



Resultados 1T11

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director

Sónia Pimpão

Elisabete Ferreira

Ricardo Farinha

Pedro Coelhas

Noélia Rocha

Tel: +351 21 001 2834

Email: ir@edp.pt

Site: www.edp.pt

www.edp.pt

Lisboa, 5 de Maio de 2011

Índice



Performance Financeira Consolidada

Destaques	- 3 -
Decomposição do EBITDA	- 4 -
Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA	- 5 -
Investimento Operacional	- 6 -
Cash Flow	- 7 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada	- 8 -
Dívida Financeira Líquida	- 9 -

Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico	- 11 -
Produção Contratada de Longo Prazo no Mercado Ibérico	- 12 -
Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico	- 13 -
EDP Renováveis	- 16 -
Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal	- 19 -
Distribuição de Electricidade em Espanha	- 20 -
Gás - Actividade Regulada	- 21 -
Brasil - Energias do Brasil	- 22 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	- 25 -

Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1,431	1,402	2.1%	+29
Fornecimentos e serviços externos	208	194	7.2%	+14
Custos com pessoal	147	151	-2.2%	-3
Custos com benefícios sociais	32	33	-3.2%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	36	85	-58%	-49
Custos Operacionais Líquidos (1)	423	463	-8.5%	-40
EBITDA	1,008	940	7.3%	+69
Provisões	2	10	-76%	-8
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	358	341	5.0%	+17
EBIT	648	589	10.0%	+59
Result. da alienação de act. financ.	0	6	-96%	-6
Resultados financeiros	(133)	(118)	-13%	-15
Resultados em associadas	6	7	-16%	-1
Resultado Antes de Impostos	520	483	7.7%	+37
IRC e Impostos diferidos	123	129	-4.4%	-6
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	397	354	12%	+43
Accionistas da EDP	342	309	11%	+33
Interesses não controláveis	55	45	21%	+10

Dados-chave Operacionais	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12,070	12,139	-0.6%	-69
Capacidade instalada (MW)	22,188	20,728	7.0%	+1,460

Dados-chave Financeiros (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
FFO	723	773	-6.5%	-51
Investimento operacional	393	573	-31%	-180
Manutenção	131	126	3.6%	+5
Expansão	262	447	-41%	-184
Investimentos financeiros Líquidos	66	8	762%	+58

Dados-chave de Balanço (€ M)	Mar/11	Dez/10	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8,128	7,855	3.5%	+274
Dívida líquida	15,986	16,345	-2.2%	-358
Receb. futuros da actividade regulada	1,399	1,443	-3.1%	-44
Dívida líquida/EBITDA (x)	4.0x	4.5x	-	-0.5x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3.6x	4.1x	-	-0.5x

O **EBITDA** subiu 7% (+€69M) vs. 1T10, para €1.008M no 1T11, suportado pelas redes reguladas (+19%, +€43M), actividade eólica (+19%, +€36M) e pelo Brasil (+20%, +€33M). Estes acréscimos foram compensados pela descida do EBITDA na produção contratada de longo prazo (-7%, -€16M) e nas actividades liberalizadas na P. Ibérica (-21%, -€36M). Excluindo o impacto cambial (+€17M no Brasil, +€1M nos EUA), o EBITDA subiu 5% no 1T11.

O **EBITDA gerado fora de Portugal aumentou o peso de 55% no 1T10 para 61% no 1T11**. Adicionalmente, **87% do EBITDA consolidado teve origem em actividades reguladas e contratadas a longo prazo**, reflectindo a manutenção de um perfil de baixo risco nas nossas operações. Para 2011, a EDP tem já 24TWh de vendas estimadas contratadas com clientes, a preços próximos de €50/MWh. Paralelamente, 85% da nossa produção esperada (excluindo a produção a carvão com base em carvão Espanhol, ao abrigo do RD 1221/10) está já contratada com uma margem térmica média (incluindo licenças gratuitas de CO₂) superior a €10/MWh.

Os **custos operacionais líquidos⁽¹⁾ recuaram 9% (-€40M), para €423M**, suportados por custos operacionais 3% mais altos (vs. 1T10) e um menor montante de outros custos operacionais líquidos. Os custos operacionais subiram 3% (+€10M) vs. 1T10, para €387M, impulsionado por (i) +20% (+€11M) na EDPR, decorrente da maior base de operações; (ii) +15% (+€9M) no Brasil, reflectindo um Real mais forte vs. o Euro (+€6M). Por sua vez, os custos operacionais na P. Ibérica caíram 4% vs. 1T10, suportados pelo bem sucedido controlo de custos. Os Outros custos operacionais recuaram de €85M no 1T10 para €36M no 1T11, essencialmente devido a um ganho de €27M registado na venda de activos de transporte em Espanha e pela aplicação da IFRIC18 em Espanha (+€10M).

O **EBIT cresceu 10%** para €648M, suportado por uma subida de 3% nas amortizações líquidas e provisões, maioritariamente explicada pelo acréscimo de capacidade instalada. Os **resultados financeiros** ascenderam a -€133M no 1T11, suportados pelo aumento do custo médio de dívida (de 3,5% no 1T10 para 3,8% no 1T11) e por uma dívida líquida média 13% mais alta. Os **interesses não controláveis** aumentaram 21% para €55M no 1T11, fruto de uma subida de 2% no resultado líquido da EDP Brasil e de uma apreciação de 9% no Real vs. Euro. O **resultado líquido** subiu 11%, para €342M no 1T11.

A **dívida líquida** recuou de €16,3MM em Dez-10 para €16,0MM em Mar-11, suportada por: (1) subida do EBITDA, (2) menor investimento em expansão resultante de objectivos de crescimento no negócio eólico mais baixos; (3) impacto positivo de flutuações cambiais (+€0,3MM); (4) activos regulatórios estáveis, em €1,4MM. Até Mar-11, a EDP despendeu €1,4MM em 2.927MW actualmente em construção: c60% em nova capacidade hídrica e eólica, c40% na nova central a carvão (com CAE) no Brasil. Metade da capacidade em construção iniciará operações em 2011-12. Em perspectiva, a EDP espera investir um total de €2,2MM em 2011 e €2,0MM em 2012.

Excluindo os recebimentos futuros relacionados com actividade regulada, o nosso rácio de **dívida líquida ajustada/EBITDA** recuou de 4,1x em Dez-10 para 3,6x em Mar-11, suportado pelo avultado investimento acumulado em capacidade em construção e pelo crescimento de capacidade menos acentuado no negócio eólico. O FFO/Dívida líquida manteve-se inalterado vs. 2010, em 18% no 1T11. Em Abr-11, as 3 agências de rating actualizaram as suas notações e perspectivas de rating da EDP, reduzindo o rating da EDP como consequência da diminuição do rating da República de Portugal. O rating atribuído à EDP pela Standard & Poor's e Fitch está agora um nível e dois níveis acima da República Portuguesa, respectivamente. **A Mar-11, a EDP detinha uma posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €4,8MM. Esta posição de liquidez permite cobrir a nossas necessidades de fundos esperadas nos próximos 24 meses.**

No 2T11, a EDP irá: (i) pagar €231M pela compra da posição de 20% da Caja Madrid na Genesa, conforme já anunciado, e (ii) pagar dividendos relativos a 2010 (€0,17/acção). Estas operações estão em linha com o objectivo da EDP em melhorar, de forma sustentada, a posição de geração de free cash flow e os rácios de crédito nos próximos anos.

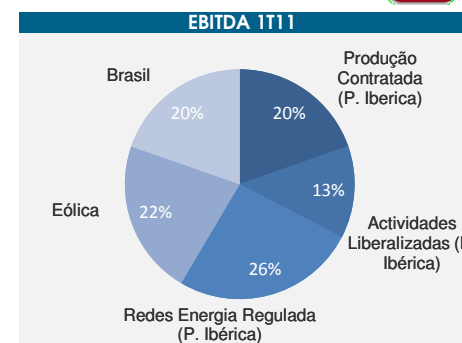
(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados (3) Excluindo recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11
Produção Contratada LP	197.9	213.8	-7.5%	-16	213.8	208.4	216.3	238.1	197.9	-	-	-
Actividades Liberalizadas	131.0	166.7	-21%	-36	166.7	113.4	88.2	80.6	131.0	-	-	-
Redes Reguladas P. Ibérica	275.7	232.4	19%	+43	232.4	231.6	214.3	260.1	275.7	-	-	-
Eólico	220.1	184.5	19%	+36	184.5	158.4	130.2	239.6	220.1	-	-	-
Brasil	198.2	165.6	20%	+33	165.6	175.6	153.9	178.9	198.2	-	-	-
Outros	(14.8)	(23.6)	37%	+9	(23.6)	3.9	17.1	(35.3)	(14.8)	-	-	-
Consolidado	1,008.2	939.6	7.3%	+69	939.6	891.2	820.0	962.0	1,008.2	-	-	-



O EBITDA consolidado do Grupo EDP cresceu 7% (+€69M) para €1.008M no 1T11, suportado pelas redes reguladas (+€43M), EDP Renováveis (+€36M) e Brasil (+€33M). O EBITDA de produção contratada de longo prazo na P. Ibérica recuou 7% (-€16M) e o das actividades liberalizadas na P. Ibérica caiu 21% (-€36M). Excluindo o impacto cambial (+€17M do Brasil e +€1M da actividade eólica nos EUA), o EBITDA subiu 5% no período.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA – O EBITDA desceu 7,5% para €198M no 1T11, essencialmente devido à exclusão da central do Carregado do portfólio de produção contratada, na sequência do fim do seu CAE, em Dez-10 (-€22M). Ajustado deste efeito, o EBITDA cresceu 3% (+€6M), suportado por uma taxa de inflação superior no período (+€6M na margem bruta do CAE/CMEC).

