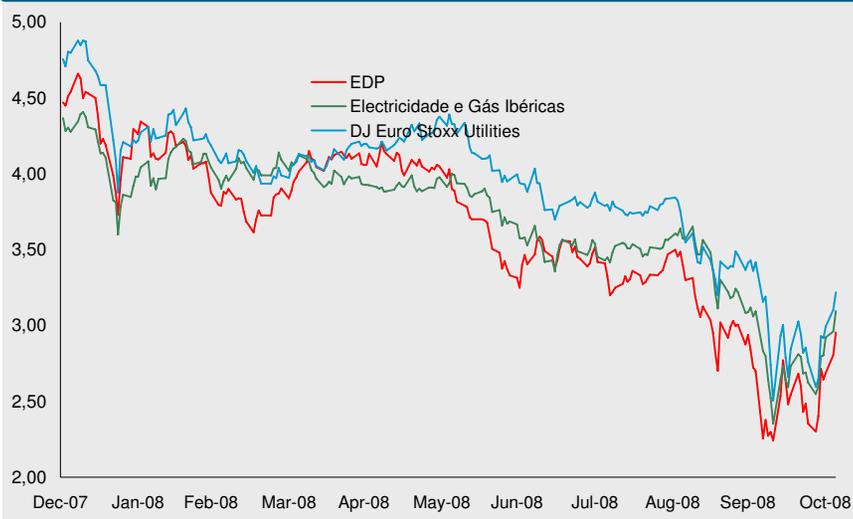
Nos 9M08, o **EBITDA consolidado** cresceu 16% em termos homólogos, para €2.370M:

- **Produção e comercialização na P. Ibérica** (+0,5% vs. 9M07, €901M EBITDA) – A estabilidade que caracteriza a produção contratada de longo prazo (70% do EBITDA da área), com um EBITDA nos 9M08 7,4% acima de 9M07, foi factor-chave para o crescimento de EBITDA desta área. Na produção e comercialização liberalizada, o EBITDA recuou 14%, penalizado pela menor margem bruta em Espanha (-28% vs. 9M07), volumes de produção mais baixos (-4,7% vs. 9M07), mais elevados custos de produção e por uma redução de €12M nas receitas de garantia de potência. Esta evolução foi parcialmente compensada pelo crescimento de margem bruta em Portugal (+15% vs. 9M07), onde a EDP beneficiou de margens mais elevadas proporcionadas por: (i) maiores factores de utilização da CCGT do Ribatejo (74% vs. 50% no 1S07) e preços de venda médio mais elevados (€4,8/MWh, mais alto que em Espanha).
- **Eólico** (+109% vs. 9M07, €307M EBITDA) – Para além do início de consolidação da subsidiária nos EUA, Horizon (EBITDA €76M no 1S08), a partir de Julho de 2007, o crescimento do EBITDA foi impulsionado por: (i) adições de nova capacidade, (ii) aumento das tarifas médias recebidas (+19% vs 9M07, na Europa) e (iii) continuação de registo de factores de utilização acima da média do sector. Os factores médios de utilização registados pela EDP Renováveis nos 9M08 confirmam a qualidade superior dos seus activos: 24,8% em Espanha, 25,9% em Portugal, 22,7% em França e 31% nos EUA.
- **Distribuição na P. Ibérica** (+24% vs. 9M08, €588M EBITDA) – O EBITDA da distribuição regulada em Portugal (88% do total da área) cresceu 30% vs. 9M07, para €520M nos 9M08, impulsionado pelo: (i) crescimento de 15% (€148M) da margem bruta, (ii) €7,7M de custos não recorrentes contabilizados nos 9M07 mas diluídos até ao final de 2007 e (iii) um controlo rigoroso dos custos controláveis (+1,7% vs. 9M07). Estes efeitos foram apenas parcialmente compensados pelo registo de custos de reestruturação no valor de €32M. Em Espanha, o EBITDA recorrente foi 7% mais elevado suportado por um aumento de 11% na margem bruta reflectindo o aumento nos proventos regulados, reconhecidos nas tarifas de 2008.
- **Brasil** (+1,5% vs. 9M07, €454M EBITDA) – A contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado foi suportado por uma apreciação de 4,3% do Real face ao Euro e um aumento de 33% do EBITDA da produção (em moeda local) fruto de um aumento na capacidade instalada e um aumento pontual da venda de electricidade da Enerpeixe no 1T08. Na distribuição, o EBITDA diminuiu 16% devido: (i) revisão tarifária efectuada nas nossas empresas de distribuição, (ii) custos de energia mais elevados que os considerados nos pressupostos das tarifas e (iii) redução dos valores recuperados através das tarifas de activos regulatórios acumulados em anos anteriores que foram compensados pelo (iv) aumento da procura. Excluindo desvios tarifários não recorrentes, o EBITDA normalizado da distribuição cresceu 26% vs 9M07. Fruto da conclusão da permuta de activos com o Grupo Rede, envolvendo a central hídrica do Lajeado e Enersul, a Energias do Brasil, a partir de Set-08 a Enersul é excluída do perímetro de consolidação e a Lajeado/Investco consolida integralmente com base na % de participação (73% vs. anteriormente a 27,65%).
- Os **custos financeiros** líquidos cresceram de €394M nos 9M07, para €692M nos 9M08, reflectindo: (1) um aumento dos juros financeiros líquidos suportados (+39% ou +€144M vs. 9M07), devido ao aumento da dívida bruta média no período (+30%) e ao aumento de 12pb no custo médio da dívida do grupo EDP (5,7% nos 9M08 vs. 5,6% nos 9M07 e 6M08) e (2) uma redução nos outros resultados financeiros (-€200M) provocada por imparidades (€198M) reflectindo a redução do valor de mercado das participações accionistas na Sonaecom e BCP e inclusão de resultados de hedging financeiro de combustíveis e electricidade (-€33M nos 9M08 vs. €27.4M nos 9M07).
- O **resultado líquido** atingiu €940M nos 9M08, impulsionado por diversos ganhos de capital no valor de €482M (no 9M08), incluindo: (1) €405M decorrentes da diluição da posição da EDP na EDP Renováveis resultante do IPO, (2) €49M decorrente da venda das posições na Turbogás (40%) e Portugen (27%). Por outro lado, o lucro líquido foi penalizado não só pelo efeito da amortização acelerada dos direitos de concessão e imparidade do goodwill (€67M) resultante de um enquadramento regulatório negativo, mas também por €8M resultante da operação de permuta de activos da Enersul. Ajustado destes factores e das imparidades supra-referidas, o lucro líquido sobe 7%, em termos homólogos, para €714M.
- A **dívida líquida** no final de Setembro ascendia a €12,9 mil milhões, acima de €11,7 mil milhões registado no final de 2007, reflectindo, por um lado o elevado nível de cash flow gerado e o encaixe da operação de IPO da EDP Renováveis e, por outro lado, a duplicação do investimento operacional de expansão, o pagamento de €759M pelo domínio hídrico e o aumento do valor de activos regulatórios (+€668M, durante os 9M08). Nos 9M08, o investimento operacional da EDP ascendeu a €2.170M, 76% do qual referente a projectos de expansão. Em Set-08, a EDP tinha 3.750 MW de nova capacidade em construção (68% dos quais em capacidade eólica e hídrica).
- Em Julho, como corolário da melhoria da situação financeira da EDP resultante do IPO da EDPR (€1,6 mil milhões), a agência S&P reviu em alta a EDP, de 'Negativo', para 'Estável', reafirmando a notação de crédito de curto e longo prazo, em 'A-/A-2'.

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



EDP em Bolsa

YTD | 52W | 2007

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

	(04-11-2008)		
	YTD	52W	2007
Fecho	2,96	2,96	4,47
Max	4,76	5,00	5,00
Min	2,06	2,06	3,79
Média	3,62	3,86	4,18

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

	YTD	52W	2007
Volume de Negócios (€ M)	9.179,2	12.751,9	21.457,3
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	41,5	48,7	82,2
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	2.537,9	3.306,5	5.129,1
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	11,5	12,6	19,7

Valor de Mercado da EDP

	YTD	52W	2007
Capitalização Bolsista (€ M)	10.805	-	16.345
"Enterprise Value" (€ M)	24.988	-	30.528

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 com entrega para 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-08:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da Escelsa em 12,17%
- Ago-29:** Energia do Brasil acorda alienação participação na empresa de telecomunicações ESC90
- Set-11:** Conclusão da operação de permuta de activos no Brasil
- Out-15:** ERSE comunica proposta de tarifas para a energia eléctrica em 2009 e parâmetros para o período 2009-11
- 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

Demonstrações Financeiras Consolidadas



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados Consolidada (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Vendas de electricidade	9.188,7	7.430,0	23,7%
Vendas de gás	878,3	1.021,7	-14,0%
Outras vendas	102,2	62,2	64,2%
Prestação de serviços	93,2	106,9	-12,8%
Proveitos Operacionais	10.262,5	8.620,8	19,0%
Electricidade	4.950,3	3.614,7	36,9%
Gás	552,9	774,1	-28,6%
Combustíveis	1.033,7	745,5	38,7%
Materiais diversos e mercadorias	44,1	52,5	-16,1%
Custos Directos da Actividade	6.581,0	5.186,8	26,9%
Margem Bruta	3.681,5	3.434,0	7,2%
Margem Bruta/Proveitos	35,9%	39,8%	-4,0 pp
Fornecimentos e serviços externos	530,1	499,6	6,1%
Custos com pessoal	434,9	437,9	-0,7%
Custos com benefícios sociais	134,1	90,9	47,4%
Rendas de concessão	176,9	171,1	3,4%
Outros custos/(proveitos) operacionais	35,4	185,4	-80,9%
Custos Operacionais	1.311,4	1.384,9	-5,3%
EBITDA	2.370,1	2.049,1	15,7%
EBITDA/Proveitos	23,1%	23,8%	-0,7 pp
Provisões para riscos e encargos	28,5	44,3	-35,7%
Amortizações	958,6	807,0	18,8%
Compensação amort. activo subsidiado	(81,7)	(78,1)	-4,5%
EBIT	1.464,7	1.275,9	14,8%
EBIT/Proveitos	14,3%	14,8%	-0,5 pp
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	482,8	20,4	2269,6%
Resultados financeiros	(692,0)	(297,6)	-132,6%
Ganhos/(Perdas) em associadas	27,5	16,8	63,5%
Resultados Antes de Impostos	1.282,9	1.015,5	26,3%
IRC e Impostos diferidos	241,5	257,6	-6,3%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	(8,4)	-	-
Resultado Líquido do Exercício	1.033,0	757,9	36,3%
Accionistas da EDP	940,1	665,2	41,3%
Interesses Minoritários	92,9	92,7	0,2%

Activo (€ M)	9M08	2007
Activos fixos tangíveis	20.021	18.669
Activos intangíveis	5.865	5.222
Investimentos financeiros	609	957
Impostos diferidos activos	490	687
Inventários	323	283
Clientes (líquido)	1.662	1.759
Outros Devedores (líquido)	3.905	2.993
Activos financeiros detidos para negociação	49	49
Caixa e equivalentes de caixa	1.148	865
Total do Activo	34.071	31.484

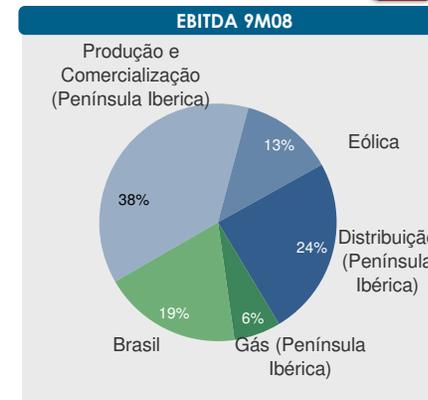
Capital Próprio (€ M)	9M08	2007
Capital	3.657	3.657
Acções próprias e prémios de emissão de acções	375	436
Resultados e outras reservas	1.465	1.264
Resultado líquido atribuível aos accionistas da EDP	940	907
Interesses Minoritários	2.268	987
Total do Capital Próprio	8.705	7.251

Passivo (€ M)	9M08	2007
Empréstimos (médio e longo -prazo)	11.465	10.064
Empréstimos (curto-prazo)	2.624	2.542
Provisões para riscos e encargos	348	376
Conta de hidráulidade	235	228
Impostos diferidos passivos	527	618
Credores e outros passivos (líquido)	10.167	10.406
Total do Passivo	25.366	24.233
Total Capital Próprio e Passivo	34.071	31.484

EBITDA Overview: EBITDA consolidado aumenta 16%



EBITDA (€ M)	9M08	9M07	Δ %	Δ Abs.	1T07	2T07	3T07	4T07	1T08	2T08	3T08	4T08
MERCADO IBÉRICO *	1.816,0	1.587,2	14,4%	228,8	545,1	482,3	559,8	422,0	608,5	596,3	611,3	-
Prod. e Comercial.	901,1	896,8	0,5%	4,3	302,5	283,3	311,0	329,0	311,8	303,9	285,4	-
Eólica	306,5	147,0	108,5%	159,5	55,1	37,5	54,4	66,9	125,5	101,2	79,7	-
Distribuição	588,2	474,4	24,0%	113,8	173,8	136,2	164,4	(18,9)	182,0	172,1	234,1	-
Gás	154,2	143,8	7,2%	10,4	52,5	46,9	44,4	44,7	59,2	53,1	41,9	-
Brasil	454,0	447,1	1,5%	6,8	159,2	163,9	124,1	139,4	160,7	137,0	156,3	-
Outros e Ajustamentos	(33,7)	(59,9)	43,7%	26,2	(38,2)	(20,0)	(1,7)	18,1	(30,6)	8,6	(11,8)	-
Consolidado	2.370,1	2.049,1	15,7%	321,0	704,8	647,7	696,5	579,2	808,7	775,9	785,6	-



Nos 9M08, o EBITDA consolidado da EDP cresceu 16% vs 9M07, para €2.370M. Excluindo o impacto de aquisições (Horizon, Jul-07), o EBITDA pro-forma aumentou 10%.

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO - O EBITDA subiu 0,5% vs. 9M07, para €901M, reflectindo o perfil de baixo risco dos cash flows desta área de negócio suportados pelos PPAs/CMECs (70% do EBITDA desta área). O EBITDA da geração contratada de longo prazo (PPAs/CMECs e regime especial) aumentou 7,4% (€45M), beneficiado pelo proveito adicional recorrente referente à remuneração dos investimentos de dessulfuração em Sines e por ganhos provenientes de um custo de carvão consumido inferior aos índices internacionais (+€31M). Por sua vez, o EBITDA da produção liberalizada caiu 14% vs. 9M07, arrastado por uma quebra da margem bruta, em 18%. Em Espanha, a margem bruta na produção caiu 28% vs. 9M07, para €221M, penalizada por menores volumes de produção, por mais elevados custos de produção e €12M de redução de proveitos de garantia de capacidade. Em Portugal, a margem bruta da produção cresceu 15%, para €106M, beneficiando de margens mais elevadas na nossa CCGT do Ribatejo, acima da média ibérica, não só em termos de volume (factor de utilização de 76% vs. 50% média espanhola) mas também, em termos de margens (suportadas por um preço médio de venda superior e fornecimento competitivo integrado de gás). No negócio de comercialização, a performance foi mista: em Espanha, os volumes cresceram 32% e o preço médio de venda 8%, nos 9M08, beneficiando da liberalização de um consumo anual equivalente de 130TWh, a partir de 1-Jul-08. Em Portugal, o volume vendido caiu significativamente devido ao baixo preço da produção (€50/MWh incluindo serviços de sistema) assumido pelo regulador nas tarifas de 2008.

EÓLICO - A contribuição de EDP Renováveis (EDPR), aumentou 109% (€160M) para €307M nos 9M08, suportada pela consolidação da Horizon, em Jul-07, (€76M no 1S08) e (2) maior escala de operações. O EBITDA da EDPR na Europa subiu 55% vs. 9M07, fruto de: (1) acréscimo de nova capacidade (+587 MW, +41% nos últimos 12 meses), (2) aumento de tarifas médias (+19% vs. 9M07) resultantes de preços mais elevados da pool espanhola, (3) elevados factores médios de utilização, particularmente em Portugal (+60pb, para 25,9%) e (4) controlo rigoroso de custos operacionais por MW instalado, crescendo em linha com a inflação, a 2%. Nos EUA, a Horizon registou um EBITDA de €91M (\$139M) nos 9M08. A margem bruta ajustada de receitas de PTCs ('Production Tax Credits') e outras receitas relacionadas com "institutional partnerships" ascenderam a €125M, influenciadas por um factor médio de utilização de 31%. Os custos operacionais da Horizon, ajustados destas receitas, ascenderam a €34M, ou €39/MW. Nos 9M08, a EDPR expandiu o seu portfólio em 515MW, tendo ainda em curso a construção de 1.534MW (com investimento acumulado de €1.229M), o que lhe permitirá atingir o objectivo de instalação de 1,4GW, em 2008.

DISTRIBUIÇÃO REGULADA - O EBITDA em Portugal subiu 30% (€120M) para €520M, nos 9M08, suportado por: (1) aumento de 15% (€148M) na margem bruta, impulsionada pela recuperação/(devolução) dos desvios tarifários incluídos nas tarifas; (2) €7,7M de custos não recorrentes contabilizados nos 9M07 mas diluídos até ao final de 2007 e (3) controlo rigoroso de outros custos controláveis (+1,7%, em período homólogo). Este efeito foi apenas parcialmente compensado por custos de reestruturação no montante de €32M (vs €9,8M no 9M07). Os custos recorrentes com pessoal caíram 5,2% suportados por um decréscimo de 8% no número de trabalhadores. Por sua vez, os fornecimentos e serviços externos aumentaram 7,3% devido ao aumento da facturação e cobrança de serviços resultantes da Lei nº12/2008 e por um aumento dos custos de IT. Os desvios tarifários nos 9M08 totalizaram €709M devido a desvios face aos pressupostos da ERSE no cálculo das tarifas de 2008: (i) crescimento da electricidade entrada na rede de distribuição (+1,3% vs. 9M07), (ii) aumento do volume de electricidade fornecida pelo comercializador de último recurso (+9,3% vs. 9M07) e (iii) custos de abastecimento mais elevados (€75/MWh vs. €50/MWh assumido pela ERSE). Em Espanha, o EBITDA diminuiu 7,9% vs. 9M07, para €68,1M, penalizado por custos não recorrentes contabilizados nos 9M07: (i) €4,3M de outros serviços prestados e (2) €14,3M de outros custos operacionais. O EBITDA recorrente foi 5,5% mais elevado face aos 9M07 devido ao aumento de 11% da margem bruta, reflectindo o aumento de 5,6% das receitas regulatórias reconhecidas nas tarifas de 2008.

GÁS - O EBITDA das actividades reguladas de gás registaram uma subida de 6,2% para €116M reflectindo um acréscimo de 4,6% no número de postos de comercialização, 4,7% de aumento na expansão da rede e 3,5% de aumento em volumes distribuídos. Por outro lado, o EBITDA na actividade liberalizada cresceu 10% vs. 9M07, para €38M, suportado pelo crescimento de 20% da margem bruta. Este crescimento foi fruto de um aumento de 39% de volumes vendidos (vs. um decréscimo de 0,1% da procura de gás convencional, no mercado liberalizado de gás espanhol) no seguimento do fim das tarifas de gás comercializado em Espanha, em Jun-08. Este efeito foi parcialmente compensado por uma diminuição na margem bruta média por MWh vendido resultante do aumento do custo médio de aquisição, em linha com o movimento de gás CMP.

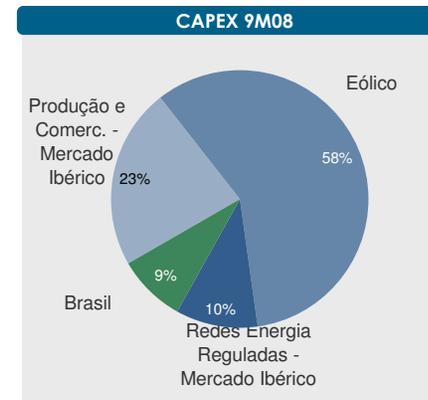
BRASIL - A contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA cresceu 1,5% vs 9M07, suportado pela apreciação de 4,3% do Real face ao Euro. Em moeda local, o EBITDA caiu 2,7% , penalizado pela distribuição. O EBITDA da produção cresceu 33% fruto de um aumento na capacidade instalada e do aumento pontual das vendas da Enerpeixe no 1T08. Na distribuição, o EBITDA caiu 16%, penalizado por: (i) impacto das revisões tarifárias ocorridas nas nossas empresas de distribuição, (ii) custo de aquisição de energia mais elevado (vs. o assumido no cálculo de tarifas) e (iii) uma redução do montante de activos regulatórios acumulados em anos anteriores que foi, parcialmente, fruto do crescimento da procura. Excluindo não recorrentes dos desvios tarifários, o EBITDA normalizado da distribuição teria aumentado 26%.

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

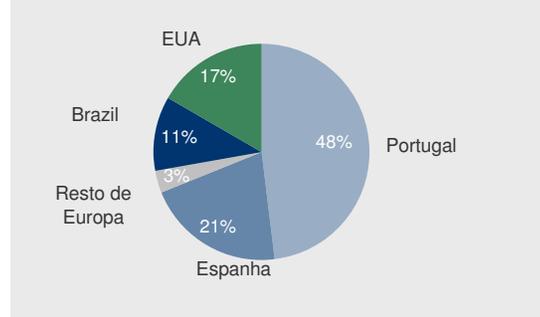
Investimento Operacional



Investimento Operacional (€ M)	9M08	9M07	% Δ	1T07	2T07	3T07	4T07	1T08	2T08	3T08	4T08
Produção e Comerc. - M. Ibérico	490,3	375,4	30,6%	29,6	122,2	223,5	369,7	116,8	202,8	170,7	
Eólico	1.249,0	595,0	109,9%	91,7	100,5	402,8	793,6	369,6	390,2	489,1	
Redes Energia Reg. - M. Ibérico	221,6	203,9	8,7%	56,2	69,5	78,1	131,2	58,9	73,9	88,8	
Brasil	182,8	149,4	22,3%	31,6	48,2	69,7	59,9	57,0	72,6	53,2	
Outros	27,3	17,5	56,0%	1,0	3,2	13,3	4,6	4,3	(1,2)	24,3	
Grupo EDP	2.170,9	1.341,2	61,9%	210,1	343,6	787,5	1359,0	606,6	738,2	826,1	
Expansão	1.651,8	818,5	101,8%	106,1	164,4	548,1	1.117,2	465,6	555,7	602,1	
Manutenção	519,2	522,6	-0,7%	104,0	179,3	239,4	241,8	141,0	182,5	224,0	



MW em construção por mercado 9M08



O investimento operacional consolidado aumentou 62% (€830M) vs 9M07, para €2.171M, reflectindo: i) o início da consolidação da Horizon a partir de Jul-07 (+€417M no 1S08), ii) a subida em 40% (€236M) do investimento no negócio eólico, iii) o aumento em 31% (€115M) do investimento na produção liberalizada da P. Ibérica e, por outro lado, iv) o aumento de 22% (+€33M) do investimento na nossa subsidiária brasileira.

Nos 9M08, 79% do investimento da EDP foi canalizado para negócios regulados e produção contratada de longo prazo, que apresenta um baixo risco de remuneração dos activos. Além disso, 76% do capex do grupo foi canalizado para projectos de expansão, nomeadamente em novos parques eólicos (58%), em nova capacidade de produção na Península Ibérica (24%) e no Brasil (2%).

A EDP está a criar bases para maior crescimento no médio prazo. Com os principais projectos de expansão de capacidade concentrados em tecnologias de produção mais limpas, a EDP tem actualmente 3.750MW em construção. É o caso de:

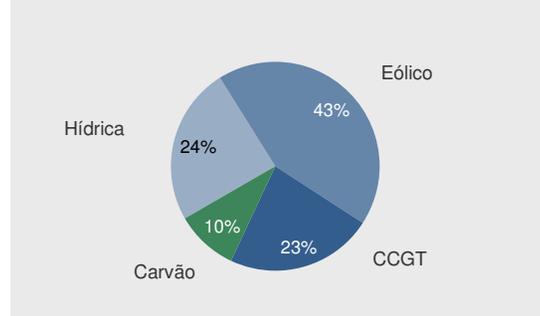
1) Energia eólica (1,6GW em construção), responsável por um investimento de €790M nos 9M08. Com um total de €1.226 milhões de investimento acumulado nos MW em construção e em depósitos de turbinas, este negócio deverá cumprir o seu objectivo de aumento de capacidade em 1,4GW em 2008.

2) CCGTs na Pen. Ibérica (0,9GW em construção), responsável por um investimento de €153M nos 9M08 e previstos para iniciarem operações no 3T09. Do total do capex planeado, 72% já foi realizado. Adicionalmente, a EDP gastou €53M em Castejon 3 e Soto 4, que iniciaram operações em Jan-08 e Set-08, respectivamente.

3) Hídricas na Pen. Ibérica (0,9GW em construção), responsável por €101M de investimento nos 9M08. Este valor inclui €53m pago pelo direito de concessão da nova barragem de Foz Tua (312MW) e investimentos nos projectos Picote II, Bemposta II, Alqueva II e Baixo Sabor.

4) Brasil (0,4GW em construção), responsável por um investimento de expansão de €41M (R\$104M), especialmente concentrado na nova mini-hídrica Santa Fé (29MW), com início de operações previsto para Jul-09. Adicionalmente, arrancaram os trabalhos de construção na central a carvão de Pecém (615MW, detida a 50% pela Energias do Brasil e 50% pela MPX), com um investimento total previsto de €1,2 mil milhões e data prevista de arranque em 2012.

MW em construção por tecnologia 9M08



Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	9M08	9M07
Resultado líquido antes de interesses minoritários	1.033,0	757,9
Amortizações Líquidas	877,0	728,9
Provisões Líquidas	58,6	126,8
Outras variações não financeiras	(194,3)	(9,7)
Impostos	133,8	120,9
Outros ajustamentos	(451,8)	(79,5)
FFO	1.456,2	1.645,4
Juros financeiros líquidos	462,4	374,9
Resultados de Associadas e outros investimentos	(27,5)	(16,8)
Investimento em fundo de maneo	(676,9)	(38,8)
Correcção de hidráulidade	0,0	21,6
Receitas regulatórias	(667,6)	(85,9)
Cash Flow Operacional	1.214,2	1.964,6
Investimento operacional de expansão	(1.651,8)	(818,5)
Investimento operacional de manutenção	(519,2)	(522,6)
Variação de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(987,5)	67,2
Pagamento da extensão do domínio hídrico	(759,0)	-
Cash Flow Operacional Líquido	(1.944,2)	690,6
Investimentos financeiros (líquidos) / Desinvestimentos	1.559,2	(1.873,7)
Juros financeiros líquidos pagos	(425,7)	(399,8)
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	4,7	35,6
Dividendos pagos	(454,9)	(401,4)
Recebimentos antecipados de parceiros institucionais na actividade eólica	169,0	-
Outras variações não operacionais	(108,0)	56,4
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(1.200,0)	(1.892,2)

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	9M08	9M07
PRINCIPAIS INVESTIMENTOS FINANCEIROS	189,8	2.190,0
Renováveis	72,3	-
BCP	42,0	85,6
Natargas (9.39%)	-	122,0
Biomassa	21,7	-
Distribuição Gás (minoritários)	-	45,0
Horizon (100%)	-	1.937,5
Energias do Brasil	50,5	-
Outros	3,4	-
PRINCIPAIS DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS	1.749,0	316,3
IPO EDP Renováveis	1.524,4	-
Turbogás/Portugen (40%/27%)	140,1	-
ONI (100%)	-	89,0
REN	28,0	126,0
Desa (20%)	-	97,1
Renováveis	7,7	-
Edinfor (40%)	46,4	-
Outros	2,4	4,2
Principais Investimentos Financeiros Líquidos	1.559,2	(1.873,7)

• O cash flow operacional da EDP caiu 38% nos 9M08 para €1.214M, penalizado pelo aumento dos desvios tarifários em Portugal e do défice tarifário em Espanha €668M nos 9M08, contra €86M registados nos 9M07. Este acréscimo resultou de custos de aquisição de electricidade mais elevados. Adicionalmente, o nível de cash flow gerado foi também penalizado pela redução no Brasil dos valores recebidos via tarifas, em sede de activos regulatórios acumulados em anos anteriores: €99M nos 9M07 vs. €12M nos 9M07. Excluindo estes impactos, o cash flow operacional teria caído apenas 4%.

• O investimento operacional de expansão aumentou para €1.652M nos 9M08, de €819M nos 9M07. Adicionalmente em Abr-08, a EDP pagou €759M pelo direito de explorar das centrais hidroeléctricas actualmente sob PPA/CMECs, após o termo destes contratos.

• Os desinvestimentos financeiros incluem essencialmente o encaixe do IPO da EDP Renováveis em Jun-08 (€1.567M) e a venda da Turbogás/Portugen em Mai-08 (€140M). Os investimentos financeiros dos 9M08 concentraram-se na expansão da actividade da EDPR nomeadamente através da aquisição da francesa EOLE 76, em Abr-08. Nos 9M08, o maior investimento financeiro foi a aquisição da Horizon nos EUA que ascendeu ao montante de €1.937M.

• O aumento dos juros financeiros líquidos pagos reflecte o aumento da dívida líquida média e o aumento do custo médio de dívida. Também o pagamento do dividendo anual em Abr-07 e Mai-08 penalizaram os níveis de cash flow nos 9M07 e 9M08. Nos 9M08, a Horizon, consolidada integralmente a partir de Jul-07, recebeu €169M de "Institutional partners".

• Em termos gerais, a dívida líquida aumentou €1,2 mil milhões nos 9M08, influenciada pelo pagamento de domínio hídrico em Portugal, pelo mais elevado nível de investimento, pelo impacto negativo de activos regulatórios, mais elevados encargos com dívida financeira e pelo pagamento de dividendos. A compensar estes efeitos esteve o encaixe do IPO da EDP Renováveis.