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA - O EBITDA ascendeu a €131M no 1T11 reflectindo uma queda de 21%. O EBITDA no negócio eléctrico recuou 22% (-€34M), reflectindo uma margem unitária mais baixa (-€3,4/MWh para €11/MWh), maiores custos decorrentes da nova capacidade em operação e da implementação do RD 14/2010 em Espanha (medidas para reduzir o défice tarifário). Estes efeitos foram parcialmente compensados por receitas superiores da garantia de potência (decorrentes de nova capacidade instalada em Espanha e da sua atribuição em Portugal a partir de 1-Jan-11). O volume de electricidade vendida a clientes correspondeu a 1,7x a nossa produção (vs. 1,9x no 1T10) em consequência de (i) uma desaceleração significativa do crescimento de volumes, no seguimento de uma concorrência crescente; e (ii) custos de compra de electricidade superiores. O EBITDA da comercialização de gás na P. Ibérica diminuiu 12% (-€2M) no período, reflexo de um impacto misto de volumes superiores (+14%, devido a Portugal) e custos operacionais mais altos.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA – O EBITDA subiu 19% (+€43M) no 1T11 suportado pela distribuição de electricidade em Espanha (+€41M) e das actividades de gás reguladas na P. Ibérica (+€2M em Portugal e +€4M em Espanha). O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha cresceu 160% (+€41M) no período para €66M, influenciado por (i) um ganho de €27M não recorrente relativo à venda dos activos de transporte, (ii) aplicação da IFRIC18 (€9M) e (iii) proveitos regulados da distribuição mais altos (+€5M). O EBITDA das actividades de gás reguladas subiu 10% (+€6M) no período, para €66M no 1T11,

fruto de (i) proveitos regulados e *fees* de ligação à rede superiores em Espanha; e (ii) desvios negativos mais reduzidos em Portugal. Por outro lado, o EBITDA da distribuição de electricidade em Portugal (52% do total das redes reguladas) diminuiu 2% (-€3M) no período para €144M, reflectindo proveitos regulados mais baixos (-€12M, sobretudo devido a uma redução no consumo e a um deflador do PIB mais baixo que o factor X) e uma queda dos custos operacionais líquidos (-€8M). Excluindo os impactos de venda de activos de transporte e de aplicação da IFRIC18, o EBITDA das actividades reguladas subiu 5% no período.

EÓLICO – O EBITDA da EDP Renováveis subiu 19% (+€36M) para €220M no 1T11, em linha com a expansão da capacidade instalada em 19%, para 6.625MW em Mar-11. Os motores do crescimento do EBITDA foram (1) EUA (+€21M) reflexo do aumento de capacidade (+23%), de um factor médio de utilização mais elevado (+4 p.p. para 35%) e de um preço médio de venda mais reduzido (-14% no período ao nível da capacidade em mercado, -4% ao nível da capacidade com CAE/coberturas); (2) **Mercado europeu não Ibérico** (+€11M), beneficiando do aumento de capacidade (+53%) e do arranque das operações na Roménia e Polónia (este último, com preços de venda já acima da média do *portfólio*); (3) **Espanha** (+5%, incluindo os resultado de coberturas), onde os incrementos na capacidade instalada (+12%) e preços de venda obtidos na pool superiores (+86% no período) foram compensados por factores médios de utilização mais baixos (decorrente de recursos eólicos invulgarmente fortes no 1T10) e ganhos de cobertura mais baixos.

BRASIL – O EBITDA cresceu 20% (+€33M), beneficiando do impacto positivo de uma apreciação de 9% no Real contra o Euro (+€17M no EBITDA). **Em moeda local, o EBITDA da EDP Energias do Brasil subiu 9%**, fruto de (i) um impacto positivo da revisão tarifária na distribuição, sobretudo na Bandeirante; (ii) aumento do consumo de electricidade e (iii) vendas normalizadas da produção mais elevadas no 1T11 vs. uma produção invulgarmente baixa no 1T10.

Em linha com a crescente liberalização no mercado, a EDP Soluções comerciais, a nossa plataforma de serviços comerciais partilhados para as actividades de comercialização de electricidade e gás em Portugal (EBITDA: €5,1M no 1T10, €7,3M no 1T11), foi excluída da área de negócio das redes reguladas e transferida para a área de actividades liberalizadas.

(1) Com a aplicação da IFRIC 18, os activos recebidos dos clientes com vista a assegurar a ligação dos mesmos à sua rede de distribuição energética, são registados ao seu justo valor por contrapartida de proveitos operacionais, sendo amortizados pela sua vida útil.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1,008.2	939.6	7.3%	+69
Provisões	2.4	10.1	-76%	-8
Amortizações	365.3	347.0	5.3%	+18
Compensações de amortizações	(7.3)	(6.1)	-19%	-1
EBIT	647.7	588.6	10%	+59

As **amortizações líquidas (da compensação pelos activos subsidiados)** aumentaram 5% no período (+17M), devido a um aumento das amortizações na EDPR (+€25M), decorrente do crescimento da capacidade instalada que foi parcialmente compensado pela exclusão da central do carregado

Resultados Financeiros:

Os **juros financeiros líquidos** suportados aumentaram 49% para €152M no 1T11 no seguimento de: (1) aumento de c30pb do custo médio da dívida de 3,5% no 1T10 para 3,8% no 1T11, em linha com o aumento das taxas de juro de curto prazo e (2) aumento de 13% da dívida média líquida.

Os **custos financeiros capitalizados** recuaram 7% reflectindo uma diminuição no nível de trabalhos em curso.

As **diferenças de câmbio e derivados** subiram €20M para uma perda de €15M no 1T11, reflectindo operações de cobertura nos mercados energéticos relacionadas com a nossa actividade de produção (-€8M no 1T10 vs. - €23M no 1T11).

Ganhos e perdas em empresas associadas: em Out-10, a EDP vendeu a participação de 21% que detinha na DECA II (Guatemala) por USD127M. EDP Renováveis (subsidiárias) inclui essencialmente a participação na ENEOP em Portugal, consolidada por equivalência patrimonial (2,7M no 1T11).

Interesses não controláveis aumentaram 21% para €55M no 1T11, decorrente do aumento do resultado líquido da EDP Brasil.

Resultados Financeiros (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(152.3)	(101.9)	-49%	-50
Custos financeiros capitalizados	38.6	41.3	-6.5%	-3
Diferenças de câmbio e derivados	(14.9)	(35.2)	58%	+20
Rendimentos de participações de capital	0.0	0.0	-79%	-0
Outros ganhos e perdas financeiros	(4.9)	(22.3)	78%	+17
Resultados Financeiros	(133.5)	(118.1)	-13.0%	-15

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	1.5	1.9	-21%	-0
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	-	1.6	-	-2
EDP Renováveis (subsidiárias)	3.0	2.0	49%	+1
Outros	1.3	1.4	-4.5%	-0
Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas	5.8	6.9	-16%	-1

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
ESC 90 (49%) - Telecoms Brasil	-	-	-	-
Oni SGPS - Telecoms Portugal	-	6.9	-	-7
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	-	-	-	-
Outros	0.2	(1.1)	-	+1
Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.	0.2	5.8	-96%	-6

Taxa Imposto (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Resultados Antes de Impostos	520.3	483.2	7.7%	+37
IRC e impostos diferidos	123.4	129.0	-4.4%	-6
Taxa de imposto efectiva (%)	23.7%	26.7%	-3.0 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	-	-	-

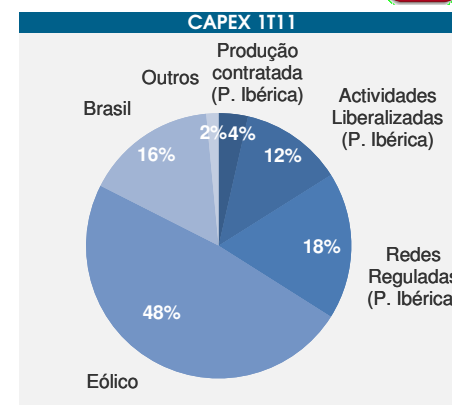
Interesses não controláveis (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	13.3	12.3	8.1%	+1
HC Energia	0.3	0.1	200%	+0
Subsidiárias Gás Portugal	3.1	2.2	41%	+1
Energias do Brasil	38.4	30.4	26%	+8
Outros	(0.6)	-	-	-1
Interesses não controláveis	54.5	45.0	21%	+10

(1) Com a aplicação da IFRIC 18, os activos recebidos dos clientes com vista a assegurar a ligação dos mesmos à sua rede de distribuição energética, são registados ao seu justo valor por contrapartida de proveitos operacionais, sendo amortizados pela sua vida útil.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11
Prod. contratada (P. Ibérica)	13.9	12.8	7.9%	+1	12.8	22.9	25.1	35.1	13.9	-	-	-
Liberalizado (P. Ibérica)	49.0	54.8	-11%	-6	54.8	94.4	105.3	211.9	49.0	-	-	-
Redes reguladas (P. Ibérica)	70.5	66.4	6.1%	+4	66.4	84.1	78.7	141.4	70.5	-	-	-
Eólico	190.4	382.0	-50%	-192	382.0	452.3	285.3	112.1	190.4	-	-	-
Brasil	63.0	39.5	60%	+24	39.5	82.3	111.4	194.1	63.0	-	-	-
Outros	5.9	17.1	-65%	-11	17.1	3.1	41.1	14.0	5.9	-	-	-
Grupo EDP	392.7	572.6	-31%	-180	572.6	739.1	646.9	708.7	392.7	-	-	-
Expansão	262.1	446.6	-41%	-184	446.6	561.5	444.9	520.0	262.1	-	-	-
Manutenção	130.5	126.0	3.6%	+5	126.0	177.7	202.1	188.7	130.5	-	-	-



O investimento operacional consolidado ascendeu a €393M no 1T11, 67% do qual canalizado para projectos de expansão. Em linha com a estratégia da EDP em investir em actividades de risco controlado, as actividades reguladas e contratadas a longo prazo absorveram 86% do investimento operacional. O investimento de manutenção totalizou €131M no 1T11 reflectindo o investimento de desnitrificação na nossa central a carvão de Sines (sob regime CAE/CMEC) que deverá estar finalizado no 2S11. O investimento de expansão ascendeu a €262M, 89% do qual em tecnologias livres de emissão de CO₂, hídrica e eólica.