Dívida Financeira e Outros Passivos



Dívida Financeira (€ M)	9M08	2007	EDP %
EDP S.A. and EDP Finance BV	11.713,9	10.393,3	100%
EDP Produção	180,3	19,1	100%
HC Energia	476,4	433,1	97%
EDP Renováveis	587,8	560,1	78%
Portgás	104,0	106,3	72%
Energias do Brasil	950,0	1.058,7	65%
Outros	-	0,0	-

Dívida Financeira Nominal	14.012,3	12.570,6
---------------------------	----------	----------

Juros da dívida a liquidar	158,2	100,6
----------------------------	-------	-------

Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	14.170,5	12.671,1
--	----------	----------

"Fair Value"(dívida coberta)	(81,2)	(65,1)
------------------------------	--------	--------

Dívida Financeira	14.089,3	12.606,0
-------------------	----------	----------

Caixa e Equivalentes	1.147,9	864,7
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	558,9	179,1
HC Energia e Subsidiárias	15,6	25,1
EDP Renováveis	290,0	388,5
Portgás	0,1	0,0
Energias do Brasil	283,4	272,0
Activos financeiros detidos para venda	49,1	49,0

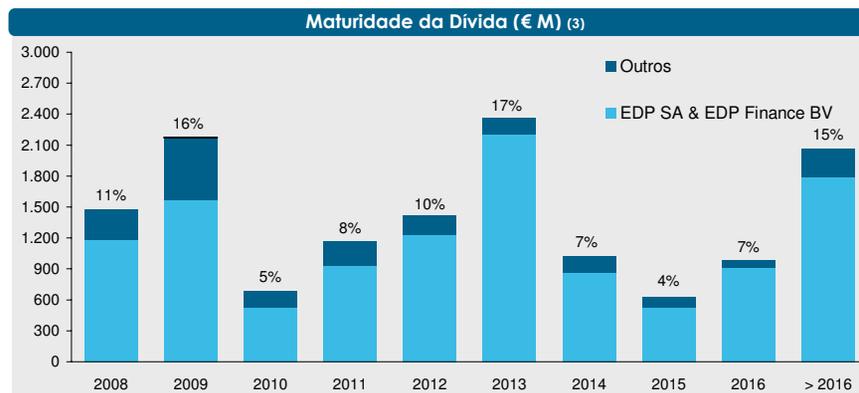
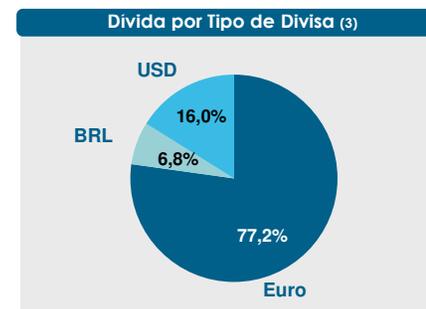
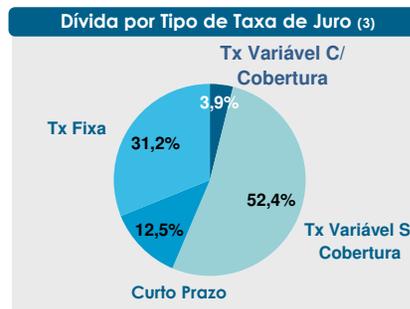
Dívida líquida do Grupo EDP	12.892,3	11.692,2
-----------------------------	----------	----------

Recebimentos futuros da act. regulada (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Portugal ⁽¹⁾	813,9	244,7	232,7%
Espanha	304,0	203,1	49,6%
Brasil ⁽¹⁾	62,9	134,5	-53,2%
Revisibilidade dos CMEC's	205,8	48,9	321,1%
TOTAL	1.386,6	631,2	119,7%

Prov. para benef. sociais e I. Partnership (€ M)	9M08	2007	Δ 08/07
Pensões ⁽²⁾	1.003,1	934,1	7,4%
Actos Médicos	794,7	781,2	1,7%
"Institutional Partnership" - Passivo ajustado ⁽⁴⁾	769,2	704,7	9,1%
Total	2.567,0	2.420,1	6,1%

Rating 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	03/07/2007

Rácios de Dívida	9M08	2007
Dívida Líquida / EBITDA	4,1x	4,4x



Em Out-08, a EDP emitiu títulos de dívida no montante de GBP325M com maturidade em Janeiro de 2024. A colocação de uma obrigação com esta maturidade demonstra a estabilidade do grupo EDP na actual conjuntura de mercado de crédito. Este financiamento destina-se à redução dos montantes utilizados nas linhas de crédito e a reforçar a flexibilidade financeira tendo em vista os refinanciamentos a ocorrer durante 2009.

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, e comissões à cabeça entre 25 e 35 pontos base conforme o nível de participação de cada banco.

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

No final de Set-08, 31% da nossa dívida estava financiada a taxa fixa e as nossas linhas de crédito contratadas totalizavam €3.186M, dos quais €1.603M estavam disponíveis.

A dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada dos activos regulatórios foi 4,1x e 3,6x nos 9M08.

⁽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 EDP, que estão a ser recuperados na tarifa

⁽³⁾ Valor Nominal

⁽⁴⁾ Ajustado por proveitos não-recorrentes diferidos

Resultados Financeiros, Ganhos na alienação de activos e Interesses Minoritários

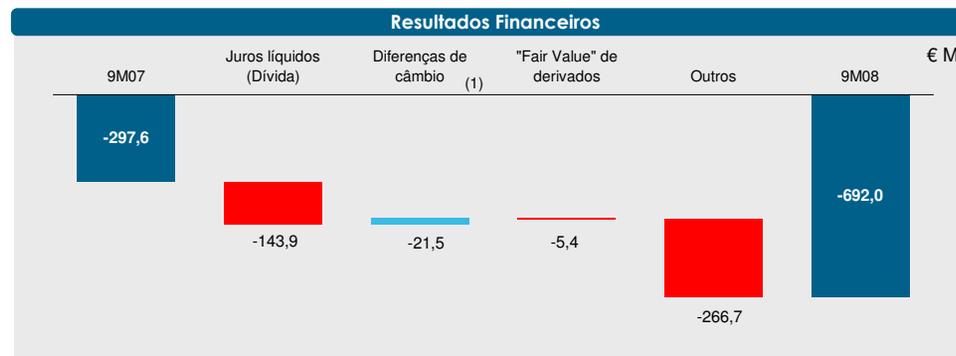


Resultados Financeiros (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Rendimentos de particip. de capital	4,7	35,6	-
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	4,7	35,6	-
Juros financeiros líquidos	(516,1)	(372,2)	-38,7%
Diferenças de câmbio	(3,7)	16,0	-
Outros ganhos e perdas financeiros	(177,0)	23,1	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(696,7)	(333,2)	-109,1%
Resultados Financeiros	(692,0)	(297,6)	-132,6%

Ganhos Empresas do Grupo e Associadas (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Edinfor (40%)	-	(6,4)	-
Setgás (19,8%)	1,2	1,3	-8,8%
CEM (21%)	7,0	6,3	9,8%
Turbogás (40%)	4,3	10,2	-58,3%
DECA II (EEGSA (21%))	10,4	3,0	242,6%
Subsidiárias da NEO	3,2	1,1	200,4%
Outros	1,5	1,3	-
Total	27,5	16,8	63,5%

Ganhos/(Perdas) na alienação de act. financeiros (€ m)	9M08	9M07	Δ 08/07
IPO da EDP Renováveis	405,3	-	-
Turbogás e Portugen	49,4	-	-
REN	17,0	30,3	-43,9%
Edinfor	4,8	-	-
Outros	6,3	(9,9)	-
Grupo EDP	482,8	20,4	2269,6%

Interesses Minoritários (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
EDP Renováveis	7,1	3,0	136,7%
HC Energia+Naturgas	4,0	7,3	-45,2%
Portgás	1,0	3,4	-70,6%
Energias do Brasil	80,8	77,0	4,9%
Outros	-	2,0	-
Grupo EDP	92,9	92,7	0,2%



Aos 9M08, os **resultados financeiros do Grupo EDP** reflectem:

- Aumento dos **juros financeiros líquidos** (+38,7% vs. 9M07), devido ao aumento da dívida bruta média no período (+29,6%) e ao aumento em 12pb no custo médio da dívida do Grupo EDP, resultante das actuais condições de crédito (5,7% nos 9M08 vs. 5,6% nos 9M07).

- Redução nos **outros ganhos e perdas financeiros**, devido: 1) a uma imparidade de €48M nos 9M08 reflectindo a redução do valor de mercado da participação accionista de 8% na Sonaecom; 2) a uma imparidade de €150M nos 9M08 que reflecte a redução do valor de mercado da participação accionista de 3,2% no BCP; e 3) à inclusão de resultados de hedging financeiro de combustíveis da actividade de produção de electricidade que passaram de um ganho de €27M nos 9M07 para uma perda de €33M nos 9M08.

- **Os ganhos em empresas do grupo e associadas** totalizaram €27,5M nos 9M08, contra €16,8M nos 9M07: i) os 9M08 incluem €10,4M da participação na DECA II (Guatemala) vs. €3,0M nos 9M07; ii) os 9M07 incluem uma perda de €6,4M da participação na Edinfor vs. nenhuma contribuição nos 9M08, uma vez que a partir de Dez-07, a participação de 40% na Edinfor passou a ser activo detido para venda, tendo sido exercida a opção de venda desta participação no 1T08; e iii) os 9M08 incluem €4,3M da participação na Turbogás, vendida em Maio de 2008, vs. €10,2M nos 9M07.

- **Os ganhos/ (perdas) na alienação de act. financeiros** totalizaram €482,8M nos 9M08, contra €20,4M nos 9M07 devido: i) a um ganho de €405M resultante da diluição da participação financeira que a EDP tem na EDP Renováveis, consequência do IPO; ii) a um ganho de €49M registado com a venda de uma participação de 40% na Turbogás e de 27% na Portugen, por um preço de €140M, em Mai-08; iii) a um ganho de €17M obtido com a venda de 1,5% do capital da REN, no 1T08; e (iv) a um ganho de €4,8M, resultante do exercício da opção de venda de 40% que a EDP detinha na Edinfor por um preço mínimo acordado de €55M, no 1T08.

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



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico



Balço Energético (GWh)	Portugal			Espanha		
	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07
Hidroeléctrica	5.097	7.956	-35,9%	16.428	21.765	-24,5%
Nuclear	-	-	-	45.065	40.555	11,1%
Carvão	6.969	8.456	-17,6%	32.807	53.903	-39,1%
CCGT	10.349	7.620	35,8%	71.159	46.658	52,5%
Fuel/Gas/Diesel	225	661	-66,0%	1.667	1.838	-9,3%
Auto-Consumo	-	-	-	(6.274)	(6.429)	2,4%
(-) Bombagem	(481)	(362)	-32,9%	(2.567)	(3.204)	19,9%
Regime Convencional	22.159	24.331	-8,9%	158.284	155.086	2,1%
Eólica	3.856	2.931	31,6%	21.804	19.974	9,2%
Outras	4.307	4.719	-8,7%	25.968	21.791	19,2%
Regime Especial	8.163	7.650	6,7%	47.772	41.765	14,4%
Importação / (Exportação)	6.962	5.060	37,6%	(8.057)	(2.814)	-186,3%
Consumo Referido à Emissão	37.284	37.041	0,7%	197.999	194.037	2,0%
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis	-	-	1,7%	-	-	2,3%
Mercado Regulado	36.248	32.558	11,3%	122.892	141.830	-13,4%
Mercado Liberalizado	1.036	4.483	-76,9%	75.068	51.981	44,4%

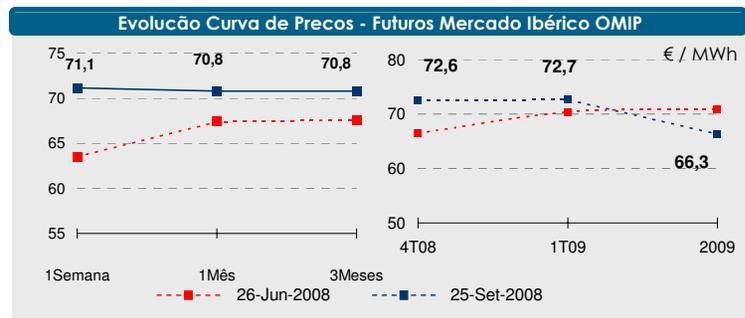
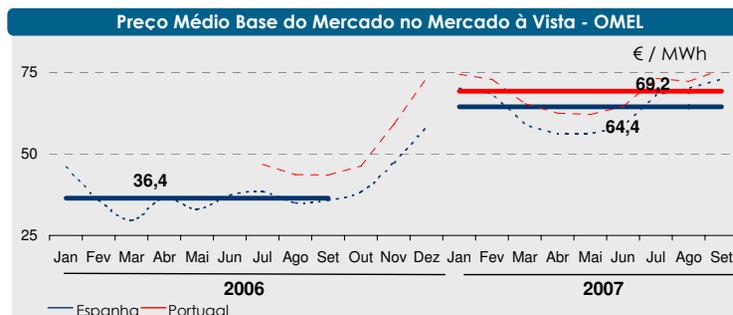
Nos 9M08 a procura de electricidade na P.Ibérica aumentou 1,4% vs 9M07, com um aumento de 1,3% e 2,1% em Portugal e Espanha, respectivamente. Ajustado de temperatura e dias úteis, a procura subiu 1,7% em Portugal e 2,3% em Espanha.

Do lado da oferta, a **produção eólica** teve um crescimento homólogo de 12%, abaixo dos 28% da capacidade eólica instalada. Esta performance foi penalizada pela queda de 12% da produção no 3T08 (vs 3T07), devido a condições meteorológicas desfavoráveis, particularmente em Espanha. De facto, enquanto em Portugal a produção eólica aumentou 11% no 3T08 (vs 3T07), em Espanha, a produção diminuiu 12%. A **produção hídrica** na P. Ibérica caiu 28% vs. 9M07, para 65% da média histórica de produção. Numa base trimestral, a produção no 3T08 representou cerca de 65% da média histórica anual, comparando com fracos 30% do 1T08 e um índice ligeiramente acima da média no 2T08. Desta forma a produção hídrica no 3T08 diminuiu 16% vs 3T07, contribuindo para um aumento da procura térmica residual no 3T08 vis-à-vis 2T08. No 3T08 o gás continuou a ser mais barato que o carvão, apesar de uma diminuição da discrepância dos custos variáveis entre as duas tecnologias. No gás, a referência de preços CMP para contratos ibéricos de gás a longo prazo subiu 20% vs 3T07, reflectindo a indexação à média móvel histórica do preço do Brent e à baixa volatilidade da componente do custo relativa a infraestruturas de gás. Inversamente, o preço do carvão recuou fortemente face ao pico de USD211/ton, em 30-Jun-08, com uma queda de 30% no trimestre. O custo das emissões de CO2 decresceu 22% para €22,5/ton face a Junho. Como resultado, a produção em **CCGT** na P. Ibérica aumentou 50% nos 9M08 (vs 9M07), com maiores factores de utilização e de aumento em capacidade (+24%). Por outro lado, a produção a **carvão** continuou a descer no 3T08 (-37% vs. 3T07), mas menos do que no 2T08 (-58% vs. 2T07), devido à interrupção da produção para investimentos em Desox e ao forte aumento do preço do carvão, nomeadamente no 2T08. Numa base trimestral, as centrais a carvão espanholas obtiveram maiores factores de utilização no 3T08 vs. o 2T08 (42% vs 32%).

A elevada procura de energia térmica, devido à baixa produção hídrica no 3T08 (vs. 2T08), juntamente com o aumento médio dos custos da produção, suportaram um aumento médio do preço spot em Espanha de €56.9/MWh no 2T08 para €70.4/MWh no 3T08. Em Portugal, devido às restrições de capacidade de interligação em 58% de horas dos 9M08, o preço médio da pool foi €3.3/MWh maior que em Espanha no 3T08 (e €4.8/MWh nos 9M08).

O volume de electricidade vendida no mercado a retalho caiu 77% vs 9M07 em Portugal, uma vez que as tarifas foram actualizadas a 2,9% assumindo um pressuposto do preço da pool em Portugal de €50/MWh. Em Espanha, os volumes vendidos registaram um aumento de 44% vs 9M07, em resultado do fim da opção tarifária para consumidores de média e alta tensão em Espanha desde Jul-08 (130TWh consumo/ano).

Capacidade Instalada (MW)	Península Ibérica		
	9M08	9M07	Δ 08/07
Hídrica	21.235	21.235	-
Nuclear	7.439	7.439	-
Carvão	12.422	12.643	-1,7%
CCGT	22.748	18.332	24,1%
Fuel/Gas/Diesel	6.320	6.527	-3,2%
Eólica	18.447	14.375	28,3%
PRE's (Outras)	12.649	12.017	5,3%
Total	101.260	92.568	9,4%



Factores Chave dos Custo de Produção	9M08	9M07	Δ 07/06
Coefficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,63	0,88	-28,4%
Espanha	0,65	0,75	-13,3%
Direitos de emissão de CO2 (€/ton) ¹	22,5	0,1	n.m.
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t ¹	148,0	78,0	89,7%
Gás (CMP) €/MWh ¹	24,2	20,2	19,6%
Brent (USD/Barril) ¹	97,8	70,8	38,2%
Eur/USD ¹	1,41	1,35	3,9%

¹ Final do período

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



Resultados (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Receitas CAE (1S07)	3,8	579,9	-
CAE Parcela Fixa	0,6	466,9	-
CAE Parcela Variável	3,2	113,0	-
Receitas CAE/CMEC (1S08)	1.181,2	306,2	-
Receitas no mercado	946,1	202,2	-
Revisibilidade dos CMEC's	104,2	48,9	-
CMECs	72,5	35,6	-
Anuidade CMEC	58,5	19,5	-
Custos Directos: CAEs/ CMECs	430,0	192,7	123,2%
Carvão	158,4	132,5	19,5%
Fuel	39,0	50,9	-23,3%
CO2 e Outros Custos (líquidos)	232,6	9,3	2397,1%
Margem Bruta CAEs/CMECs	755,0	693,4	8,9%
Cogeração, Resíduos Especiais e Biomassa	42,1	37,5	12,3%
Mini-hídricas	11,5	9,2	24,4%
Margem Bruta Regime Especial	53,5	46,7	14,7%
Margem Bruta Outros	-	8,5	-
Custos Operacionais	152,8	138,8	10,1%
EBITDA	655,7	610,4	7,4%
Amortizações & Provisões	183,5	195,4	-6,1%
EBIT	472,2	415,0	13,8%
Factor de Disponibilidade Real/Contratada (Km)	9M08	9M07	Δ 08/07
Hídrica	1,03	1,04	-0,5%
Termica	1,06	1,07	-0,1%
Produção de Electricidade (GWh)	9M08	9M07	Δ 08/07
Hidroeléctrica	4.677	7.545	-38,0%
Termoeléctrica	4.770	6.636	-28,1%
Sines	4.545	5.975	-23,9%
Setúbal	170	478	-64,3%
Carregado	(8)	96	-
Barreiro	62	87	-28,8%
Tunes	-	0	-
Total CAEs/CMECs	9.448	14.181	-33,4%
Cogeração Portugal	491	561	-12,5%
Cogeração Espanha	552	390	41,6%
Mini-hídricas Portugal	129	119	8,5%
Biomassa Portugal	30	21	43,9%
Total Regime Especial	1.201	1.090	10,2%
Tarifas Reaime Especial (€/MWh)	9M08	9M07	Δ 08/07
Cogeração Portugal	95	85	11,6%
Mini-hídricas Portugal	89	85	5,2%
Biomassa Portugal	113	113	-0,4%

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

Em relação ao detalhe da margem bruta existem agora 4 componentes: 1) Receitas em Mercado, resultante das vendas de electricidade no mercado grossista da P. Ibérica de electricidade, incluindo serviços de sistema e garantia de potência; 2) Desvio Anual, equivalente à diferença entre os principais pressupostos dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os dados reais do mercados, que será 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.

Nos 9M08, o EBITDA dos CAEs/CMECs registou um crescimento homólogo de 7,4% (+€45M), impulsionado por uma subida na margem bruta (+ 8% ou €60M). Em termos recorrentes, a margem bruta cresceu 2,9% (+€22M), principalmente apoiado pelos CAEs/CMECs (+3,4%, + €24M). De facto, o acréscimo de margem bruta proporcionada pelo investimento de dessulfuração em Sines (sob CAE/CMEC) foi apenas parcialmente compensada pelo fim do CAE na central a gásóleo de Tunes (com 165MW de capacidade instalada e uma margem contratada de €4,4m em 9M07). O investimento de dessulfuração de Sines foi €196M, dos quais 50% foram já comissionados em Jun-07 e o restante em Jun-08.

O rácio disponibilidade real/contratada caiu ligeiramente nos 9M08 (vs 9M07) devido a investimentos em curso em centrais hídricas (repotenciação de Picote e Bemposta) e devido a algumas paragens não planeadas na central de Sines.

Adicionalmente, refira-se a aprovação pelo Governo Português de um investimento de €100M em desnitrificação em Sines, a ser instalado entre 2008 e 2009. Todos estes investimentos serão remunerados a uma taxa de 8,5% ROA antes de inflação, com retorno do mesmo até ao termo da vida útil considerada no cálculo do CMEC da central de Sines, em Dez-17.

O crescimento homólogo de 15% (+€6,8M) na margem bruta do regime especial é explicado pela aquisição em Portugal: 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) Pebble (11 mini-hídricas num total de 89MW instalados e EBITDA esperado de €18M num ano médio), consolidada a partir de Jul-08. Na actividade de cogeração, a mais baixa produção em Portugal resultante de obras de manutenção, foi mais do que compensada por elevados factores de utilização em Espanha.

O EBITDA recorrente cresceu 1,2% vs 9M07. Os principais ajustamentos não recorrentes foram: 1) €5,8M de impacto líquido negativo nos 1H07 resultante de sobre-custo de combustíveis consumidos relativamente aos índices internacionais (€-5,8m nos 1H07, dos quais €3,8m recuperados no 1H08) e 2) €36,9M de impacto positivo nos 9M08, vs €6,2M nos 9M07, referente à diferença entre o custo de combustíveis consumidos e os índices internacionais.

Note-se que a partir de Jul-07 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. Como consequência, os resultados do grupo no 9M08 incluem custos de €17,7M com a cobertura dos custos, que coincide com as componentes não-recorrentes a nível dos ganhos na margem bruta.

Produção e Comercialização Liberalizada no Mercado Ibérico



Resultados (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Margem Bruta - Produção e Comerc. Liberalizada	379,1	461,4	-17,8%
Produção	326,8	399,3	-18,2%
Portugal	106,2	92,2	15,2%
Espanha	220,6	307,1	-28,2%
Comercialização	52,3	62,2	-15,9%
Portugal ⁽¹⁾	10,2	12,8	-20,5%
Espanha	42,1	49,3	-14,6%
Custos Operacionais	133,8	175,1	-23,6%
EBITDA	245,3	286,4	-14,3%
Amortizações & Provisões	119,8	95,0	26,2%
EBIT	125,5	191,4	-34,4%
Ao nível de Resultados Financeiros			
Ganhos (Perdas) c/ Hedging em Mercados Energéticos	(16,0)	37,0	-

Performance de mercado	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07
------------------------	------	------	---------	------	------	---------

Produção Electricidade	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh)		
	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07
Total Electricidade	20.123	17.453	15,3%	48,6	28,2	72,1%
CCGT	8.680	5.902	47,1%	58,7	41,1	42,9%
Carvão	4.417	7.887	-44,0%	26,6	21,7	22,7%
Hídrico	947	955	-0,9%	-	-	-
Nuclear	859	891	-3,6%	3,3	3,3	-0,8%
Compras Electricidade	5.221	1.818	187,3%	66,7	36,2	84,1%

Perdas na Rede	Vendas Electricid. (GWh)			Preço médio (€/MWh)		
	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07
Volume Total	20.123	17.405	15,6%	68,6	53,7	27,7%
Portugal	741	2.138	-65,3%	67,8	57,9	17,0%
Espanha	10.367	7.883	31,5%	62,6	58,0	7,9%
Clientes finais - Retalho liberaliz.	11.108	10.021	10,8%	63,0	58,0	8,5%
OMEL+OMIP+OTC	8.136	6.246	30,3%	76,3	49,0	55,8%
Outros	437	891	-50,9%	67,4	43,8	53,8%

Factor de Utilização	9M08	9M07	Δ 08/07
CCGT	65%	58%	7,0 pp
Carvão	46%	79%	-32,8 pp
Hídrico	16%	22%	-5,8 pp
Nuclear	84%	87%	-3,2 pp

Número de clientes	9M08	9M07	Δ 08/07
Número de clientes (mil)	295,2	196,5	50%
Portugal	180,6	106,5	70%
Espanha	114,6	90,0	27%

Nos 9M08, a margem bruta da EDP na produção e comercialização liberalizada de electricidade na P. Ibérica mostrou uma descida homóloga de 18%, penalizada pela actividade em Espanha.

Em Espanha, a margem bruta da geração apresentou um decréscimo de 28% vs 9M07, para €221M, penalizada pelo baixo volume de geração, elevados custos de combustíveis e por uma redução de €12M da remuneração por garantia de potência.

A nossa produção a carvão recuou 44% vs 9M07, penalizada por: (1) obras de manutenção em Soto 3 e (2) no 2T08 e no 3T08, pelo aumento do custo marginal do carvão. Apesar do aumento da procura de energia térmica no 3T08 ter provocado um reforço dos preços da pool espanhola, melhorando as margens de carvão líquidas de CO2 no 3T08 (vs. 2T08), as margens continuam insatisfatórias e o carvão permanece mais caro que o gás. Assim, a produção da HC tem sido concentrada nas centrais mais eficientes de Aboño, com a operação da Soto 3 limitada ao mercado de restrições. Por sua vez, apesar do aumento do custo marginal do gás, a produção em CCGTs aumentou 113% nos 9M08 vs. 9M07 suportada: (i) pelo início do funcionamento das centrais de Castejon 3 e Soto 4 (418MW cada, em Dez-07 e Set-08, respectivamente) e (ii) elevada procura térmica residual, suportando factores de utilização nas CCGTs de 48% nos 9M08.

O decréscimo homólogo da produção nuclear foi justificado pelas obras programadas de manutenção. Tendo os preços da pool sido mais baixos que os custos marginais de geração da EDP em Espanha, numa grande parte do 2T08 e 3T08, a compra de electricidade na pool espanhola aumentou significativamente nos 9M08 (vs 9M07), particularmente no 3T08, com o consequente aumento do custo de electricidade vendida.

No que respeita a custos, note-se que o baixo custo de produção a carvão nos 9M08 resultou: (1) do consumo de carvão comprado em 2007, a preços em torno de USD90/ton, e (2) maior concentração de produção nas nossas centrais mais eficientes (nomeadamente Aboño 2 que beneficiou da queima de gases siderúrgicos) e (3) devido ao menor nível de produção, com redução do rácio compra de licenças de CO2/ total de emissões de CO2. Note-se que, dado o decréscimo inesperado do factor de utilização do carvão, devido a condições comerciais, a EDP acumulou grandes quantidades de carvão comparados em 2007, no 2T08 e 3T08. Em vez que queimar carvão nas centrais, os preços anormalmente elevados, a EDP optou pela venda de alguns barcos de carvão, registando ganhos de €15M.

Em Portugal, a margem bruta da produção liberalizada cresceu 15%, para €106M. A desaceleração face aos 6M08 (+62% vs 6M07) reflecte, somente, uma base de comparação mais forte no 3T07. As operações liberalizadas em Portugal mantêm níveis de rentabilidade muito acima da média ibérica, quer em termos de volumes ou de margens. Esta actividade inclui a nossa CCGT do Ribatejo (1,176MW), que registou um factor de utilização de 76% nos 9M08, muito acima da média ibérica (50%), beneficiando de: (1) Reduzida margem de reserva em Portugal, (2) Baixa produção hídrica no 1T08 e no 3T08 e (3) da paragem para manutenção de 50% da central de Sines no 2T08. A produção da nossa CCGT do Ribatejo nos 9M08 foi vendida na pool portuguesa que, neste período, mostrou uma média de preços de €4,8/MWh mais alta do que Espanha. Este factor, juntamente com as nossas condições competitivas de abastecimento de gás natural, permitiu alcançar margens efectivas no 9M08 superiores a Espanha.

No negócio de comercialização, registamos um aumento de 32% os volumes comercializados em Espanha beneficiando da liberalização de 130TWh de consumo anual, a partir de 1-Jul-08, e da inclusão de negócio de electricidade da Naturgás. Adicionalmente, o preço médio de venda subiu 8% nos 9M08, vs. 9M07. Em Portugal, dado o baixo preço de geração assumido pelo regulador para as tarifas de retalho para 2008 (€50/MWh incluindo serviços de sistema), o volume da oferta caiu significativamente (-65% vs 9M07) e está agora concentrado em alguns segmentos residenciais onde os preços de mercado são ainda competitivos face às tarifas.

Para 2009, a EDP tem já contratada 38% da produção esperada das centrais de produção liberalizada da EDP na P. Ibérica, tendo já fixado as margens líquidas respectivas através da cobertura do risco em carvão, gás e CO2.

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

Produção e Comercialização de Electricidade Ibérica



DR Operacional (€ M)	Produção Electricidade						Comercialização Electricidade						Produção e Comercializ.		
	Portugal			Espanha			Portugal			Espanha			Total (1)		
	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07
Margem Bruta	893,5	814,2	9,7%	247,1	325,9	-24,2%	10,2	18,8	-45,9%	42,1	49,3	-14,6%	1.187,7	1.210,6	-1,9%
Fornecimentos e serviços externos	79,9	66,8	19,6%	40,1	42,2	-5,1%	10,4	16,5	-36,8%	25,9	22,8	13,7%	151,0	146,3	3,2%
Custos com pessoal	60,2	63,5	-5,2%	25,6	25,5	0,6%	3,5	3,7	-5,7%	4,8	4,0	20,8%	94,1	96,7	-2,7%
Custos com benefícios sociais	28,0	18,3	53,5%	1,2	1,0	18,6%	0,1	0,2	-28,4%	0,1	0,1	-11,4%	29,5	19,6	50,6%
Rendas centros electroprodutores	3,6	2,9	23,0%	-	-	-	-	0,0	-	-	-	-	3,6	2,9	22,4%
Outros custos (proveitos) operac.	(11,1)	(6,5)	-71,9%	37,0	48,7	-	(1,4)	1,0	-	(16,1)	(13,6)	-	8,4	48,4	-
Custos Operacionais	160,6	145,0	10,7%	103,9	117,4	-11,5%	12,7	21,3	-40,7%	14,7	13,3	10,4%	286,6	313,9	-8,7%
EBITDA	733,0	669,2	9,5%	143,1	208,5	-31,3%	(2,5)	(2,5)	1,8%	27,4	36,0	-23,9%	901,1	896,8	0,5%
EBITDA/Proveitos	31,6%	47,6%	-33,6%	19,5%	34,8%	-	-2,0%	-1,0%	-	3,3%	6,0%	-	-	-	-
Provisões para riscos e encargos	0,2	9,2	-97,3%	6,9	0,0	17025,3%	11,3	(1,8)	-	(0,3)	(3,5)	91,1%	18,2	4,0	354,2%
Amortizações	207,4	191,2	8,5%	79,2	92,7	-14,7%	0,7	3,7	-79,9%	0,9	1,8	-46,7%	288,3	289,4	-0,4%
Compensa. amort. activos subsid.	(2,8)	(2,7)	-2,9%	(0,3)	(0,3)	-2,1%	-	-	-	-	-	-	(3,1)	(3,0)	-2,8%
EBIT	528,0	471,5	12,0%	57,4	116,1	-50,5%	(14,5)	(4,4)	-227,6%	26,8	37,7	-29,0%	597,7	606,4	-1,4%
EBIT/Proveitos	22,8%	33,5%	-0,3 pp	7,8%	19,4%	-	-11,6%	-1,8%	-	3,2%	6,3%	-	-	-	-
Empregados	1.601	1.587	0,9%	702	702	-	80	80	-	89	91	-2,2%	2.472	2.507	-1,4%

Investimento Operacional (€m)	9M08	9M07	Δ 08/07
Produção Liberalizada	365,9	283,3	82,6
Expansão	319,6	223,5	96,1
CCGT	219,0	216,3	2,7
Hídricas	100,6	7,2	93,4
Manutenção	46,3	59,8	-13,5
Recorrentes	29,5	18,0	11,5
Não Recorrentes (ambiental)	16,8	41,8	-25,1
Produção PPA/CMEC	74,7	69,2	5,5
Recorrente - Hídricas	8,2	5,3	2,8
Recorrente - Térmicas	21,5	19,9	1,6
Não Recorrentes (ambiental)	45,1	44,0	1,1
Regime Especial	20,1	4,2	15,8
Expansão	19,2	3,8	15,5
Manutenção	0,8	0,5	0,4
Comercialização na P. Ibérica	4,0	1,5	2,5
Outros	25,6	16,8	8,8
Total	490,3	375,1	115,3
Expansão	338,9	227,3	111,6
Manutenção e Outros	151,5	147,8	3,6

Em termos consolidados, a margem bruta de produção e comercialização na P. Ibérica nos 9M08 foi 1,9% mais baixa do que em 9M07. Os custos operacionais destas actividades recuaram 8,7% vs 9M07 influenciados por: (1) indemnizações de €10,8M nos 9M08 (vs €-2,1M nos 9M07), (2) anulação parcial (€13M) nos 9M08 da provisão de €80M em Dez-07, por conta de possíveis desvios entre a interpretação do RD 03/2006 por parte da EDP e o resultado final do mesmo. Nos 9M08, o impacto relativo aos custos com CO2 claw-back decorrente da aplicação de RD 11/2007, ascenderam aos €46M. Ajustado destes efeitos, os custos operacionais decresceram 5,7% nos 9M08, positivamente influenciados por menores custos de marketing e com pessoal no negócio da comercialização em Portugal, por força de diminuição da actividade.