Projectos em operação no 1T11 (€ M)	MW	Investim. 1T11
Eólico	188	33.5
Regime especial (excl. eólico)	10	1.2
Total	198	34.8

O investimento em **nova capacidade eólica** (72% do investimento de expansão), ao nível da EDPR, totalizou €190M e foi sobretudo canalizado para o Brasil (32%), Polónia (25%), Espanha (16%), EUA (14%) e Roménia (6%). Do total do investimento eólico, €34M foram investidos na conclusão de 188MW que iniciaram as operações no 1T11, nomeadamente 109MW em Espanha, 69MW na Roménia e 10MW na Polónia. Adicionalmente, até ao momento a EDPR despendeu €275M (€110M no 1T11) em 402MW actualmente em construção e integralmente sujeitos a regimes regulados de longo prazo: 99MW nos EUA (PJM), 92MW em Espanha, 70MW no Brasil, 69MW na Roménia, 60MW na Polónia e 13MW na Bélgica. Para 2011 estão planeados cerca de 800-900MW de nova capacidade eólica, a maioria no mercado europeu.

Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 1T11	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	2,147	34.3	560.2
Eólico (2)	402	109.8	275.0
Carvão Brasil	360	28.8	545.8
Hídrica Brasil	18	0.6	32.2
Total	2,927	173.6	1,413.2

O investimento em **nova capacidade hídrica** (16% do investimento de expansão) totalizou €41M no 1T11, tendo sido a maior parte (€34M) alocada a 8 centrais hídricas actualmente em construção (2.147MW com arranque previsto entre 2011-15). Os primeiros projectos a iniciar exploração serão a repotenciação de Picote II e Bemposta II (437MW, 76% do investimento já realizado), no final de 2011 e de Alqueva II (256MW, 61% do investimento realizado), em meados de 2012.

No **Brasil**, a EDP investiu já (1) €546M nos 360MW na central a carvão Pecém, com arranque previsto no final de 2011; e (2) €32M na repotenciação de Mascarenhas (18MW), com arranque previsto em 2012.

Em síntese, a EDP aumentou a sua capacidade instalada em 198 MW no 1T11, para 22.2GW. Adicionalmente, **até Março de 2011, a EDP já investiu €1,4MM em 2.927 MW em construção. Metade desta capacidade deverá iniciar a operação em 2011-12. Em perspectiva, a EDP planeia um investimento total de €2,2MM em 2011 e €2,0MM em 2012.**

(1) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (2) Exclui Eólicas de Portugal (58MW).

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1,008.2	939.6	7.3%	+69
Imposto corrente	(110.4)	(70.2)	-57%	-40
Juros financeiros líquidos	(152.3)	(101.9)	-49%	-50
Resultados de associadas e dividendos	5.8	7.0	-16%	-1
Outros ajustamentos	(28.7)	(1.2)	-2237%	-28
FFO	722.6	773.2	-6.5%	-51
Juros financeiros líquidos	152.3	101.9	49%	+50
Resultados e dividendos de associadas	(5.8)	(7.0)	-16%	-1
Investimento em fundo de maneo	(9.2)	(408.3)	-	+399
Défice e desvios tarifários	44.3	(175.4)	-	+220
Outros	(53.5)	(232.9)	-	+179
Cash Flow Operacional	859.9	459.9	87%	+400
Investimento operacional de expansão	(262.1)	(446.6)	-41%	-184
Investimento operacional em benfeitorias	(130.5)	(126.0)	4%	+5
Var. de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(387.6)	(332.9)	16%	+55
Cash Flow Operacional Líquido	79.7	(445.6)	-	+525
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	66.1	7.7	-	+58
Juros financeiros líquidos pagos	(107.2)	(49.8)	-115%	-57
Dividendos recebidos de associadas	0.1	0.0	307%	+0
Dividendos pagos	(3.9)	0.0	-	+4
Receb. antecipados de parceiros instit. nos EUA	(3.9)	(2.6)	-49%	-1
Variação Cambial	252.2	(154.0)	-	+406
Outras variações não operacionais	75.3	19.9	278%	+55
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	358.4	(624.3)	-	+983
Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Principais Investimentos Financeiros	4.0	44.4	-91%	-40
Perímetro consolidação EDP Renováveis	1.5	44.2	-97%	-43
Outros	2.5	0.3	866%	+2
Principais Desinvestimentos Financeiros	70.1	52.1	35%	+18
Perímetro consolidação EDP Renováveis	68.9	43.6	-	+25
Outros	1.2	8.5	-86%	-7
(Investimentos) Financeiros Líquidos/Desinvestimentos	66.1	7.7	762%	+58

O FFO diminuiu 7% no período (-€51M) para €723M devido ao aumento de €69M do EBITDA (ver explicação em "Decomposição do EBITDA") que foi compensado por um aumento de €40M no imposto corrente devido à variação dos recebimentos futuros da actividade regulada e um aumento de €50M de juros financeiros líquidos devido a um aumento do custo médio da dívida em 30 pb e da dívida líquida média.

O cash flow operacional consolidado aumentou €400M no 1T11 para €860M reflectindo essencialmente a variação de recebimentos futuros da act. regulada (€44M no 1T11 vs -€175M no 1T10). De realçar que no 1T11, a EDP recebeu parte do défice em Espanha através das várias transações de securitização realizadas e arrecadou também recebimentos futuros da actividade regulada associados à produção através do sistema de CMECs o que compensou o aumento dos recebimentos futuros da actividade regulada relacionados com a distribuição de energia e comercializador de último recurso em Portugal.

O investimento operacional de expansão diminuiu 41% no 1T11 para €262M devido a uma diminuição do investimento nas actividades eólica. Os montantes do "fundo de maneo relacionado com fornecedores de imobilizado" no 1T10 e 1T11 reflectem pagamentos efectuados no 1T associados a investimentos realizados no 4T em activos fixos, nomeadamente em parques eólicos.

Os desinvestimentos financeiros incluem principalmente receitas de cauções de depósitos nos EUA de parcerias institucionais. Os investimentos financeiros no 1T11 incluem montantes relacionados com a actividade da EDPR, como pagamento de taxas de sucesso relacionados com o desenvolvimento de projectos eólicos previamente adquiridos pela EDP.

Os €252M relativos à variação cambial reflecte o impacto da desvalorização do real e do dólar face ao euro no 1T11.

As "Outras variações não operacionais" foram influenciadas pelo "fair value" das coberturas de dívida.

Em conclusão, a dívida líquida no 1T11 diminuiu €0,4MM.

Para o futuro, importa referir que irá ser pago no dia 13 de Maio o dividendo anual no montante €0,17/ acção (cerca de €615M) e que em Abr-11, a EDP pagou €231M pela aquisição de 20% da participação na Genesa.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Mar vs. Dez		
	Mar-11	Dec-10	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	19,996	20,324	-327
Activos intangíveis	10,061	9,963	98
Investimentos financeiros	559	591	-32
Impostos diferidos activos	485	515	-30
Activos detidos para venda	-	31	-31
Inventários	377	357	20
Clientes (líquido)	2,264	2,187	77
Outros devedores (líquido)	4,532	4,974	-441
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	36	36	-0
Caixa e equivalentes de caixa	1,851	1,511	340
Total do Activo	40,163	40,489	-326

Capital Próprio (€ M)	Mar-11	Dec-10	Δ Abs.
Capital	3,657	3,657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	394	388	6
Resultado líquido, transitados e reservas	4,078	3,810	268
"Equity Value" Contabilístico	8,128	7,855	274
Interesses não controláveis	2,930	2,930	-1
Total do Capital Próprio	11,058	10,785	273

Passivo (€ M)	Mar-11	Dec-10	Δ Abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	15,737	14,887	850
Empréstimos (curto-prazo)	2,136	3,004	-868
Provisões para riscos e encargos	413	431	-18
Conta de hidraulicidade	76	75	1
Impostos diferidos passivos	840	856	-16
Credores e outros passivos (líquido)	9,902	10,450	-547
Total do Passivo	29,105	29,704	-599

Total do Capital Próprio e Passivo	40,163	40,489	-326
---	---------------	---------------	-------------

Recebimentos Futuros da Act. Regulada (€ M)	Mar-11	Dec-10	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gas ⁽¹⁾	544	201	343
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	340	488	-149
Espanha ⁽²⁾	531	759	-228
Brasil ⁽¹⁾	(16)	(5)	-11

Recebimentos Futuros da Activid. Regulada	1,399	1,443	-44
--	--------------	--------------	------------

Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership (€ M)	Mar-11	Dec-10	Δ Abs.
Pensões ⁽³⁾	1,077	1,104	-28
Actos médicos	804	800	3
"Institutional partnership" - Passivo líquido ⁽⁴⁾	887	934	-48

Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership	2,767	2,839	-72
---	--------------	--------------	------------

Os activos fixos tangíveis, intangíveis e goodwill diminuíram €0,2MM vs. Dez-10 para €30,1MM no seguimento: (1) +€0,4MM relativo ao investimento operacional no 1T11, (2) -€0,4MM referente às amortizações do mesmo período, (3) -€0,5MM relativo à depreciação do dólar e do real face ao euro entre Dez-10 e Mar-11 e (4) +0,2MM devido ao efeito das atribuições à EDP das licenças de CO2 no 1T11. Note-se que em Mar-11, o balanço da EDP incluía €3,7MM de trabalhos em curso, (12% do total de €30,1MM activos fixos) relacionados com investimentos já realizados em centrais eléctricas, equipamentos ou direitos de concessão que ainda não estão em actividade nem a ser amortizados.