O investimento operacional nas actividades de produção e comercialização ascendeu a €490M (1,2x 9M08), reflectindo a aceleração do ritmo de investimento em tecnologias com menores índices de emissão de CO2, CCGTs e hídricas. Nos 9M08, 68% do investimento operacional foi canalizado para projectos de expansão de capacidade, predominantemente no mercado liberalizado. Em termos de CCGTs, a central Soto4, em Espanha, iniciou actividade em Set-08 (€226M capex total, €48M investidos nos 9M08), enquanto os trabalhos de construção de Lares 1 e 2 prosseguem, com 72% do investimento já incorrido (€153M nos 9M08) e início de operações previsto para Jul-08 e Set-08, respectivamente. Em termos de capacidade hídrica, o capex de expansão nos 9M08 ascendeu a €101M, incluindo: (1) Pagamento de €53M pelo direito de concessão da nova barragem Foz Tua (312MW) e (2) €43M de investimento nos projectos Picote II e Bemposta II (aumento de capacidade), assim como, na nova barragem Baixo Sabor.

Adicionalmente, os investimentos no regime especial assumiram maior expressão nos 9M08 com €19M despendidos em novos projectos de cogeração (24MW no Barreiro, a arrancar em 2010) e projectos em biomassa (40MW, a arrancar em 2009). Em termos de capex de manutenção, destacam-se os investimentos de desnitrificação e dessulfuração em Sines, atingindo o valor de €45M.

Importa referir o pagamento de €759M efectuado pela EDP em Abril, por contrapartida do direito de explorar 4.094MW de capacidade hídrica actualmente abrangido pelos CAE/CMEC após o termo destes contratos. Em Julho, a EDP ganhou o concurso internacional para a construção e operação das barragens do Fridão e Alvito, em Portugal (450MW), comprometendo-se a pagar €231.7M pelos direitos desta concessão e a investir €666M na construção destas barragens, com arranque previsto para 2016.

Em termos globais, o investimento total acumulado até Set-08 em projectos de expansão em curso ascende a €436M, compreendendo 72% do investimento total planeado nas CCGTs e 12% do investimento total previsto nos projectos hídricos de expansão actualmente em curso.

EDP Renováveis



DR Operacional (€m)	EUROPA (NEO)			USA (Horizon)			EDP Renováveis			Indicadores Operacionais			
	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	
Margem Bruta	276,8	181,0	53%	83,8	11,3	-	360,6	-	-	Cap. Instalada EBITDA (MW)	3.502	2.123	1.379
Fornecimentos e serviços externos	39,5	29,4	34%	30,2	3,8	-	70,6	-	-	Portugal	517	392	126
Custos com pessoal	14,0	10,2	37%	12,3	4,4	-	25,9	-	-	Espanha	1.344	951	393
Outros custos (proveitos) operacionais (1)	6,3	1,5	326%	-49,3	-3,9	-	-42,4	-	-	França	144	75	69
Custos Operacionais	59,8	41,1	46%	-6,8	4,2	-	54,1	-	-	EUA	1.497	706	792
EBITDA	217,0	139,9	55%	90,6	7,1	-	306,5	-	-	Electricidade Produzida (GWh)	5.353	2.450	119%
EBITDA/Margem Bruta	78,4%	77,3%	1p.p.	108,1%	62,6%	-	85,0%	-	-	Portugal	727	553	32%
Provisões para riscos e encargos	-0,9	-	-	1,3	-	-	0,4	-	-	Espanha	1.875	1.519	23%
Amortizações	87,1	62,4	40%	60,5	8,0	-	147,6	-	-	França	175	81	117%
Compensação amort. activos subsidiados	-0,5	-0,1	-351%	-	-	-	-0,5	-	-	EUA (4)	2.576	297	-
EBIT	131,3	77,7	69%	28,8	-1,0	-	159,0	-	-	Factor Médio de Utilização (%)			
EBIT/Margem Bruta	47,4%	42,9%	5p.p.	34,4%	-8,5%	-	44,1%	-	-	Portugal	25,9%	25,3%	1 pp
Número de Empregados	320	273	17%	272	169	61%	592	-	-	Espanha	24,8%	26,5%	(2 pp)
Opex/MW (€ 000, anualizado) (2)	43,3	42,3	2%	38,8	-	-	42,0	-	-	França	22,7%	27,9%	(5 pp)
Opex / MWh (2)	21,5	19,1	13%	14,3	-	-	18,3	-	-	EUA	31,0%	-	-
Europa - Margem Bruta (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07	EUA M. Bruta Ajustada (€ M)			9M08	9M07	Δ 08/07	Europa Tarifa Média (€/MWh)	97,9	82,0	19%
Portugal	73,6	55,1	34%	Receitas de Electricidade & RECs	84,1	-	-	-	Portugal	100,1	97,7	2%	
Espanha	186,2	105,8	76%	Prestação de Serviços & Outros	-0,3	-	-	-	Espanha	99,4	76,6	30%	
França	12,9	6,6	97%	Margem Bruta	83,8	-	-	-	França	73,2	75,9	-4%	
Eólica	272,7	167,4	63%	Receitas PTCs e Outras (3)	41,3	-	-	-	EUA Tarifa Média (USD/MWh)	87,0	-	-	
Outros & Ajustamentos	4,1	13,5	-70%	Margem Bruta Ajustada	125,1	-	-	-	Avg. electricity price (energy + REC)	49,2	-	-	
Total	276,8	181,0	53%						Institutional partnership revenues	37,8	-	-	

• Em Set-08, a EDP Renováveis (EDP R) tinha uma capacidade instalada total de 3.502 MW, mais 1.379 MW em relação ao período homólogo, dos quais 587 MW na Europa e 792 MW nos EUA, reflectindo a execução da sua carteira de projectos eólicos de acordo com os objectivos propostos. No final de Set-08, a EDPR tinha 1.612 MW em construção, dos quais 987 MW na Europa e 625 MW nos EUA.

• O plano de construção da EDP R está a decorrer de acordo com o previsto e de forma a alcançar os 1,4 GW de capacidade adicional no final de 2008. Com mais de 1,600 MW em construção a EDP R já apresenta uma boa visibilidade da capacidade a instalar durante o ano 2009, o que comprova a capacidade da empresa em gerir a construção de mais de 2,000 MW acumulados desde o início de 2008.

• A produção de electricidade da EDP R totalizou 5,4 TWh nos 9M08. Na Europa, a produção eólica aumentou 29% no período, para 2,8 TWh. A nossa carteira de MW eólicos na Europa registou um factor de utilização médio de 25% nos 9M08. Numa base trimestral, os factores médios de utilização na Europa diminuíram de 24,3% no 2T08 para 20,3% no 3T08, reflectindo o efeito sazonal do recurso eólico no ano, durante o ano. Nos EUA, após o forte crescimento da capacidade instalada, a produção de electricidade totalizou 2,6 TWh nos 9M08. Os factores de utilização, no período, chegaram a 31,0% (vs. 28,7% entre Jan-08 e Set-08) reflectindo a mudança substancial na carteira da EDPR, vs. os 9M07.

• A margem bruta da EDP R chegou a €360,6M, suportada pelo aumento da produção de electricidade para 5,353 GWh e por preços de venda atractivos – €97,9/MWh na Europa e USD87,0/MWh nos EUA (incluindo PTCs ("Production Tax Credits"). Na Europa, o preço médio de venda de electricidade foi suportado pela subida do preço médio da pool em Espanha e pelos elevados factores médios de utilização proporcionados pela qualidade superior dos activos da EDP R. Nos EUA, a margem bruta ajustada das receitas de PTCs e outros proveitos relacionados com parceiros institucionais, alcançou os €125,1M.

• Os custos operacionais da EDP R ascenderam a €54,1M nos 9M08. Na Europa, os custos operacionais aumentaram 45,7% no período, devido principalmente 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 termos de custos operacionais por MW instalado (€43,3mil), este rácio apresentou um crescimento anual em linha com a inflação. Nos EUA, os custos operacionais por MW instalado, quando ajustados de PTCs e outros proveitos relativos a parceiros institucionais, alcançaram os €14,3/MWh (5).

• Em consequência, o EBITDA nos 9M08 ascendeu a €306,5M, correspondendo a uma margem de EBITDA de 85%.

(1) Inclui Rendas de concessão; (2) Nos USA, os custos operacionais excluem Receitas PTC & outras receitas relacionadas com "Institutional partnerships" da Horizon; (3) Receitas de "Institutional partnership", bruto de imposto; o cálculo apenas inclui projectos que já estejam a contribuir para o portfolio com "Institutional partnerships". (4) Nos 9M07, a Horizon contribuiu para a produção eólica apenas de Jul-07 a Set-07 (Horizon adquirida em Jul-07) (5) Ajustado pelos créditos de indisponibilidade
Note: A taxa média de câmbio para os 9M08 foi de 1,53 USD/EUR vs. 1,34 USD/EUR para os 9M2007. A taxa de câmbio a Set-08 foi de 1,43 USD/EUR vs. 1,42 USD/EUR a Set-07.



MW Brutos	Em Constr.	Pipeline				Prospects	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3	Total		
Espanha	783	415	636	1.707	2.758	2.911	6.452
Portugal	78	489	-	17	506	232	816
Resto Europa	126	464	608	615	1.686	1.383	3.196
- França	49	127	92	312	530	726	1.306
- Bélgica	57	13	-	37	49	25	131
- Polónia	20	100	456	254	810	192	1.022
- Roménia	-	225	60	12	297	440	737
Europa	987	1.368	1.244	2.339	4.950	4.526	10.463
EUA	625	300	3.913	7.872	12.085	5.838	18.548
Brasil	-	-	-	-	-	216	216
Total	1.612	1.668	5.156	10.211	17.035	10.580	29.227

• A carteira de projectos da EDP R atingiu uns robustos 29.2 GW. A sólida carteira de projectos em desenvolvimento providencia à EDP R as opções necessárias para atingir, através de um crescimento rentável, os seus objectivos de longo prazo. A EDP R segue um rigoroso processo de alocação de capital baseado na rentabilidade dos projectos que tem como objectivo a maximização do retorno para o accionista. Esta estratégia é desenvolvida limitando os capitais disponíveis e fomentando uma competição saudável entre os projectos para que iniciem a fase de construção.

• A carteira de projectos da EDP R nos 9M08 aumentou substancialmente pela aquisição de 1.296 MW em diferentes estados de desenvolvimento e em localizações favoráveis em termos de recurso eólico em França (560MW) e na Roménia (736MW – adquiridos em Out-08). Estas aquisições aumentam as opções de crescimento da EDP R.

Investimento Operacional (€M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Portugal	431	225	92%
Espanha	52	100	-48%
França	28	14	103%
EUA	738	256	188%
Total	1.249	595	110%

Imobilizado em Curso (€M)	MW em Construção e Desenvolvimento
Total a Set- 08	1.228,7

• O investimento operacional no período totalizou os €1.249M, dos quais €511M na Europa e €738M nos EUA (\$1,128M), reflectindo o fim da construção de 515 MW, os actuais 1.612 MW em construção e os adiantamentos de turbinas efectuados durante o período.

• O Investimento operacional, nos 9M08, com projectos já em operação, totalizou aproximadamente €460M (reflecte, em parte, o fim do investimento em projectos de 2007 e a conclusão da construção de 515 MW). Os investimentos em capacidade em construção e em desenvolvimento atingiram cerca de €790M, dos quais €132M relacionado com adiantamentos de turbinas.

• É importante realçar que as obras em curso no balanço, sob projectos em construção e desenvolvimento, totalizaram €1.229M, neste período, reflectindo o investimento já incorrido com estes projectos.

Distribuição em Portugal



Consumidores de Electricidade (mil)	9M08	9M07	Δ 08/07
Comercialização Regulada	5.903	5.915	-12
Comercialização Mercado Liberalizado	181	110	71
Consumidores de Electricidade	6.085	6.025	60

Electricidade Entrada na Rede de Distribuição (GWh)	9M08	9M07	Δ 08/07
Mercado Regulado	36.069	32.159	12,2%
Mercado Liberalizado	1.050	4.478	-76,5%
Electricidade Entrada na Rede de Distribuição	37.120	36.637	1,3%

Vendas de Electricidade e Margem Bruta (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Facturação Electricidade & Desvios e Deficits Tarifários	4.434,3	3.432,4	29,2%
Compras de Electricidade	3.337,4	2.472,0	35,0%
Margem Bruta de Electricidade	1.097,0	960,4	14,2%
(-) Reposição do Défice Tarifário 2006/07 (Jan-Fev)	(2,4)	-	-
(-) Reposição Reconhecimento Desvio Tarifário de 2007	84,2	-	-
Margem Bruta de Electricidade Ajustada	1.015,2	960,4	5,7%
Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver)	-	(25,1)	-
Proveitos Permitidos	1.015,2	935,3	8,5%

Investimento Operacional e Qualidade do Serviço	9M08	9M07	Δ 08/07
Tempo de Interrupção Equivalente (min)	68	72	-4
Investimento Operacional - Líquido de Subsídios (€m)	138	157	-19

• A electricidade entrada na rede de distribuição da EDP Distribuição (EDPD) em Portugal cresceu 1,3% no período (1,9% excluindo efeitos temperatura e dias úteis). A electricidade distribuída ficou abaixo da estimativa utilizada pela ERSE no cálculo das tarifas de 2008, reflectindo a desaceleração da economia Portuguesa e uma maior poupança energética. Esta diferença implicou um desvio tarifário de €21M na actividade da rede de distribuição.

• A electricidade vendida a clientes regulados pela EDP Serviço Universal (EDP SU), o comercializador de último recurso, aumentou 9,3% no período, para 33,4 TWh nos 9M08, acima dos pressupostos utilizados pela ERSE, resultado de uma transferência significativa de clientes do mercado liberalizado para o mercado regulado, devido ao aumento das tarifas no mercado liberalizado em comparação com os valores definidos pelo regulador em 2008. Nos 9M08, o custo médio com a compra de electricidade suportado pela EDP SU foi €75/MWh vs. €50/MWh assumidos pela ERSE. Assim, o aumento do custo médio com a compra de electricidade, bem como os volumes fornecidos, traduziram-se num desvio tarifário de €688M nos 9M08 suportado pela EDP SU.

• A margem bruta integrada dos negócios de distribuição e comercialização de último recurso aumentou 15,2% no período – excluindo os ajustamentos tarifários de anos anteriores, a margem bruta diminuiu 1%. Note-se que a recente alteração da regulação determina os mesmos termos regulatórios/legais para desvios tarifários e para os défices tarifários de 2006 e 2007. Assim, os desvios tarifários da EDP D e EDP SU, que totalizaram €709M nos 9M08, bem como o desvio tarifário de 2007 relacionado com a actividade de compra de energia na EDP SU, que ascendeu a €84M, foram contabilizados como vendas de electricidade no período.

• Em Jan-09, inicia-se para as actividades reguladas de distribuição e comercialização de electricidade um novo período regulatório: 2009-2011. Os pressupostos e proveitos regulados para os próximos 3 anos, foram propostos, numa base preliminar, pela ERSE no dia 15-Out-08 (versão final até 15-Dec-08).

DR Operacional (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Margem Bruta	1.118,5	970,8	15,2%
Fornecimentos e serviços externos	200,0	186,4	7,3%
Custos com pessoal	128,3	143,1	-10,3%
Custos com benefícios sociais	104,3	64,1	62,7%
Rendas de concessão	170,7	168,1	1,5%
Outros custos (proveitos) operacionais	(4,9)	8,4	-
Custos Operacionais	598,4	570,1	5,0%
EBITDA ⁽¹⁾	520,1	400,7	29,8%
EBITDA/Margem Bruta	46,5%	41,3%	5,2 pp
Provisões para riscos e encargos	2,4	3,5	-33,0%
Amortizações	254,5	253,3	0,5%
Compensação amort. activos subsidiados	(65,0)	(64,0)	-1,6%
EBIT	328,2	207,9	57,9%
EBIT/Margem Bruta	29,3%	21,4%	7,9 pp

Número de Empregados	9M08	9M07	Δ 08/07
Número de Empregados	4.702	5.167	-465
Empregados/TWh ⁽²⁾	103	111	-7,9%
Cientes/empregado	1.294	1.166	11,0%

Esta proposta antecipa um aumento anual médio das tarifas de venda de electricidade em Portugal de 4,9% e cria um défice de €1.717M que resulta essencialmente dos preços da energia terem sido muito superiores aos assumidos pela ERSE, bem como dos baixos níveis de hidraulicidade registados em 2008. Este montante inclui ainda €447M relativos ao diferencial entre as tarifas de regime especial e os preços de mercado para 2009. O DL 165/2008, de 21-Ago-08, define que este desvio tarifário deverá ser recuperado com juros (Euribor + 90pp) através das tarifas de electricidade a partir de 21-Jan-2010 e por um período de 15 anos. O mesmo DL, autoriza também a que o desvio tarifário seja transferido sem recurso a terceiros.