O valor contabilístico dos investimentos e activos detidos para venda totalizava €559M em Mar-11, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras na CEM (21%), BCP (2,6%), REN (3,5%) e Ampla (7,7%). O montante de €31M em activos detidos para venda em Dez-10 incluía os activos da rede de transmissão vendidos à REE, cuja aprovação pelas autoridades competentes ocorreu em Fev-11.

As rubricas de outros devedores e clientes diminuíram €0,4MM vs. Dez-10 para €6,8M. Os principais factores para a queda foram: (1) a diminuição do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro no montante de €0,2MM no seguimento da redução em €0,3MM do défice tarifário pendente em Espanha, diminuição de €0,2MM de activos da actividade regulada a receber no futuro relativos aos CMEC e o aumento de €0,2MM de activos da actividade regulada a receber no futuro respeitantes a Portugal nomeadamente redes de energia e comercializador de último recurso, (2) redução de €0,1MM no montante de impostos a receber e (3) diminuição de €0,1MM referente a cauções de depósitos nos EUA requeridas pelas parcerias institucionais na actividade eólica (valores superiores no estágio inicial de operação).

O montante total de activos da actividade regulada a receber no futuro diminuiu €44M no 1T11 em consequência da diminuição do montante de €228M em Espanha (fortemente impactado pelo recebimento de €307M no período relativos à securitização de parte do défice tarifário), o aumento de €194M em Portugal (aumento de activos da actividade regulada a receber no futuro respeitantes a redes de energia e comercializador de último recurso e diminuição dos relativos aos CMEC) e à diminuição de €11M no Brasil (os activos da actividade regulada a receber no futuro no Brasil não são reconhecidos na demonstração de resultados nem na demonstração da posição financeira consolidada).

O aumento de €274M vs. Dez-10 em capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP reflecte o resultado líquido do período no montante de €342M e o impacto negativo em reservas no montante de €69M, essencialmente devido ao impacto da depreciação do real e do dólar face ao euro.

A rubrica de credores e outros passivos caiu €0,6MM vs. Dez-10 para €9,9MM em Mar-11, essencialmente devido à diminuição da rubrica de fornecedores (€0,2MM) e fornecedores de imobilizado (€0,4MM). Em Mar-11, esta rubrica incluía benefícios aos empregados, como pensões e actos médicos, no montante de €1,9MM (bruto, antes de impostos diferidos). De realçar que mais de 70% destes passivos são relacionados com colaboradores da distribuição em Portugal, significando que a maioria destes passivos deverão fazer parte da base de custos regulada no momento do pagamento. De destacar que o passivo líquido relativo a parcerias institucionais relacionado com as operações eólicas nos EUA totalizaram €887M em Mar-11 vs. €934M em Dez-10. Este montante é ajustado de proveitos diferidos e cauções de depósitos. Os proveitos diferidos são relacionados com benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais. Os passivos ajustados de parcerias institucionais deverão reduzir gradualmente ao longo da vida útil de cada parque eólico.

(1) Desvios tarifários a serem recuperados/devolvidos) em anos subsequentes através das tarifas na distribuição e comercialização de último recurso de electr. e gás em Portugal

(3) Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDPD, que estão a ser recuperados na tarifa.

(2) Montantes líquidos dos custos com "CO2 Clawback".

(4) Ajustado por proveitos não-recorrentes diferidos.

Dívida Financeira Líquida Consolidada

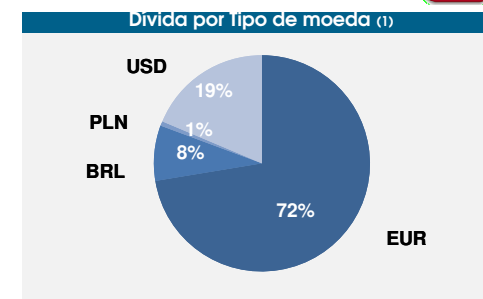
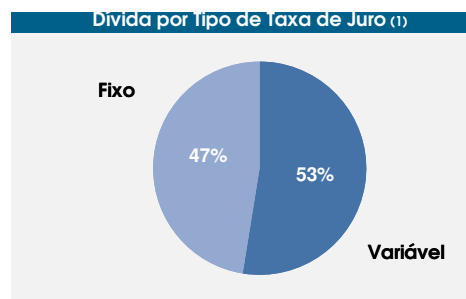
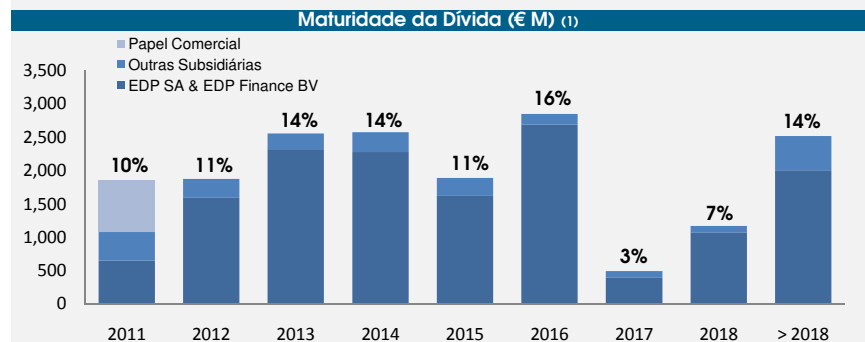


Dívida Financeira Nominal por empresa (€M)	1T11	2010	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. and EDP Finance BV	15,387.9	15,161.5	1%	226
EDP Produção + HC Energia + Portgás	313.4	332.3	-6%	-19
EDP Renováveis	747.0	728.9	2%	18
EDP Brasil	1,333.3	1,452.0	-8%	-119
Dívida Financeira Nominal	17,781.6	17,674.6	1%	107
Juros da dívida a liquidar	202.2	265.1	-24%	-63
"Fair Value"(dívida coberta)	(110.7)	(48.0)	-	-63
Dívida Financeira	17,873.1	17,891.6	0%	-19
Caixa e Equivalentes	1,851.3	1,511.2	23%	340
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	1,156.2	579.6	99%	577
EDP Renováveis	254.7	423.7	-40%	-169
Energias do Brasil	440.4	507.9	-13%	-68
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	35.5	35.7	-1%	0
Dívida líquida do Grupo EDP	15,986.3	16,344.7	-2%	-358

Linhas de Crédito em Mar-11 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2,000	21	2,000	Nov/15
Linhas Crédito Domésticas	230	12	230	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	650	3	650	Renovável
Total Credit Lines	2,880		2,880	

Debt Ratings	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BBB-/Neg/A2	Baa1/CW-/P2	BBB+/CW-/F2
Último Relatório de Rating	01/04/2011	06/04/2011	04/04/2011

Rádios de Dívida	1T11	2010
Dívida Líquida / EBITDA	4.0x	4.5x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	3.6x	4.1x



A dívida financeira da EDP é emitida essencialmente ao nível das holding (EDP SA/EDP BV), tanto através do mercado obrigacionista (público e privado) como de empréstimos bancários. Os nossos investimentos/operações são financiadas em moeda local mitigando assim o risco cambial. A EDP Brasil financia-se em moeda local, sem recurso à EDP. Outros financiamentos externos consistem essencialmente em "project finance" realizados por alguns dos parques eólicos da EDP Renováveis. A nossa dívida em USD é totalmente utilizada no financiamento de investimentos eólicos da EDP Renováveis nos EUA, sendo emitida ao nível da EDP BV e posteriormente emprestado por meio de empréstimos intragrupo.

A estratégia de financiamento da EDP tem como objetivo manter o acesso a fontes de financiamento diversificadas e garantir as suas necessidades de caixa com 24 meses de antecedência. A EDP tem como objectivo uma melhoria constante da sua posição de "free cash flow" e dos rácios de crédito nos próximos anos. No 1T11, a dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada da EDP foi 4,0x e 3,6x respectivamente. Em Abril-11, as 3 agências de rating actualizaram as suas notações e perspectivas de rating da EDP. Todas as empresas de rating reduziram o rating da EDP em consequência da diminuição do rating da República de Portugal. O rating atribuído à EDP pela Standard & Poor's e Fitch está agora um nível e dois níveis acima da República de Portugal respectivamente, reflectindo o elevado peso das actividades fora de Portugal no mix de negócio e a baixa sensibilidade do portfólio de negócio da EDP ao ciclo económico.

Em Jan-11, a EDP emitiu obrigações no montante de €750M com vencimento em Fev-16 e cupão de 5,875%. Ainda em Jan-11, a EDP assinou com o Banco Europeu de Investimento um contrato de financiamento de €300M com prazo de 15 anos com o intuito de financiar a construção de novas centrais hídricas em Portugal. Em Fev-11, a EDP emitiu obrigações no montante de CHF230M com vencimento em Fev-14 e cupão de 3,5%, que foram convertidas para euros. Em Abril-11, a EDP contratou um empréstimo sindicato no montante de €300M e com maturidade de três anos.

Em Mar-11, o prazo médio da dívida era de 5 anos. O peso da taxa variável na dívida consolidada do Grupo diminuiu (56% variável/44% fixo em Dez-10 para 53% variável/47% fixo em Mar-11). A nossa principal taxa de referência é a Euribor a 1 mês/Euribor 3 meses. Em Mar-11, o montante de papel comercial ascendeu a €0,8MM. A EDP pretende continuar a rolar o papel comercial, tendo como suporte o financiamento de €2MM na modalidade "revolving" no montante com maturidade de 4,5 anos, que se encontra totalmente disponível em Mar-11. Em Mar-11, as linhas de crédito disponíveis totalizavam €2.880M, o que implicou um total de caixa e linhas de crédito disponíveis no montante de €4.767M. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de caixa para os próximos 24 meses.



Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balço Eléctrico (TWh)	Portugal (1)			Espanha			Península Ibérica		
	1T11	1T10	Δ%	1T11	1T10	Δ%	1T11	1T10	Δ%
Hidroelétrica	4.8	6.2	-23%	11.3	14.3	-21%	16.0	20.5	-22%
Nuclear	-	-	-	13.9	14.6	-4.9%	13.9	14.6	-4.9%
Carvão	1.0	0.9	18%	7.6	4.2	80%	8.7	5.1	70%
CCGT	3.0	1.9	60%	13.9	14.5	-4.0%	16.9	16.4	3.3%
Fuel/gas/diesel	(0.0)	0.0	-	0.3	0.4	-11%	0.3	0.4	-12%
Auto-consumo	-	-	-	(1.7)	(1.5)	13%	(1.7)	(1.5)	13%
(-) Bombagem	(0.1)	(0.1)	3.2%	(1.1)	(1.8)	-39%	(1.2)	(1.9)	-37%
Regime Convencional	8.7	8.8	-1.5%	44.2	44.8	-1.1%	52.9	53.5	-1.2%
Eólica	2.6	2.9	-9.2%	12.8	13.2	-3.3%	15.4	16.1	-4.3%
Outras	2.5	2.4	2.7%	12.5	11.5	8.1%	14.9	13.9	7.2%
Regime Especial	5.1	5.3	-3.8%	25.3	24.8	2.1%	30.3	30.0	1.0%
Importação/(exportação)	(0.1)	(0.2)	-38%	(1.8)	(1.4)	28%	(1.8)	(1.5)	21%
Consumo Referido à Emissão	13.6	13.9	-2.0%	67.8	68.1	-0.5%	81.4	82.0	-0.8%
Corrigido temperatura, dias úteis			-1.8%			1.1%			n.a.

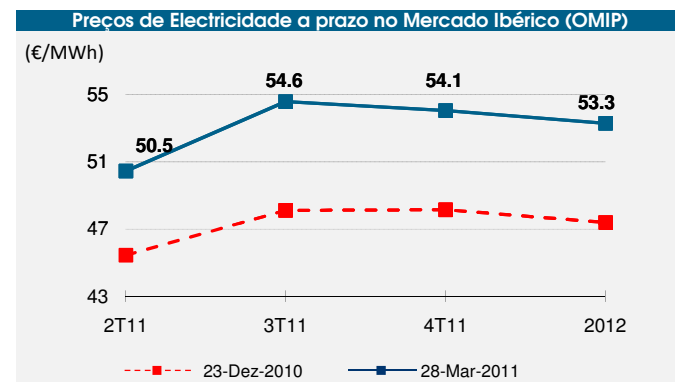
Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T11	1T10	Δ%	1T11	1T10	Δ%	1T11	1T10	Δ%
Procura convencional	9.4	9.4	-0%	80.8	81.0	-0.3%	90.2	90.4	-0%
Procura para produção electricidade	6.2	4.0	57%	29.9	30.9	-3%	36.2	34.9	4%
Procura total	15.6	13.4	16.8%	110.7	112.0	-1.1%	126.3	125.3	0.8%

A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) recuou 0,8% no 1T11, para 81TWh. Em Espanha (83% do consumo na P.I.), a procura caiu 0,5% devido aos efeitos de temperatura e dias úteis (ajustado por estes efeitos, a procura subiu 1,1%). Em Portugal (17% do total), a procura recuou 2% suportada pelo menor consumo dos segmentos residencial e de PMEs. Apesar da menor procura total (-0,6TWh), a procura residual térmica cresceu 19% (+4TWh), suportada por: (1) -3,8TWh de produção hídrica líquida, reflectindo um factor de produção hídrica mais baixo (1,5x no 1T10 e 1,1x no 1T11); (2) -0,7TWh de produção nuclear; (3) -0,7TWh de produção eólica, afectada por menores recursos hídricos; e (4) +0,3TWh de exportações líquidas. No 1T11, a produção a carvão cresceu 70%, com a maior competitividade-custos desta tecnologia e com a entrada em vigor do RDL 1221/2010 (Fev-11). O factor médio de utilização das centrais a carvão em Espanha subiu 14p.p. para 31% no 1T11. Por sua vez, a produção em CCGTs subiu 3% (+0,5TWh), suportada pelas centrais em Portugal (+1,1TWh decorrente de +0,8GW de nova capacidade instalada e de um factor médio de utilização mais alto). Em Espanha, a produção em CCGTs recuou 4%, reflexo de um factor médio de utilização 5pp mais baixo, em 25% no 1T11. A capacidade térmica instalada na P.I. cresceu 7% no 1T11, reflectindo o encerramento de centrais a fuelóleo/gasóleo (-2,4GW), por um lado, e o arranque de novos grupos CCGT (+4,6GW), por outro.

O preço médio à vista em Espanha subiu 78% no 1T11, recuperando de preços invulgarmente baixos no 1T10 (quando os recursos hídrico/eólico foram abundantes). Face ao 4T10, o preço à vista subiu 5%, para €45/MWh, e a curva de preços a prazo deslocou-se, suportada por custos com combustíveis mais elevados, decorrentes da crise na Líbia e do acidente nuclear em Fukushima. No 1T11, o preço médio de electricidade em Portugal (€45,4/MWh) foi €0,2/MWh mais alto do que em Espanha e o nosso país foi exportador líquido de electricidade para Espanha. O preço médio final da electricidade em Espanha subiu 57% no 1T11, situando-se €10,5/MWh acima do preço da pool devido ao peso de serviços de sistema e garantia de potência.

O consumo de gás na P.I. subiu 0,8%, suportado por um consumo de gás em centrais CCGT/cogeração em Portugal (57% mais alto). A procura convencional manteve-se estável. A diferença entre o índice CMP e o preço à vista (NBP) anulou-se e o índice NBP tornou-se mesmo mais caro (+5%) do que o índice CMP no 1T11. Assim, as margens de comercialização mantiveram-se sob intensa pressão. A subida do preço NBP reflectiu uma maior procura no 1T11, decorrente de um inverno mais frio no norte da Europa e do crescimento económico asiático. Nos próximos trimestres, o custo dos contratos de LP na P.I. deverão reflectir o recente aumento de preço Brent.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1T11	1T10	Δ%
Hídrica	21.2	21.2	-
Nuclear	7.5	7.5	-
Carvão	12.6	12.6	-
CCGT	28.7	24.1	19%
Fuel/gas/diesel	2.9	4.7	-38%
Regime Convencional	72.9	70.0	4.1%
Eólica	24.3	22.3	8.6%
PRE's (outras)	16.9	16.8	0.6%
Regime Especial	41.1	39.1	5.2%
Total	114.0	109.1	4.5%



Factores Chave	1T11	1T10	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1.15	1.52	-24%
Espanha	1.06	1.54	-31%
Preço de electricidade à vista, €/MWh (1)			
Portugal	45.4	25.2	80%
Espanha	45.2	25.4	78%
Preço final electricidade à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	55.7	35.5	57%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	15.3	14.4	6.8%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	91.9	78.4	17%
Gás (CMP), €/MWh (1)	21.6	21.2	1.9%
Gás NBP, €/MWh (1)	22.7	13.8	65%
Brent, USD/Barril (1)	105.1	77.3	36%
EUR/USD (1)	1.37	1.38	-1.1%

Produção Contratada L.P. no Mercado Ibérico: CAE/CMEC e Regime Especial



DR Operacional (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	235.4	236.4	-0.4%	-1
Receitas no mercado (i)	260.3	192.7	35%	+68
Desvio anual (ii)	36.2	81.2	-55%	-45
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(61.1)	(37.6)	-62%	-23
Custos Directos: CAE/CMEC	24.1	10.8	123%	+13
Carvão	32.3	18.4	75%	+14
Fuel	1.0	2.1	-54%	-1
CO ₂ e outros custos (líquidos)	(9.2)	(9.8)	5.7%	+1
Margem Bruta CAE/CMEC	211.4	225.6	-6.3%	-14

Térmica (coger., resíduos e biomassa)	15.2	14.9	2.3%	+0
Mini-hídricas	19.5	24.0	-19%	-4
Margem Bruta Regime Especial	34.7	38.8	-11%	-4

Custos Operacionais Líquidos (i)	48.1	50.6	-5%	-3
EBITDA	197.9	213.8	-7.5%	-16
Amortizações & provisões líquidas	43.9	57.4	-24%	-14
EBIT	154.0	156.4	-1.5%	-2

Em Res. Financ.: Ganhos Hedaina (Líq.) (i)	(9.9)	(0.6)	-1517%	-9
--	-------	-------	--------	----

Empregados (#)	1,356	1,432	-5.3%	-76
----------------	-------	-------	-------	-----

CAE/CMEC: Dados-chave	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1.02	1.02	-0.1%	-0.0
Térmica	1.09	1.09	-0.8%	-0.0
Capacidade Instalada (MW)	6,221	6,931	-10%	-710
Hídrica (ii)	4,094	4,094	-	-
Carvão	1,180	1,180	-	-
Fuelóleo	946	1,657	-43%	-710

Regime Especial: Dados-chave	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	680	744	-8.5%	-63
Mini-hídricas Portugal	223	275	-19%	-52
Térmica em Portugal	248	239	3.8%	+9
Térmica em Espanha	208	229	-9.2%	-21

Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	87	87	0.1%	+0
Térmica em Portugal	29	26	9.0%	+2
Térmica em Espanha	39	37	3.6%	+1

Investimento Operacional (€M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	11.6	11.0	5.0%	+1
Recorrente - Hídricas	4.3	3.1	40%	+1
Recorrente - Térmicas	2.9	3.0	-3%	-0
Não recorrentes (ambiental)	4.3	4.9	-12%	-1
Regime Especial	2.3	1.8	26%	+0
Expansão	1.2	1.7	-26%	-0
Manutenção	1.0	0.1	745%	+1
Total	13.9	12.8	7.9%	+1

O EBITDA da produção contratada de longo prazo recuou 7,5% para €198M no 1T11, essencialmente devido à exclusão da central do Carregado do portfólio de produção contratada, na sequência do fim do seu CAE, em Dez-10 (-€22M). Ajustado deste efeito, o EBITDA cresceu 3%, suportado pelo impacto de uma inflação mais alta nos CAE/CMEC (+€6M).