• Os custos operacionais controláveis diminuíram 0,3% no período, devido a uma redução de 10,3% nos custos com pessoal, que resultou da contabilização nos 9M07 de €7,7M de custos não-recorrentes que se diluem até ao final de 2007. Excluindo este impacto, os custos operacionais controláveis teriam aumentado 1,9%, e os custos com pessoal teriam diminuído 5,2% (ou 2,6% excluindo indemnizações e capitalização de custos). Os custos com pessoal reflectiram a redução de 9% no número de empregados. Assim, verificou-se uma melhoria de 11% do rácio de eficiência de clientes/empregado. Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 7,3%, devido essencialmente ao aumento dos custos com facturação e cobrança (lei nº12/2008, que estipula que a facturação deve ter uma periodicidade mensal - a EDP SU possibilitou aos clientes escolha de periodicidade) e a um aumento nos custos de TI.

• Os custos com benefícios sociais aumentaram €40,2M devido: (i) à contabilização nos 9M08 de um custo de €32M relacionado com o programa de reestruturação de RH (vs. €9,8M nos 9M07) respeitante a 148 pré-reformas que acordaram a saída para o 1T09; e (ii) a um aumento nos prémios para pensões e nas provisões para actos médicos.

• Nos 9M08, o capex diminuiu 11,9%. A qualidade de serviço manteve-se acima dos objectivos definidos pelo regulador, com um TIEPI de 68 min., quando ajustado de impactos não-recorrentes (tempestades, vento forte e incêndios de verão).

⁽¹⁾ O EBITDA normalizado (i.e. excluindo as diferenças tarifárias e os ajustamentos tarifários t-2 e t-1) é de €556M nos 9M08 vs. €581M nos 9M07.

⁽²⁾ Annualized

⁽³⁾ Definido por Despacho nº 727676/2008

Distribuição Espanha



Consumidores de Electricidade (milhares)	9M08	9M07	Δ 08/07
Comercialização Regulada	549	562	-2,2%
Comercialização Mercado Liberalizado	77	52	48,2%
Consumidores de Electricidade	626	613	2,1%

Electricidade Distribuída (GWh)	9M08	9M07	Δ 08/07
Alta Tensão	4.422	4.408	0,3%
Média Tensão	954	893	6,8%
Baixa Tensão	1.890	1.817	4,0%
Electricidade Distribuída	7.266	7.118	2,1%
dos quais: de acesso	1.719	1.110	54,9%

Proveitos Reaulados (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Transporte	4,9	4,5	8,4%
Distribuição	100,1	94,8	5,6%
Comercialização	6,0	5,8	3,3%
Proveitos Regulados	110,9	105,1	5,6%

Investimento Operacional e Qualidade do Serviço	9M08	9M07	Δ 08/07
Tempo de Interrupção Equivalente (min)	45	52	-7
Investimento Operacional (líquido de subsídios) €m	35	7	28

• Nos 9M08, o volume de electricidade distribuído nas Astúrias aumentou em 2,1%. A margem bruta da actividade de distribuição em Espanha aumentou 10,8% no período, para €121,2M nos 9M08, reflectindo um aumento de 5,6% nos proveitos regulados reconhecidos nas tarifas de 2008, bem como um aumento de €5,4M nas prestações de serviços devido à contabilização de receitas reguladas não-recorrentes de períodos anteriores (€5,2M).

• Os custos operacionais aumentaram 49,7% no período (+€17,6M), para €53,1M nos 9M08. Excluindo o impacto de €11M contabilizado nos 9M07 relativos ao RD 871/2007 (1) e um proveito não-recorrente de €3,3M, contabilizado em outros custos/proveitos operacionais nos 9M07, os custos operacionais aumentaram 6,6% (+€3,3M) relativamente ao período homólogo, maioritariamente devido ao aumento dos custos de back-office.

• Em suma, o EBITDA da actividade de distribuição em Espanha diminuiu 7,9% no período para €68,1M nos 9M08. Excluindo os impactos acima mencionados: (i) €5,2M dos serviços prestados nos 9M08 e (ii) €14,3M da rubrica de outros custos nos 9M07, o EBITDA teria crescido 5,5%, face ao período homólogo.

• O capex aumentou €28,0M no período para €35,3M nos 9M08, alicerçado em investimentos mais elevados na rede espanhola de distribuição (expansão fora das Astúrias e melhorias na qualidade do serviço). A qualidade de serviço na nossa rede melhorou relativamente ao período homólogo com o tempo de interrupção equivalente (TIE) a ter uma diminuição homóloga de 12,9% para 45 minutos.

• As tarifas a clientes finais não foram suficientes para cobrir os custos com a compra de electricidade, o que se reflectiu num défice tarifário de €138M na HC Energia nos 9M08, comparado com um défice de €74M em 2007.

DR Operacional (€ M)	9M08	9M07	Δ 08/07
Margem Bruta	121,2	109,4	10,8%
FSEs	42,2	40,2	5,1%
Custos Pessoal	16,5	18,5	-11,2%
Custos Benefícios sociais	1,9	0,8	154,0%
Outros custos (proveitos) operacionais	(7,5)	(24,0)	68,6%
Custos Operacionais	53,1	35,4	49,7%
EBITDA	68,1	73,9	-7,9%
EBITDA / Margem Bruta	56,2%	67,6%	-11,4 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	-	-
Amortizações do exercício	20,8	22,9	-9,0%
Compensação amort. activos subsidiados	(2,5)	(1,9)	-28,5%
EBIT	49,7	53,0	-6,3%
EBIT / Margem Bruta	41,0%	48,4%	-7,5 pp

Número de Empreadados	9M08	9M07	Δ 08/07
Número de empregados	392	390	2
Empregados/TWh⁽²⁾	40,5	41,1	-1,5%
Clientes/Empregado	1.597	1.572	1,6%

• Embora o défice tarifário ex-ante para 2007 tenha sido de €1,5 mil milhões, o seu valor real ficou em €1,3 mil milhões. A este valor acresce o défice tarifário ex-ante do 1T08, fixado em €1,2 mil milhões. Em Jun-08, o governo espanhol procedeu a uma tentativa para a securitização de €2,7 mil milhões relativos aos défices de 2007 e 1T08, tendo sido securitizados €1,3 mil milhões, que correspondem apenas ao défice tarifário real do ano 2007. O valor recebido pela HC Energia em Julho relativamente a esta operação foi de €79M.

• Os aumentos das tarifas de electricidade abaixo mencionados para o ano de 2008 traduziram-se num défice tarifário ex-ante o período de Abr-08 a Set-08 de €2,7 mil milhões. A este valor acresce o montante de €1,2 mil milhões, relativos a 1T08, que não foi securitizado em Junho. A tentativa que foi agendada para o final de Set-08 para fechar a securitização destes €3,9 mil milhões de défice tarifário foi cancelada devido à conjectura actual dos mercados. Espera-se nova tentativa para o final do ano.

• Relativamente ao défice tarifário de 2006, embora seja ainda desconhecido o valor final a ser recuperado, um valor provisional está a ser recuperado através das tarifas, durante um período de 15 anos, desde 2007.

• Em Janeiro de 2008, foi definido um aumento para a tarifa média de electricidade em Espanha de 3,3%, tendo posteriormente (em Junho) sido definido um novo aumento de 5,6%, a partir de Jul-08, assumindo um preço médio de compra da electricidade em mercado de €61,1/MWh durante os últimos 6 meses do ano (excluindo serviços dos sistema). A partir de Julho, o governo espanhol aprovou a transferência dos clientes industriais de alta voltagem, excluindo os utilizadores da tarifa G4, para o mercado liberalizado, sem lhes conferir a possibilidade de voltarem à tarifa regulada e com um preço provisório de transição até assinarem novos contratos com a empresa de comercialização.

⁽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.

⁽²⁾ Anualizado

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total		
	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07
Margem Bruta	31,6	36,5	-13,4%	123,0	117,1	5,0%	154,6	153,7	0,6%
FSEs	8,6	6,1	41,1%	15,2	19,8	-23,3%	23,8	25,9	-8,1%
Custos Pessoal	4,2	3,9	8,3%	13,6	12,9	5,0%	17,8	16,8	5,7%
Custos Benefícios sociais	0,1	0,0	117,2%	0,3	0,3	16,5%	0,3	0,3	25,8%
Outros custos (proveitos) operac..	0,1	1,0	-91,1%	-3,1	0,7	-	(3,0)	1,8	-
Custos Operacionais	12,9	11,0	17,4%	25,9	33,7	-23,0%	38,9	44,7	-13,1%
OPEX / Margem Bruta	40,9%	30,2%	10,8 pp	21,1%	28,8%	-7,7 pp	25,1%	29,1%	-4,0 pp
EBITDA	18,7	25,5	-26,8%	97,1	83,4	16,3%	115,7	108,9	6,2%
EBITDA / Margem Bruta	59,1%	69,8%	-10,8 pp	78,9%	71,2%	7,7 pp	74,9%	70,9%	4,0 pp
Provisões para riscos e encargos	2,0	0,1	1961,8%	0,1	0,2	-24,4%	2,2	0,3	720,7%
Amortizações do exercício	10,1	9,4	7,4%	24,9	23,0	8,2%	35,0	32,5	8,0%
Compensação amort. activos sub	(1,2)	(1,1)	13,5%	(2,0)	(1,2)	67,0%	(3,2)	(2,3)	42,1%
EBIT	7,7	17,0	(0,5)	74,1	61,5	0,2	81,8	78,5	4,2%
EBIT / Margem Bruta	24,3%	46,6%	-22,3 pp	60,2%	52,5%	7,7 pp	52,9%	51,1%	1,8 pp

A actividade de gás regulado, inclui a EDP Gás (ex-Portgás), empresa de distribuição 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. No conjunto, a nossa actividade de gás regulado apresentou um crescimento do EBITDA de 6,2%, vs. 9M07, para €115,7M, reflectindo o aumento de 4,6% no número de pontos de abastecimento para 877 mil clientes (+38 mil clientes contratados), um aumento da extensão da rede em 4,7%, para 8.750 Kms e um aumento do gás distribuído em 3,5%.

Em Espanha, as receitas reguladas aumentaram ligeiramente 1,1% para €112,4M nos 9M08:

- As **receitas reguladas da distribuição** de gás cresceram 4,6% para €96,6M reflectindo um crescimento homólogo de 2,8% nos pontos de abastecimento, para 681 mil clientes (+18 mil clientes contratados), e um aumento de 4% na extensão da rede de distribuição de gás para 5.351 Kms. O volume de gás distribuído subiu 3,4% vs 9M07, tendo a procura convencional de gás no mercado espanhol crescido 0,1%.
- As **receitas reguladas do transporte** cresceram 0,3% para €12,2M, penalizadas por €0,3M de receitas não recorrentes nos 9M07.
- As **receitas reguladas da comercialização** caíram 46%, vs. 9M07, para €3,7M, reflectindo o fim das tarifas de gás em Jun-08. A partir de Jul-08, a Naturgas tornou-se o comercializador regulado de último recurso nas regiões do País Basco e Astúrias e continuará com a comercialização para clientes finais que optem por permanecer no mercado regulado, sendo a tarifa aqui aplicada a de referência de último recurso, CMP (definida pelo governo).

Para a margem bruta em Espanha contribuíram actividades não incluídas nas receitas reguladas, como serviços de inspecção e aluguer de contadores reflectindo um aumento de receitas de 79% de €5,9M nos 9M07 para €10,6M nos 9M08, em resultado de uma alteração da legislação, com início em 2007, que permitiu a passagem destes custos das distribuidoras para o cliente final.

Em Portugal, as receitas reguladas desceram 13,4% vs. 9M07, para €31,6M, reflectindo: 1) o novo contrato de concessão com o Estado Português, alargando o período de concessão para 40 anos (o contrato anterior tinha um período de 35 anos), o que vai proporcionar um suavizamento das receitas durante um período de concessão maior; 2) um impacto nas receitas reguladas devido a pressupostos acordados no novo contrato de concessão, não considerados pelo regulador na definição das tarifas (já assumidas pelo regulador e que aguardam esclarecimentos ao longo do ano) e 3) uma provisão para potenciais perdas acumuladas de gás em contadores, no 2T08. Este facto mitigou a melhoria dos dados operacionais com um aumento de 11,2% no número de pontos de abastecimento, para 195 mil, o aumento de 4,2% do volume de gás distribuído (apesar de se ter registado uma diminuição no consumo médio por cliente de 6%, vs. 9M07) e um crescimento de 6,2% da extensão da nossa rede para 3.090 Kms.

No geral, a margem bruta por cliente diminuiu 22%. As taxas de penetração e os rácios de eficiência melhoraram significativamente no período como evidenciado pela melhoria do rácio cliente/Kms de 64 nos 9M07 para 60 nos 9M08.

Em Abr-08, a EDP Gás concluiu a renegociação do seu contrato de concessão com o Estado Português, assegurando-se a manutenção do equilíbrio económico e financeiro da concessão, a remuneração da actividade de distribuição e a avaliação periódica dos respectivos activos, de acordo com os termos e condições estabelecidos pelo regulador português, ERSE, que toma já em consideração a mudança regulatória no sector da distribuição de gás, iniciada em Jul-08. Os principais pressupostos da ERSE no período regulatório de Jul-08 a Jun-11 incluem a fixação de 9% da remuneração dos activos.

Os custos operacionais diminuíram 13,1% devido a receitas não recorrentes, contabilizados em outros custos/receitas operacionais no 2T08.

O investimento operacional nos 9M08 totalizou €48,1M, (+39,2%, relativamente ao período homólogo), maioritariamente investidos na expansão da nossa rede (+396 Kms em Set-08). A rede de transmissão em Espanha representou quase 50% de investimento, no período, devido à construção da rede Bergara-Irun (88 Kms de extensão, investimento operacional esperado de €67,5M, para estar completamente operacional no final de 2008). O novo modelo de remuneração para a transmissão 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. Durante o trimestre, a Naturgas adquiriu a Gás Merida, uma distribuidora de gás na cidade espanhola de Mérida, por €15M e 30% da participação remanescente na Septentrional Gas, uma transmissora de gás, por €11M (pendente de aprovação regulatória).

Actividade Regulada	9M08	9M07	% Δ	Abs. Δ
Número Clientes (mil)	876,7	838,6	4,6%	+38
Portugal	195,4	175,8	11,2%	+20
Espanha	681,3	662,8	2,8%	+18
Clientes Finais	-	235,6	-	-236
Clientes acesso	681,3	427,2	59,5%	+254
Volume de Gás (GWh)	17.453	16.859	3,5%	+594
Portugal	1.902	1.826	4,2%	+76
Espanha	15.550	15.033	3,4%	+518
Clientes Finais	1.513	3.915	-61,4%	-2.402
Clientes acesso	14.038	11.118	26,3%	+2.920
Receitas reguladas (€ m)	144,1	147,7	-2,5%	-3,7
Portugal	31,6	36,5	-13,4%	-4,9
Espanha	112,4	111,2	1,1%	+1,2
Transporte	12,2	12,2	0,3%	+0,0
Distribuição	96,6	92,3	4,6%	+4,2
Comercialização Regulada	3,7	6,7	-45,5%	-3,1
Rede (Km)	8.750	8.355	4,7%	+396
Portugal - Distribuição	3.090	2.910	6,2%	+181
Espanha - Distribuição	5.351	5.138	4,2%	+214
Espanha - Transporte	309	307	0,5%	+2
Capex	48,1	34,6	39,2%	+14
Distribuição de Gás Portugal	13,6	13,3	2,4%	+0
Gas Transporte Espanha	21,5	5,8	271,9%	+16
Distribuição de Gás Espanha	13,0	15,5	-15,9%	-2

Gás - Actividade Liberalizada



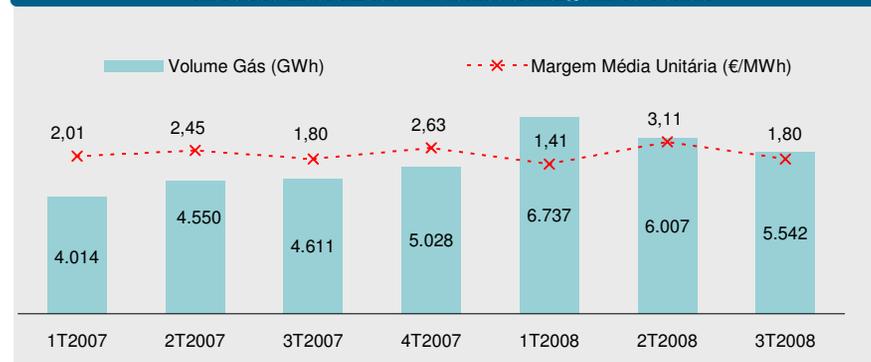
DR Operacional (€ M) | 9M08 | 9M07 | Δ 08/07

Margem Bruta	60,9	50,9	19,7%
FSEs	13,4	8,0	68,3%
Custos Pessoal	2,2	1,9	16,4%
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	7,3%
Outros custos (proveitos) operacionais	6,8	6,2	10,6%
Custos Operacionais	22,5	16,1	39,9%
OPEX / Margem Bruta	36,9%	31,6%	5,3 pp
EBITDA	38,4	34,8	10,3%
EBITDA / Margem Bruta	63,1%	68,4%	-5,3 pp
Provisões para riscos e encargos	-	0,1	-
Amortizações do exercício	0,3	0,4	-17,0%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	38,1	34,4	10,9%
EBIT / Margem Bruta	62,6%	67,5%	-5,0 pp

Actividade Comercialização Liberalizada | 9M08 | 9M07 | Δ 08/07

Número clientes (mil)	626,6	366,8	70,9%
Comercializador Ultimo Recurso	122,0	-	-
Liberalizados	504,6	366,8	37,6%
Fornecimento de Gás (GWh)	18.286	13.175	38,8%
Comercializador Ultimo Recurso	100,8	-	-
Liberalizados	18.184,9	13.174,9	38,0%
Industrial	14.334	10.067	42,4%
Residencial/Comercial	3.851	3.108	23,9%
Margem Bruta Unitária (€ / MWh)	2,00	2,08	-3,7%

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 fornecimento grossista de gás. O EBITDA da actividade liberalizada de gás cresceu 10,3% em termos homólogos, para €38,4M.

O **fornecimento de gás** para a actividade liberalizada é actualmente suportado por um portefólio 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 swapped com a Gas Natural, 0,5bcm/ano com a ENI, 1,2bcm/ano com a Galp e 0,5bcm/ano com a Gas Natural) e um novo 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 portefólio de contratos de sourcing de gás é gerido de forma integrada tendo em consideração as necessidades de gás do nosso parque actual de 2.400 MW de CCGTs, os 800 MW de CCGTs em construção em Espanha e a actividade de venda de gás de retalho em Espanha e Portugal. O aumento de 39% de volume de gás fornecido nos 9M08 está relacionado com a gestão integrada dos contratos existentes e a entrega dos primeiros volumes de gás pela Sonatrach em Abr-08.

O volume de gás vendido a **clientes de retalho do mercado liberalizado** cresceu 39% em termos homólogos, contra uma diminuição de 0,1% 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 71% no número de clientes (+260 mil clientes vs. os 9M07). É de realçar que as tarifas da comercialização regulada de gás terminaram em Espanha em Jun-08 e, este facto, tem sido um factor relevante para a passagem massiva de clientes do sistema de tarifas regulado para o mercado liberalizado (+130.000 2T08 vs. 3T08). Este aumento de quota de mercado, quer em termos de volumes, quer em termos de número de clientes, reflecte o portefólio competitivo de fornecimento de gás e as fortes capacidades comerciais da nossa plataforma Naturgas/HC Energia, em Espanha.

A nossa **margem bruta média** por MWh vendido, na comercialização de gás, diminuiu 3,7% em relação ao período homólogo, devido a um aumento do preço de custo médio, em linha com o comportamento do CMP. O aumento dos custos operacionais deve-se: a) Fornecimentos e serviços externos - relacionados com o reforço da plataforma comercial em Espanha, nomeadamente através de custos de marketing mais elevados e do aumento da equipa comercial; b) Outros custos operacionais – aluguer de escritórios em Bilbao (€0.6m).

Brasil: Energias do Brasil



DR Operacional RS Milhões	RS Milhões									€ Milhões					
	Distribuição			Produção			Comercialização			Consolidado					
	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07			
Margem Bruta	1.231,2	1.567,2	-21,4%	480,0	366,8	30,9%	58,5	58,6	-0,2%	1.756,9	1.991,1	-11,8%	682,7	741,9	-8,0%
Forn. e serviços externos	243,4	258,2	-5,7%	25,1	24,6	2,2%	3,7	4,3	-14,8%	290,5	297,5	-2,3%	112,9	110,8	1,9%
Custos c/ pessoal e ben. sociais	203,4	188,9	7,7%	19,4	20,4	-4,8%	4,0	6,0	-33,1%	238,1	233,2	2,1%	92,5	86,9	6,5%
Outros custos(prov.) operac.	50,2	243,1	-79,4%	12,6	4,6	172,7%	11,3	9,5	-	60,1	260,3	-76,9%	23,3	97,0	-75,9%
Custos Operacionais	497,0	690,3	-28,0%	57,1	49,6	15,2%	19,1	19,9	-4,2%	588,7	791,0	-25,6%	228,8	294,7	-22,4%
EBITDA	734,2	876,9	-16,3%	422,8	317,2	33,3%	39,4	38,7	1,9%	1.168,2	1.200,1	-2,7%	454,0	447,1	1,5%
EBITDA/Margem Bruta	59,6%	56,0%	3,7p.p.	88,1%	86,5%	1,6p.p.	67,4%	66,0%	1,4p.p.	66,5%	60,3%	6,2p.p.	66,5%	60,3%	6,2p.p.
Prov.para riscos e encargos	17,9	35,1	-49,1%	0,3	0,0	1611,2%	-	-	-	19,5	33,5	-41,9%	7,6	12,5	-39,4%
Amortizações	187,9	168,9	11,2%	62,7	53,0	18,4%	0,2	0,2	-6,0%	392,2	233,4	68,0%	152,4	87,0	75,3%
Comp. amort. activos subsid.	(18,5)	(18,1)	-1,9%	-0,0	-	-	-	-	-	(18,5)	(18,1)	-1,9%	(7,2)	(6,7)	-6,3%
EBIT	546,9	691,0	-20,9%	359,9	264,2	36,2%	39,2	38,5	1,9%	774,9	951,3	-18,5%	301,1	354,4	-15,0%
EBIT/Margem Bruta	44,4%	44,1%	0,3p.p.	75,0%	72,0%	2,9p.p.	67,0%	65,7%	1,4p.p.	44,1%	47,8%	-3,7p.p.	44,1%	47,8%	-3,7p.p.
Investimento Operacional	331	231	43,4%	138	31	347,8%	0	0	144,0%	470	262	79,5%	183	149	22,3%
Número de Empregados	2.038	2.857	-819	230	237	-7	15	15	-	2.346	3.180	-834			

As actividades da EDP no Brasil, desenvolvidas através da Energias do Brasil (detida em 64,8% pela EDP) foram penalizadas pela redução no montante de receitas regulatórias recuperadas nos 9M08 e, assim como, pelo impacto negativo das revisões tarifárias das distribuidoras para o novo período regulatório. Nos 9M08 a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA beneficiou da apreciação de 4,3% do Real contra o Euro, de uma taxa média de BRL/Euro de 2,68 nos 9M07 para 2,57 nos 9M08 (+€19M de impacto ao nível do EBITDA).

Nos 9M08, 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 desconsolidação da Enersul (números apresentados até Ago-08) e a consolidação integral com base na % de participação da Investco/Lajeado (previamente consolidada a 27,65%), desde Set-08.

Nos 9M08, o EBITDA da Energias do Brasil diminuiu 2,7% para R\$1.168M. O EBITDA da actividade de produção aumentou 33,3% em termos homólogos, suportado por um aumento da capacidade instalada e por um aumento das vendas da Enerpeixe no 1T08, associado aos preços mais elevados do mercado residual. Na distribuição, o EBITDA diminuiu 16,3% motivado essencialmente por: i) impacto das revisões tarifárias verificado nas empresas de distribuição (ver tabela na página seguinte), ii) custos de aquisição de energia superiores aos assumidos pelo regulador no cálculo da tarifa e iii) pela diminuição do valor recebido em sede de activos regulatórios acumulados em anos anteriores, o que foi parcialmente compensado pelo iv) crescimento da procura. Excluindo desvios tarifários não recorrentes o EBITDA normalizado da distribuição teria aumentado 26% , para R\$666M. O EBITDA da comercialização liberalizada cresceu 1,9%, vs. os 9M07 no seguimento de um aumento de 25% do preço médio de venda.

Os custos operacionais da Energias do Brasil diminuíram 25,6%, vs. os 9M07 e excluindo a Enersul do perímetro de consolidação, decresceu 6,7%. Excluindo não recorrentes (provisão relativa à provável redução da Enersul RAB), os custos operacionais da Energias do Brasil diminuíram 8,7%:

- A diminuição dos fornecimentos e serviços externos em 2,3% essencialmente devido à diminuição dos custos com o marketing, com conservação e manutenção das redes das distribuidoras, devido à saída do perímetro de consolidação da Enersul e serviços de consultoria;
- A diminuição de 76,9% em "Outros custos operacionais" explicada por: i) provisão não recorrente relativa a provável redução da BRR da Enersul e ii) diminuição de provisões de clientes de cobrança duvidosa. Excluindo os custos não recorrentes registados nos 9M07, os "Outros custos operacionais" teriam diminuído 48%.

Em relação ao número de trabalhadores, a permuta de activos implicou uma diminuição no negócio da distribuição. Na geração, não é possível verificarr o aumento do número de trabalhadores, uma vez que os mesmos já estavam considerados no total de trabalhadores da actividade da geração.

O capex apresentou um crescimento homólogo de 49%, para R\$527M nos 9M08, em grande parte devido à repotenciação das centrais hídricas de Suíça, Rio Bonito e Mascarenhas (+2,3MW, +5MW e +17,5MW, respectivamente), assim como, à construção da central hídrica de Santa Fé (+29MW). Todas as unidades deverão iniciar operações em 2009.

Durante os 9M08, a Energias do Brasil, vendeu a sua participação na companhia de telecomunicações Esc90 por um valor de R\$94,6M (aproximadamente €39,4M). Esta transacção está dependente de aprovação regulatória

Brasil: Distribuição



Atividade Distribuição	Bandeirante			Escelsa			Enersul*			Distribuição		
	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07	9M08	9M07	Δ 08/07
GWh												
Clientes finais	6.294	5.969	5,4%	3.861	3.653	5,7%	1.888	2.087	-9,5%	12.043	11.709	2,9%
Clientes acesso	3.905	3.925	-0,5%	2.743	2.639	3,9%	314	328	-4,5%	6.961	6.893	1,0%
Electricidade Distribuída	10.198	9.894	3,1%	6.604	6.292	5,0%	2.202	2.415	-8,8%	19.004	18.601	2,2%
Perdas/TIEPI												
Inv. Operacional (R\$ Milhões)	97,6	120,8	-19,2%	141,4	110,3	28,3%	92,4	-	-	-	-	-
TIEPI (Horas)	11,9	8,0	48,3%	12,3	9,5	29,8%	-	13,4	-	-	-	-
Perdas Técnicas	5,23%	5,10%	0,02 pp	8,68%	7,83%	0,11 pp	14,49%	14,05%	0,03 pp	6,62%	7,33%	-0,10 pp
Perdas Comerciais	5,65%	5,91%	-0,04 pp	5,56%	5,58%	-0,00 pp	9,36%	8,22%	0,14 pp	5,61%	6,14%	-0,08 pp
Perdas de Energia	10,88%	11,01%	-0,01 pp	14,24%	13,41%	0,06 pp	23,86%	22,27%	0,07 pp	12,23%	13,46%	-0,09 pp
R\$ million												
Margem Bruta IFRS	508	724	-29,8%	421	466	-9,6%	302	397	-23,8%	1.231	1.567	-21,4%
Perdas Racionam. e Parcela A	52	(64)	-	5	(52)	-	(55)	(40)	-37,5%	2	(155)	-
Ajust. das revisões tarifárias	-	(18)	-	-	22	-	-	(42)	-	-	(37)	-
Desv. tarifários em recuperação	(75)	(42)	-80,3%	(52)	(62)	15,3%	(32)	(12)	-165,8%	(159)	(115)	-38,2%
Desv. tarifários em constituição	24	(26)	-	14	11	24,6%	30	(5)	-	69	(20)	-
Outros	12	(12)	-	(26)	(11)	-142,3%	24	(8)	-	10	(11)	-
Margem Bruta Brasil GAAP	521	563	-7,4%	362	375	-3,5%	270	290	-7,1%	1.153	1.228	-6,2%
Activos Regulatórios	58	60	-3,7%	104	163	-36,0%	-	139	-	162	361	-55,2%



Últimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos

	Bandeirante Out/07 Revisão	Escelsa Ago/08 Reajuste	Enersul Abr/08 Revisão
Parcela A	-5,87%	3,96%	4,10%
Parcela B	-2,35%	3,52%	-9,65%
Índice Reajust.	-8,22%	7,48%	-5,55%
Custos Passados	-3,67%	1,13%	-2,08%
Outros	-0,58%	3,56%	0,45%
Ítems Financ.	-4,25%	4,69%	-1,63%
Índice Total	-12,47%	12,17%	-7,18%

Parcela A: Custos não controláveis, que são "pass-through" para a tarifa
 Parcela B: Custos controláveis, amortizações e remuneração de capital, que são actualizados à inflação (IGP-M) e ajustados por factor X.
 Índice de Reajustamento: Aumento total a ser aplicado às vendas de electricidade "base"
 Ítems Financeiros: Recuperação (ou retorno) de custos passados (ou receitas) por um período de 12 meses.

PERFORMANCE DA MARGEM BRUTA DA DISTRIBUIÇÃO:

A margem bruta das distribuidoras da Energias do Brasil nos 9M08 diminuiu 21,4%. Considerando apenas a Bandeirante e a Escelsa (Band+Esc), a margem bruta caiu 20,6% devido: (3) maiores custos de aquisição de energia relativamente aos considerados no cálculo das tarifas, sendo que esta diferença será devolvida nas próximas revisões tarifárias, (2) revisão tarifária verificada nas nossas distribuidoras relativamente ao período homólogo e (4) diminuição no recebimento de activos regulatórios acumulados em anos anteriores relativamente ao período homólogo que foi parcialmente compensada por (1) um crescimento homólogo de 3,8% dos volumes de electricidade distribuída. Numa base normalizada, a margem bruta diminuiu 6,2% em relação a igual período do ano anterior.

1. Crescimento Sustentado na margem bruta da actividade de distribuição: O volume de energia distribuída pela Energias do Brasil aumentou 2,2% e 3,8% pela Band+Esc relativamente ao período homólogo, suportado um aumento do consumo per capita, um forte crescimento económico, nomeadamente nas regiões da Bandeirante e da Escelsa e por um aumento no número de clientes (4,7%).

2. Revisão Tarifária: O novo período regulatório para todas as empresas de distribuição determinou uma redução das tarifas (ver tabela). De realçar que a Bandeirante e a Escelsa tiveram, recentemente, reajustamentos tarifários positivos mas apenas terão impacto nos próximos trimestres.

3. Desvio Tarifário Negativo: A margem bruta da distribuição nos 9M08 inclui um desvio tarifário negativo de R\$69M (R\$39m na Band+Esc) devido a aquisições de energia acima do preço definido pelo regulador na composição da tarifa. De assinalar que nos 9M07, a margem bruta da distribuição registou um desvio tarifário positivo de R\$20M (R\$14m na Band+Esc). Este efeito não recorrente na margem bruta irá ser devolvido ao sistema através da definição das tarifas nos próximos processos de reajuste tarifário.