A margem bruta de CAE/CMEC recuou 6%, para €211M no 1T11, influenciada pelo fim do CAE da nossa central a fuel óleo do Carregado (710MW). Ajustado deste efeito (€24M), a margem bruta subiu €10M, suportada por uma inflação mais alta (+€6M), pela manutenção de níveis de disponibilidade das nossas centrais acima dos níveis contratados (+2% nas centrais hídricas, +9% nas centrais térmicas) e por uma contribuição marginal por parte de resultados obtidos com combustíveis (+€0,1M no 1T11, -€0,6M no 1T10). Note-se que em resultado da nossa estratégia de cobertura de risco decorrente destas variações através de produtos derivados, este impacto é compensado ao nível de resultados financeiros.

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €36M no 1T11, essencialmente originado nas centrais térmicas. O desvio gerado nas centrais térmicas no período (€50M a recuperar nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal) resultou de uma produção muito baixa e de uma margem unitária abaixo do valor inicialmente contratado nos CMEC. Por sua vez, as centrais hídricas registaram um desvio de -€14M (valor a devolver ao sistema nos próximos 24 meses), uma vez que (i) a elevada produção, decorrente de um factor de produção acima do ano médio, em 1,15x no 1T11 e (ii) os proveitos com serviços de sistema; mais que compensaram o impacto negativo (iii) de um preço médio de venda abaixo da referência dos CMEC (€54/MWh⁽³⁾).

A margem bruta no regime especial caiu 11%, para €35M no 1T11, devido à menor produção das nossas centrais mini-hídricas (-19% decorrente de recursos hídricos anormalmente elevados no 1T10). A margem bruta das centrais térmicas sob regime especial subiu 2%, fruto do impacto misto de uma margem bruta mais elevada em Portugal (decorrente de produção 4% mais alta e de uma margem bruta unitária 9% superior) e da menor contribuição de Espanha (fruto de menor produção).

Os **custos operacionais líquidos**⁽¹⁾ recuaram 5%, para €48M no 1T11, suportada pela exclusão da central do Carregado do portfólio de produção contratada. As **amortizações líquidas e provisões** desceram 24% no 1T11, influenciado pela exclusão da central do Carregado e pela extensão da vida útil em diversas centrais.

O investimento operacional na produção contratada de LP totalizou €14M no 1T11, 40% do qual destinado a projectos não recorrentes. O investimento não recorrente foi maioritariamente dedicado ao projecto de desnitrificação de Sines (€4M, 70% do investimento total já incorrido). Este projecto deverá entrar em funcionamento no 2S11 e será remunerado sob regime CAE/CMEC: 8,5% ROA antes de inflação e impostos; totalmente amortizado até 2017. O remanescente investimento em expansão (€1,2M) foi dedicado à central de cogeração Tudela (10MW em Espanha), cujo arranque teve lugar em Jan-11.

NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

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

Em relação ao detalhe da margem bruta em CAE/CMEC existem 4 componentes:

- (i) **Receitas em Mercado**, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;
- (ii) **Desvio Anual ("revisibilidade")**, equivalente à diferença entre os pressupostos iniciais dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados. Este desvio é pago/recebido através das tarifas até dois anos após a ocorrência.
- (iii) **Acréscimo de proveitos CAE/CMEC**, reflectindo as diferenças no período, em termos de cash-flow, entre CAE e CMEC, conforme assumido no início do sistema (Julho de 2007).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Inclui -€7,7M de perdas realizadas no 1T11 (vs. €3,9M no 1T10); (3) Inclui Agueira e Raiva (360MW), cuja gestão foi cedida à Iberdrola Generación por um período de 5 anos, a partir de Abr-09.

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (1) (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	236.4	260.4	-9.2%	-24
Produção de electricidade	150.3	181.7	-17%	-31
Portugal	61.1	66.0	-7.3%	-5
Espanha	87.4	113.9	-23%	-26
Ajustamentos	1.7	1.8	-5.5%	-0
Comercialização de electricidade	65.6	58.2	13%	+7
Comercialização de gás	20.6	20.6	-0%	-0
Custos Operacionais Líquidos (2)	105.4	93.7	12%	+12
EBITDA	131.0	166.7	-21%	-36
Provisões	1.1	0.3	297%	+1
Depreciações e amortizações líquidas	56.4	53.1	6%	+3
EBIT	73.5	113.3	-35%	-40

O EBITDA das actividades liberalizadas ascendeu a €131M no 1T11, representando uma queda de 21% decorrente de (i) margens brutas unitárias mais baixas (na electricidade e gás) e de (ii) custos mais elevados, relacionados com nova capacidade em operação e com a implementação do RD 14/2010 (medidas para reduzir o défice tarifário), em Espanha. **A margem bruta das actividades liberalizadas recuou 9% (-€24M) no 1T11**, suportada por uma margem bruta mais baixa na electricidade, devido a um custo de electricidade vendida mais alto, menos oportunidades de arbitragem e menores proveitos com serviços de sistema.

No negócio de electricidade, a margem bruta caiu €24M, na medida em que a menor margem média unitária (-€3,4/MWh para €11/MWh) compensou o impacto positivo de subida do volume comercializado (+7%) e superiores proveitos obtidos com garantia de potência (resultante de nova capacidade em operação em Espanha e de introdução de garantia de potência em Portugal, a partir de 1-Jan-11). O volume vendido a clientes finais foi 1,7x a nossa produção (1,9x no 1T10) reflectindo (i) uma desaceleração significativa no volume vendido a clientes decorrente de aumento de concorrência e (ii) custo médio de electricidade comprada mais elevado.

Performance Electricidade	1T11	1T10	Δ%	1T11	1T10	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (3)		
Produção Electricidade	4,485	3,955	13%	34.6	28.0	23%
Compras de Electricidade	8,357	8,012	4.3%	48.9	35.2	39%
Fontes de Electricidade	12,843	11,968	7.3%	43.9	32.9	34%

Volumes: O volume total vendido ascendeu a 13TWh no 1T11, impulsionado por (i) maior volume vendido no mercado grossista (+18%) reflexo de preços na pool mais elevados; (ii) aumento de volume vendido a clientes (+4%). Como reflexo do crescimento mais acentuado de preços na pool no 1T11 (+5% vs. 4T10), quando comparado com o custo de produção própria (+2% vs. 4T10), as oportunidades de arbitragem foram mais escassas e os respectivos ganhos menores. A nossa produção cresceu 13%, para 4,5TWh, suportada pela produção em CCGTs (+20%) e a carvão (+42% devido a uma paragem mais longa do que esperado na central de Aboño no 1T10). Por sua vez, as compras de electricidade na pool cresceram 4% vs. 1T10.

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (4)		
Perdas na Rede	334	441	-	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	7,824	7,553	3.6%	55.3	50.8	8.9%
Mercado Grossista	4,685	3,974	18%	56.5	45.4	25%
Destinos de Electricidade	12,843	11,968	7.3%	54.3	47.1	15%

Margens (3)/(4): A margem média alcançada foi €11/MWh no 1T11 (-24%), suportada pelos termos previamente contratados (e anteriormente divulgados), menores ganhos de arbitragem e menores proveitos com serviços de sistema decorrentes de uma base de comparação invulgarmente alta (suportada por recursos eólicos anormalmente elevados no 1T10). O custo médio da electricidade vendida cresceu 34% no 1T11, impulsionado por (i) um custo de produção mais alto (+23%), suportado pelo menor peso de produção hídrica no mix de geração, combinado com custos de carvão, gás e, particularmente, do CO₂ mais elevados; e (ii) custos da electricidade comprada na pool mais alto (+39%), impulsionada por um preço médio na pool superior (+78%). O preço médio de venda subiu 15% impulsionado pelas vendas a clientes de retalho (+9%) e um preço médio mais elevado obtido nas vendas em mercado grossista (+25%, reflectindo o impacto misto de preços na pool mais elevados e menores proveitos com serviços de sistema.

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1T11	1T10	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	10.4	14.3	-27%	-4
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	0.4	0.0	n.m.	+0
Margem Unitária (€/MWh)	10.9	14.3	-24%	-3
Volume Total (TWh)	12.8	12.0	7.3%	+1
Fontes & Destinos Electricidade	139.7	170.9	-18%	-31
Serviços Comerciais Partilhados (1)	42.9	42.6	0.7%	+0
Outros (6)	33.3	26.3	27%	+7
Total	215.8	239.8	-10%	-24

Para 2011, a EDP tem já 24TWh de vendas estimadas contratadas com clientes, a preços próximos de €50/MWh. Paralelamente, 85% da nossa produção esperada (excluindo a produção a carvão com base em carvão Espanhol, ao abrigo do RD 1221/10) está já contratada com uma margem térmica média (incluindo licenças gratuitas de CO₂) superior a €10/MWh.

Destinos de Gás (TWh)	1T11	1T10	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	6.8	5.5	24%	+1
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberalizado	10.9	9.6	14%	+1
Total	17.7	15.1	17%	+3

O nosso **abastecimento de gás** em 2011 baseia-se num portfólio anual de 4,3bcm. O consumo de gás aumentou 17% vs. 1T10, para 18TWh (1,5bcm) no 1T11, impulsionado pelo acréscimo de produção das nossas centrais.

(1) Inclui EDP Sol. Comerciais, a empresa de serviços comerciais partilhados em Portugal; (2) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(3) Inclui custos com combustíveis, custos com CO₂ líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema;

(4) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema;

(5) Inclui resultados de cobertura de electricidade;

(6) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T11	1T10	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	150.3	181.7	-17%	-31
Portugal	61.1	66.0	-7%	-5
Espanha	87.4	113.9	-23%	-26
Ajustamentos	1.7	1.8	-5%	-0
Fornecimentos e serviços externos	14.2	14.8	-4%	-1
Custos com pessoal	10.0	9.0	12%	+1
Custos com benefícios sociais	0.4	0.4	4.2%	+0
Outros custos operacionais (Liq.)	11.5	6.8	68%	+5
Custos Operacionais Líquidos (1)	36.2	31.0	17%	+5
EBITDA	114.1	150.6	-24%	-37
Provisões	(2.0)	0.4	-	-2
Deprec. e amortizações líquidas	52.2	48.3	8%	+4
EBIT	63.9	101.9	-37%	-38
Empregados (#)	769	783	-1.8%	-14

Dados-chave	1T11	1T10	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	4,485	3,955	13.4%	+530
CCGT	2,341	1,959	19.5%	+382
Carvão	1,048	737	42%	+311
Hidroelétrica	783	957	-18%	-174
Nuclear	313	303	3.4%	+10
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	34.6	28.0	23.4%	+6.6
CCGT	51.9	47.7	9%	+4.2
Carvão	31.1	22.3	39%	+8.8
Hidroelétrica	0.0	-	-	+0.0
Nuclear	3.6	3.4	8%	+0.3
Factores de Utilização (%)				
CCGT	29%	28%	-	1p.p.
Carvão	33%	23%	-	10p.p.
Hidroelétrica	40%	49%	-	-9p.p.
Nuclear	93%	90%	-	3p.p.
Emissões CO₂ (M. ton.)				
Total de emissões (3)	2.3	1.8	30%	+1
Licenças gratuitas (3)	2.7	2.5	9.5%	+0

Investimento Operacional (€ M)	1T11	1T10	Δ%	Δ Abs.
Expansão	41.2	35.9	15%	+5
CCGT	-	15.8	-	-16
Hidroelétrica	41.2	20.0	106%	+21
Manutenção	5.5	18.2	-70%	-13
Recorrente	5.5	17.9	-69%	-12
Não recorrente (ambiental)	-	0.3	-	-0
Total	46.7	54.0	-14%	-7

A nossa actividade de produção em mercado é gerida de forma integrada com a actividade de comercialização de electricidade, na medida em que a produção é maioritariamente vendida às nossas unidades de comercialização a preços fixos.

A produção das nossas centrais cresceu 13% vs. 1T10, para 4,5TWh no 1T11, reflectindo uma fraca base de comparação. Note-se que no 1T10, o preço da pool manteve-se muito baixo (€25/MWh) em comparação com o custo da e produção própria, pelo que tomámos partido da flexibilidade do nosso portfólio de geração, satisfazendo uma maior porção das nossas necessidades do negócio de comercialização a partir de compras de electricidade na pool. A subida de produção no 1T11 (vs. 1T10) foi suportada por uma maior produção em centrais CCGTs e a carvão. O **custo médio de produção unitário** da nossa produção em mercado subiu para €35/MWh no 1T11 (+23% vs. 1T10), essencialmente suportada pela maior contribuição de centrais CCGT/carvão para o mix de geração e pelo custo de CO₂ mais elevado.

CCGTs: A **produção** cresceu 20% (vs. 1T10), para 2,3TWh no 1T11, reflectindo o acréscimo de capacidade instalada e um factor médio de utilização mais alto (+1p.p. em 29%). A capacidade instalada aumentou 14%, para 3,7GW em Mar-11, reflectindo o arranque de Soto 5 em Dez-10 (428MW em Espanha). O factor médio de utilização em Portugal (33%) foi superior a Espanha (24% em linha com a média de Espanha). O **custo médio de produção** subiu 9% (vs. 1T10) no 1T11, reflectindo um custo médio de gás superior. A partir de Jan-11, as nossas centrais em Portugal (2,039MW) recebem também garantia de potência: €20/kW/ano durante 10 anos.

Carvão: A **produção** cresceu 42% (vs. 1T10), para 1,0TWh, reflectindo a paragem mais longa do que previsto em Aboño 2, no 1T10. O factor médio de utilização subiu 10p.p. vs. 1T10, para 33% no 1T11, mantendo-se acima da média de Espanha (31%) como resultado da sua maior eficiência e localização favorável. A partir de 26-Fev-11, a nossa central Soto 3 produz electricidade ao abrigo do RD 1221/2010, o que deverá traduzir-se numa margem assegurada para um volume equivalente a 1,3TWh/ano. O **custo médio da produção** a carvão situou-se em €31/MWh (+39% vs. 1T10) impulsionado pelo custo de carvão mais alto.

No 1T11, o volume vendido em mercados complementares caiu 26% (vs. 1T10), para 0,9TWh no 1T11, reflexo de uma forte base de comparação. Note-se que no 1T10, fruto de recursos eólicos anormalmente elevados, a exigência de capacidade *backup* foi maior.

As emissões totais de CO₂ subiram 30% no 1T11 (vs. 1T10), em linha com o acréscimo de produção a carvão e em CCGTs. Mesmo assim, as emissões totais ficaram 13% aquém das licenças gratuitas atribuíveis ao período.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica recuou 18% no 1T11, reflectindo uma pluviosidade extrema no 1T10. A produção nuclear subiu 3% suportada por um factor médio de utilização 3pp mais alto, em 93%.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ subiram 17% (vs. 1T10), para €36M no 1T11, essencialmente suportados pelos custos adicionais (+€5M) decorrentes da aplicação do RD 14/2010, em Espanha. As **amortizações líquidas** subiram 8% influenciadas pelo aumento de capacidade instalada.

O **investimento operacional** em produção liberalizada ascendeu a €47M, 88% (€41M) do qual referente ao desenvolvimento de nova capacidade hídrica. Este investimento de expansão foi maioritariamente canalizado para os projectos actualmente em construção: 5 repotenciações de centrais hídricas (Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova III, Salomonde II) e 3 novas centrais hídricas (Baixo Sabor, Ribeiradio e Foz Tua), com arranque previsto em 2011/15. As primeiras duas centrais a iniciar operações serão Picote II (246MW) e Bemposta II (191MW), no final de 2011. Um terceiro projecto arrancará com operações em meados de 2012: Alqueva II, com 256MW. O **investimento em manutenção** ascendeu a €6M.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Inclui custos de combustível, emissão e licenças gratuitas de CO₂, resultados de hedging;

(3) Inclui emissões de CO₂ pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos.

Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (1) (€ M)	Comercialização Electricidade			
	1T11	1T10	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	65.6	58.2	13%	+7
Fornecimentos e serviços externos	41.3	41.1	0.4%	+0
Custos com pessoal	11.9	11.6	3.3%	+0
Custos com benefícios sociais	1.5	1.4	5.1%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	5.4	1.0	452%	+4
Custos Operacionais Líquidos (2)	60.0	55.0	9.1%	+5
EBITDA	5.5	3.1	77%	+2
Provisões	3.2	-0.1	-	+3
Depreciações e amortizações líquidas	4.0	4.6	-14%	-1
EBIT	(1.6)	-1.4	17%	-0

DR Operacional (€ M)	Comercialização Gás			
	1T11	1T10	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	20.6	20.6	0.0%	-0
Fornecimentos e serviços externos	5.0	5.6	-10%	-1
Custos com pessoal	0.7	0.9	-15%	-0
Custos com benefícios sociais	0.0	0.0	25%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	3.3	1.1	197%	+2
Custos Operacionais Líquidos (2)	9.1	7.6	20%	+2
EBITDA	11.5	13.0	-12%	-2
Provisões	0.0	0.0	-	-
Depreciações e amortizações líquidas	0.2	0.1	43%	+0
EBIT	11.3	12.8	-12%	-2

Dados-chave	1T11	1T10	Δ%	Δ Abs.
Electricidade em Portugal				
Volume Vendido (GWh)	2,189	2,031	7.8%	+159
Quota de Mercado (%)	43%	54%	-	-12 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	53.2	53.2	0.1%	+0
Número de Clientes (mil)	308	273	13%	+35
Electricidade em Espanha				
Mercado Livre				
Volume Vendido (GWh)	5,303	5,077	4.5%	+227
Quota de Mercado (%)	12%	12%	-	1 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	56.5	52.5	7.6%	+4
Número de Clientes (mil)	670	548	22%	+122
Comercial. Último Recurso				
Volume Vendido (GWh)	274	374	-27%	-99
Número de Clientes (mil)	347	412	-16%	-65
Gás em Espanha & Portugal				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	8,631	8,567	0.7%	64
Espanha - Quota Mercado (%)	11%	11%	-	0 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	2,232	998	124%	1,234
Portugal - Quota Mercado (%) (3)	29%	21%	-	8 p.p.
Margem Bruta Média (€/MWh)	0.8	0.6	26%	+0
Número de Clientes (mil)	813	825	-1.4%	-12
Investimento Oper. (Electr.&Gás, P. Ib.)	2.4	1.3	84%	+1
Empregados (Port&Esp, P. Ibérica)	999	954	4.7%	+45

As nossas subsidiárias que operam na comercialização liberalizada têm contratos intra-grupo de abastecimento de electricidade e gás. Em linha com a crescente liberalização de mercado em Portugal, a EDP Soluções Comerciais (plataforma comercial de serviços partilhados em Portugal) foi incluída no perímetro de consolidação de comercialização de electricidade em 2010 e 2011. A sua contribuição para o EBITDA foi de €5,1M no 1T10 e €7,3M no 1T11.