4. 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 58% em termos homólogos, de R\$328M para R\$137M (72% de R\$250M para R\$69M na Band+Esc). Nos 9M08, a actividade de distribuição (Band+Esc) detinha um total de activos regulatórios de R\$162M, que deverá ser recuperado nos próximos trimestres, pelo que é esperado que a Energias do Brasil continue a ter uma contribuição positiva desta componente.

O capex do negócio de distribuição é explicado pela extensão e melhoria da rede de distribuição nas áreas de concessão da Bandeirante e Escelsa, principalmente, devido ao programa Universalização.

ACTUALIZAÇÃO REGULATÓRIA:

Em Ago-08, o regulador brasileiro, ANEEL, aprovou um reajustamento anual tarifário de 12,7% para a Escelsa, para o período Ago-08 a Jul-09 e, em Out-08, um reajuste de 14,48% para a Bandeirante, para o período Out-08 a Set-09.

* Dados referentes à Enersul até Agosto-2008

Brasil: Produção & Comercialização



Produção

Capacidade Hídrica Instalada (MW) | 9M08 | 9M07 | Δ 08/07

Lajeado	902	250	+652
Peixe Angical	452	452	-
Energest (13 Centrais Hídricas)	342	342	+0
Total	1.696	1.043	+653

Energia Produzida (GWh) | 9M08 | 9M07 | Δ 08/07

Lajeado	990	687	44,1%
Enerpeixe	1.582	1.489	6,2%
Energest (13 Centrais Hídricas)	1.075	1.173	-8,3%
Total	3.647	3.349	8,9%

Energia Vendida (GWh) | 9M08 | 9M07 | Δ 08/07

Lajeado	1.104	892	23,7%
Enerpeixe	1.863	1.728	7,8%
Energest (13 Centrais Hídricas)	1.581	1.468	7,7%
Total	4.548	4.089	11,2%

Margem Bruta (R\$ Milhões) | 9M08 | 9M07 | Δ 08/07

Lajeado	88,3	66,2	33,3%
Enerpeixe	242,2	186,3	30,0%
Energest (13 Centrais Hídricas)	149,4	114,2	30,8%
Total	480	367	30,9%

Preço Médio de Venda (R\$/MWh) | 9M08 | 9M07 | Δ 08/07

Lajeado	94,9	85,8	10,6%
Peixe Angical	135,3	127,0	6,5%
Energest (13 Centrais Hídricas)	106,8	82,1	30,0%
Total	119,7	101,5	17,9%

Investimento Operacional (R\$ Milhões) | 9M08 | 9M07 | Δ 08/07

Lajeado	4,5	3,0	51,7%
Peixe Angical	9,3	7,6	23,6%
Energest (13 Centrais Hídricas)	19,9	20,3	-2,3%
Nova Capacidade	104,4	0,0	-
Total	138,1	30,8	347,8%

Trading & Comercialização

Dados Operacionais e Financeiros | 9M08 | 9M07 | Δ 08/07

Número de Clientes	64	72	-11,1%
Vendas Electricidade (GWh)	5.362	5.545	-3,3%
Margem Bruta / GWh	10,9	10,6	3,2%

CAPACIDADE EM OPERAÇÃO:

Nos 9M08, a Energias do Brasil detinha uma capacidade instalada de 1.696 MW devido à conclusão da permuta de activos que implica uma consolidação integral com base na % de participação da Investco/Lajeado (902 MW) (previamente consolidada a 27,65%). O volume de electricidade vendida nos 9M08 aumentou 11,2% em termos homólogos, favorecido por um aumento de capacidade do grupo e maior disponibilidade de energia nas centrais do grupo e por um aumento pontual das vendas de electricidade da Enerpeixe no 1T08, associado ao aumento dos preços no mercado residual durante o mesmo período. Conforme mencionado no comunicado de resultados do 1T08, este efeito será parcialmente revertido nos próximos trimestres. A margem bruta aumentou 36% devido a um aumento de volumes e a um aumento nos preços de venda devido ao reajustamento de alguns contratos e ao início de outros com preços mais altos.

CAPACIDADE EM DESENVOLVIMENTO:

Durante este trimestre, a Energias do Brasil, decidiu não participar no leilão da central a carvão de Pecém II uma vez que nem todas as condições necessárias estavam garantidas para assegurar a relação risco-retorno para estes tipos de investimento.

Em Julho de 2008, a Energias do Brasil anunciou o início das obras de construção da central a carvão de Pecém 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 "pass through" dos custos de combustível. De acordo com o contrato chave-na mão já firmado com os fornecedores, o investimento nesta central ascenderá a 1,2 mil milhões de dólares. O projecto será financiado em 75% com dívida de longo prazo, a contrair junto do banco de desenvolvimento brasileiro, BNDES, e em mercado. Até ao final de 2008, esperamos um investimento operacional estimado para a construção desta central de cerca de R\$300M, que compara com um investimento de R\$86M, já feitos nos 9M08.

Em Junho de 2008, a EDPRB (EDP Renováveis 55%; Energias do Brasil 45%) adquiriu 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 está ainda a aguardar confirmação regulatória.

Relativamente a nova capacidade hídrica, 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 ANEEL, aprovou um upgrade 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 upgrade de potência na central hídrica de Suiça está ainda em curso e estará operacional em 2009. A energia assegurada deste dois processos de repotenciação (em média 11,7 MW) foi contratada no mercado liberalizado a R\$130/MWh.

Os volumes de electricidade vendidos a clientes liberalizados apresentaram um decréscimo homólogo de 3,3% mas o preço da electricidade no mercado spot teve um aumento médio de 26%, o que permitiu um aumento da margem bruta de 3,2%.



edp

Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



9M08 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição na Ibérica	Gás na Ibérica	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	2.818,8	921,7	356,1	4.524,6	(0,1)	1.433,1	(865,6)	9.188,7
Vendas de Gás	0,1	0,0	-	-	881,7	-	(3,4)	878,3
Outras Vendas	202,5	0,0	12,7	2,6	0,1	0,0	(115,7)	102,2
Prestação de Serviços	29,1	34,7	2,3	57,8	15,0	5,3	(51,0)	93,2
Proveitos Operacionais	3.050,5	956,5	371,1	4.585,1	896,7	1.438,3	(1.035,7)	10.262,5
Electricidade	883,7	891,7	0,6	3.337,4	-	748,1	(911,1)	4.950,3
Gás	-	3,7	-	-	682,2	-	(133,0)	552,9
Combustíveis	1.016,9	4,4	-	-	0,0	-	-	1.033,7
Materiais Diversos e Mercadorias	14,5	4,3	9,9	8,1	0,2	7,5	(0,4)	44,1
Custos Directos da Actividade	1.915,1	904,1	10,5	3.345,4	682,4	755,6	(1.032,2)	6.581,0
Margem Bruta	1.135,4	52,3	360,6	1.239,6	214,3	682,7	(3,5)	3.681,5
Margem Bruta/Proveitos	37,2%	5,5%	97,2%	27,0%	23,9%	47,5%	0,3%	35,9%
Fornecimentos e serviços externos	114,7	36,3	70,6	242,2	35,7	112,9	(82,3)	530,1
Custos com pessoal	85,8	8,3	25,1	144,8	19,9	77,5	73,5	434,9
Custos com benefícios sociais	29,3	0,2	0,8	106,2	0,4	15,0	(17,9)	134,1
Rendas de concessão	3,6	-	3,3	170,7	-	-	(0,7)	176,9
Outros Custos/(Proveitos)	25,9	(17,5)	(45,7)	(12,4)	4,1	23,3	57,6	35,4
Custos Operacionais	259,3	27,4	54,1	651,5	60,2	228,8	30,2	1.311,4
EBITDA	876,1	24,9	306,5	588,2	154,2	454,0	(33,7)	2.370,1
EBITDA/Proveitos	28,7%	2,6%	82,6%	12,8%	17,2%	31,6%	3,3%	23,1%
Provisões para riscos e encargos	7,2	11,0	0,4	2,5	2,2	7,6	-2,3	28,5
Amortizações	286,6	1,7	147,6	275,4	35,4	152,4	59,6	958,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(3,1)	-	(0,5)	(67,5)	(3,2)	(7,2)	(0,2)	(81,7)
EBIT	585,5	12,3	159,0	377,8	119,8	301,1	(90,9)	1.464,7
EBIT/Proveitos	19,2%	1,3%	42,9%	8,2%	13,4%	20,9%	8,8%	14,3%

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



9M07 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	HWE - Horizon	Distribuição na Ibérica	Gás na Ibérica	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	1.967,0	815,1	176,2	7,7	3.820,5	(0,1)	1.378,2	(734,5)	7.430,0
Vendas de Gás	0,1	-	-	-	-	1.028,1	-	(6,5)	1.021,7
Outras Vendas	18,6	0,0	12,7	3,5	4,4	0,5	0,0	22,6	62,2
Prestação de Serviços	16,8	28,9	3,0	0,1	40,4	46,3	7,9	(36,4)	106,9
Proveitos Operacionais	2.002,5	844,0	191,8	11,3	3.865,3	1.074,7	1.386,1	(754,9)	8.620,8
Electricidade	201,1	770,2	0,1	0,0	2.773,9	(0,0)	636,6	(767,2)	3.614,7
Gás	-	3,0	-	-	-	843,9	-	(72,9)	774,1
Combustíveis	658,3	2,6	0,1	-	-	26,2	-	58,4	745,5
Materiais Diversos e Mercadorias	0,7	0,0	10,6	-	11,2	0,1	7,6	22,2	52,5
Custos Directos da Actividade	860,1	775,8	10,8	0,0	2.785,2	870,2	644,2	(759,5)	5.186,8
Margem Bruta	1.142,5	68,2	181,0	11,3	1.080,2	204,5	741,9	4,6	3.434,0
Margem Bruta/Proveitos	57,1%	8,1%	94,4%	99,8%	27,9%	19,0%	53,5%	-0,6%	39,8%
Fornecimentos e serviços externos	107,0	39,3	29,4	3,8	214,8	33,9	110,8	(39,4)	499,6
Custos com pessoal	89,0	7,7	10,1	4,3	161,6	18,7	74,0	72,6	437,9
Custos com benefícios sociais	19,3	0,3	0,1	0,1	76,8	0,3	12,9	-18,9	90,9
Rendas de concessão	2,9	0,0	-	-	168,1	-	-	-	171,1
Outros Custos/(Proveitos)	61,0	(12,6)	1,5	(3,9)	(15,6)	7,9	97,0	50,2	185,4
Custos Operacionais	279,2	34,7	41,1	4,2	605,8	60,8	294,7	64,5	1.384,9
EBITDA	863,3	33,5	139,9	7,1	474,4	143,8	447,1	(59,9)	2.049,1
EBITDA/Proveitos	43,1%	4,0%	73,0%	62,4%	12,3%	13,4%	32,3%	7,9%	23,8%
Provisões para riscos e encargos	9,2	(5,2)	-	-	3,5	0,3	12,5	23,9	44,3
Amortizações	284,0	5,5	62,4	8,0	276,1	32,9	87,0	51,3	807,0
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(3,0)	-	(0,1)	-	(65,9)	(2,3)	(6,7)	(0,1)	(78,1)
EBIT	573,1	33,3	77,7	(1,0)	260,6	112,8	354,4	(135,1)	1.275,9
EBIT/Proveitos	28,6%	3,9%	40,5%	-8,5%	6,7%	10,5%	25,6%	17,9%	14,8%



Anexos

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade



Capacidade Instalada (MW)	9M08	9M07	Δ MW
Península Ibérica	14.330	12.805	1.525
CAE's (PPAs/CMECs)	6.990	7.164	-174
Hídrico	4.094	4.094	-
Fio de água	1.860	1.860	-
Albufeira	2.234	2.234	-
Carvão	1.183	1.192	-9
Sines	1.183	1.192	-9
Fuel	1.713	1.878	-165
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Tunes	-	165	-165
Regime Especial	2.408	1.729	679
Mini-Hídricas	157	66	91
Cogeração+Resíduos	226	231	-5
Biomassa	18	11	6
Eólica	2.008	1.421	588
Portugal	517	392	126
Espanha	1.347	954	393
França	144	75	69
Produção Liberalizada de Electricidade	4.931	3.911	1.020
Hídrico	910	670	240
Portugal	484	244	240
Espanha	426	426	-
Carvão	1.460	1.523	-63
Aboño I	342	342	-
Aboño II	536	536	-
Soto Ribera II	-	63	-63
Soto Ribera III	236	236	-
Soto Ribera IV	346	346	-
CCGT	2.405	1.563	843
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-
Castejón I (1 grupo)	393	387	6
Castejón III (1 grupo)	418	-	418
Soto IV (1 grupo)	418	-	418
Nuclear	156	156	-
Trillo	156	156	-
Brasil	1.696	1.043	653
Hídrico	1.696	1.043	653
EUA	1.497	706	792
Eólica	1.497	706	792
TOTAL	17.523	14.554	2.969

Produção de Electricidade (GWh)	9M08	9M07	Δ GWh
Península Ibérica	28.329	33.048	-4.720
CAE's (PPAs/CMECs)	9.448	14.181	-4.733
Hídrico	4.677	7.545	-2.868
Fio de água	3.011	4.882	-1.871
Albufeira	1.666	2.663	-997
Carvão	4.545	5.975	-1.429
Sines	4.545	5.975	-1.429
Fuel	225	661	-436
Setúbal	170	478	-307
Carregado	-8	96	-103
Barreiro	62	87	-25
Tunes	-	0	-0
Regime Especial	3.979	3.245	735
Mini-Hídricas	130	120	10
Cogeração+Resíduos	1.038	944	95
Biomassa	34	28	6
Eólica	2.776	2.153	624
Portugal	727	553	174
Espanha	1.875	1.519	355
França	175	81	94
Produção Liberalizada de Electricidade	14.902	15.623	-721
Hídrico	947	955	-9
Portugal	419	277	142
Espanha	527	678	-151
Carvão	4.417	7.887	-3.470
Aboño I	1.225	1.870	-645
Aboño II	2.472	3.110	-638
Soto Ribera II	-	-2	2
Soto Ribera III	294	1.172	-878
Soto Ribera IV	425	1.737	-1.312
CCGT	8.680	5.889	2.790
Ribatejo (3 grupos)	5.895	4.581	1.314
Castejón I (1 grupo)	1.504	1.308	196
Castejón III (1 grupo)	1.159	-	1.159
Soto IV (1 grupo)	121	-	121
Nuclear	859	891	-32
Trillo	859	891	-32
Brasil	3.647	3.349	298
Hídrico	3.647	3.349	298
USA	2.576	296	2.280
Wind	2.576	296	2.280
TOTAL	34.551	36.693	-2.142

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

Capacidade Eólica e Emissões de CO2



Parques Eólicos 9M08	Capacidade Instalada		
	100%	% Detida ⁽¹⁾	EBITDA
SPAIN	1.761	1.293	1.344
under RD 436/2004	1440	1057	1066
under RD 661/2007	321	236	278
PORTUGAL	517	512	517
under old remuneration	517	512	517
under new remuneration	0	0	0
FRANCE	144	144	144
under old remuneration	9	9	9
under new remuneration	135	135	135
TOTAL EUROPE	2.422	1.949	2.005
USA	1.733	1.516	1.497
PPA	1.223	1.167	1.149
Hedged	264	138	138
Merchant	245,85	211	211,2
TOTAL EUROPE AND USA	4.155	3.465	3.502

Emissões CO2	Emissões CO2 (absoluto, MtCO2)		Específicas (tonelada/GWh)		Produção Bruta (GWh)	
	9M08	9M07	9M08	9M07	9M08	9M07
TOTAL PPA's/ CMECs	4.415	5.998			5.519	7.398
Carvão	4.076	5.332	0,83	0,84	4.896	6.331
Fuel Oil + Gás Natural	339	666	0,54	0,62	623	1.067
TOTAL PRODUÇÃO LIBERALIZADA	8.637	10.849			13.510	14.386
Carvão	5.596	8.717	1,18	1,04	4.745	8.367
CCGT	3.042	2.132	0,35	0,35	8.765	6.019
REGIME ESPECIAL	757	699	0,36	0,30	2.112	2.339
TOTAL PRODUÇÃO TÉRMICA	13.810	17.546	0,65	0,73	21.141	24.123
PRODUÇÃO LIVRE EMISSÕES CO₂					14.867	15.197
TOTAL PRODUÇÃO			0,38	0,45	36.008	39.320

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