Comercialização de electricidade em Portugal – O volume vendido a clientes no mercado livre cresceu 8% (vs. 1T10) para 2,2TWh no 1T11. Mesmo assim, o volume vendido no 1T11 recuou 5% vs. 4T10, suportado por uma concorrência intensa, condições pouco atractivas no segmento residencial (quando comparada com as tarifas reguladas) e pelo nosso enfoque nos segmentos mais atractivos. A quota de mercado da EDP atingiu 43% no 1T11, reflectindo maior exposição a menores clientes (conforme reflectido na expansão do portfólio de clientes, em +13%). O preço médio de venda manteve-se quase inalterado, em €53,2/MWh no 1T11.

Comercialização de electricidade em Espanha – O volume vendido aos nossos clientes livres subiu 4% (vs. 1T10) suportado pela expansão da carteira de clientes (+22%). A nossa quota de mercado atingiu 12%, evidenciando a capacidade da EDP manter uma quota em comercialização que é o dobro da quota na produção. Como consequência da nossa estratégia de enfoque nos segmentos mais atractivos, a nossa carteira de clientes cresceu 3% vs. 4T10, enquanto o volume recuou 5% vs. 4T10. O preço médio de venda cifrou-se em €57/MWh no 1T11 (+8% vs. 1T10), traduzindo-se em menores margens.

Comercialização de gás (P. Ibérica) – O volume comercializado em Espanha manteve-se estável no 1T11 (vs. 1T10), em 8,6TWh, mas recuou 6% face ao 4T10, reflectindo uma quota de mercado de 11% e exigentes condições de mercado. Em Portugal, o volume vendido atingiu 2,2TWh no 1T11, evidenciando uma subida de 124% vs. 1T11 mas recuando 3% vs. 4T10. A margem bruta na P. Ibérica ascendeu a €0,8/MWh no 1T11, influenciada pelo impacto da incorporação nas tarifas de último recurso de um custo de gás CMP mais baixo e por um ambiente concorrencial desfavorável.

Os custos operacionais líquidos⁽²⁾ nas actividades de electricidade e gás cresceram €5M e €2M, para €6mM e €9M, respectivamente, reflectindo o aumento de actividade.

Perspectivas:

As margens na comercialização de electricidade e gás, tanto em Portugal como em Espanha, deverão manter-se sob pressão nos próximos trimestres, afectadas pelo impacto conjunto de preços na pool mais elevados (electricidade), baixas tarifas de último recurso e um exigente ambiente concorrencial.

Em termos de volumes, a EDP antecipa a continuação de crescimento do mercados livre em Portugal e Espanha, mas a concorrência deve permanecer intensa. O fim da opção de tarifa regulada de comercialização de último recurso para os maiores clientes (todos os segmentos com excepção do de baixa tensão), a partir de 1-Jan-2012 deverá dar um estímulo adicional à expansão do mercado livre em Portugal: o consumo total destes segmentos em mercado regulado representou 10TWh em 2010.

(1) Inclui EDP Sol Comerciais, plataforma de serviços comerciais partilhados do grupo em Portugal; (2) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operac. (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Líq.)

(3) Com base no segmento de consumo GN>10.000 m³/ano.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)				Dados gerais	1T11	1T10	Δ %	Dados da Acção	1T11	1T10	Δ %
	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.								
Margem Bruta	254.2	219.2	16%	35.0	Capacid. Instalada (MW)	6,625	5,567	19%	Cotação no fim do período (€/acção)	5.07	5.79	-12%
Forn. e serviços externos	55.1	42.5	29%	12.5	Europa	3,388	2,930	16%	Total de acções (milhões)	872.3	872.3	-
Custos com Pessoal	12.1	13.3	-8.7%	(1.2)	EUA	3,224	2,624	23%	Participação detida pela EDP (%)	78%	78%	-
Outros custos operac. (líq.)	(33.1)	(21.1)	57%	(12.0)	Brasil	14	14	0.0%				
Custos Operacionais Líq. ⁽¹⁾	34.0	34.7	-1.8%	-0.6	Electric. Produzida (GWh)	4,421	3,639	21%				
EBITDA	220.1	184.5	19%	35.6	Europa	1,985	1,856	7.0%	Dados relevantes de Balanço (€M)	1T11	1T10	Δ %
Provisões	(0.3)	(0.0)	-	(0.3)	EUA	2,430	1,777	37%	Empréstimos bancários e outros (Líq.)	467.4	130.3	259%
Amortizações líquidas	119.1	94.0	27%	25.2	Brasil	6	6	-10%	Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2,608.6	2,448.6	6.5%
EBIT	101.3	90.6	12%	10.7	Factor méd. utilização (%)	33%	33%	0 pp	Dívida Líquida	3,076.0	2,578.9	19%
Result. alienação act. financ.	-	-	-	-	Preço méd. venda (€/MWh)	57.9	59.9	-3.3%	Interesses não controláveis	128.3	122.2	5.0%
Resultados financeiros	(38.4)	(29.9)	28%	(8.5)	EBITDA (€m)	220.1	184.5	19%	Passivo líq. parcerias invest. Instituc. ⁽³⁾	886.8	1,436.3	-38%
Resultados em associadas	3.0	2.0	-	1.0	Europa	140.6	129.6	8.5%	Valor Contabilístico	5,318.8	5,386.8	-1.3%
Resultados Antes de Impostos	65.9	62.7	5.1%	3.2	EUA	79.9	58.9	36%	Euro/USD - Taxa de fim do período	1.42	1.35	-5.4%
IRC e Impostos diferidos	14.7	17.5	-16%	(2.8)	Outros e Ajustamentos	(0.4)	(4.0)	-89%				
Operações descontinuadas	-	-	-	-	EBIT (€m)	101.3	90.6	12%	Resultados Financeiros (€ M)	1T11	1T10	Δ %
Result. Líquido do Exercício	51.1	45.2	13%	6.0	Europa	81.5	84.3	-3.3%	Juros financeiros líquidos	(44.5)	(31.3)	-42%
Accionistas da EDPR	49.2	42.6	16%	6.6	EUA	21.1	10.9	93%	Custos parcerias c/ Inv. Institucionais	(15.5)	(15.9)	2.1%
Interesses não controláveis	2.0	2.6	-25%	(0.7)	Outros e Ajustamentos	(1.4)	(4.6)	-71%	Custos capitalizados	14.8	14.8	-0.1%
					Investim. Operac. (€m) ⁽²⁾	190.4	382.0	-50%	Diferenças Cambiais	9.0	5.9	54%
					Europa	100.3	166.4	-40%	Outros	(2.2)	(3.4)	34%
					EUA	26.6	199.5	-87%	Resultados Financeiros	(38.4)	(29.9)	-28%
					Brasil	61.5	12.6	389%	Dados Operacionais	1T11	1T10	Δ %
									Empregados (#)	852	760	12%
									Opex / MW Médio em operação (€/MWh) ₅	41.1	45.1	-8.9%

A EDP Renováveis (EDPR) detém e opera os parques eólicos do Grupo EDP (em 8 países); analisa e desenvolve projectos de novos parques eólicos (em 11 países). Os 2 principais mercados onde operamos são os EUA (36% do EBITDA da EDPR no 1T11) e Espanha (38%). Os restantes mercados são Portugal (15% do EBITDA), França, Polónia, Roménia, Bélgica e Brasil (estes cinco, correspondentes a 11% do EBITDA da EDPR).

O EBITDA da EDPR subiu +19% (+€36M) para €220M no 1T11, em linha com o aumento de 19% da capacidade instalada para 6.625MW a Mar-11. Os motores de crescimento foram: (1) **EUA (EBITDA +€21m)**, incluindo +€1m de impacto cambial) suportado por 600MW de nova capacidade instalada (57% do total instalado no último ano), um factor médio de utilização mais alto (+4p.p. para 35%) e um preço médio de venda inferior (tanto na produção vendida em mercado como na contratada a longo prazo); (2) **mercados europeus fora da P. Ibérica (EBITDA +€11m)** reflectindo adições de capacidade (218MW, 21% do total) e o início de operações na Roménia e Polónia (este já com um preço de venda superior à média dos restantes mercados). Em Espanha o **EBITDA subiu +€4M** (incluindo resultados de coberturas) beneficiando de um aumento de capacidade de 236MW (22% do total) mas impactado pela queda do factor médio de utilização (-4p.p. decorrente de forte base de comparação).

As amortizações líquidas no 1T11 aumentaram +27% (+€25m), reflexo da expansão do portfólio. O **EBIT da EDPR aumentou 12% (+€11m) para €101m**.

A dívida líquida da EDPR **aumentou 19% (+€0,5MM) para €3,1MM em Mar-11**, tendo o investimento em nova capacidade sido parcialmente compensado por pela depreciação do USD face ao Euro, em 5,4%.

A Mar-11, 41% da dívida da EDPR era denominada em USD, reflectido a política do Grupo EDP de financiar as suas operações em moeda local. Os empréstimos intragrupo concedidos pela EDP SA à EDPR (84% da dívida líquida) estão contratados a taxas fixas, com maturidade de 10 anos. A dívida da EDPR contraída fora do Grupo respeita essencialmente a *project finance* de longo prazo em parques em Espanha e Polónia, estando a EDPR a monitorizar novas oportunidades de financiamento através de *project finance* em moeda local na Roménia, Polónia e Brasil. A dívida bruta média da EDPR aumentou de €2,7MM no 1T10 para €3,4MM no 1T11, enquanto que o custo médio da dívida subiu de 4,9% para 5,4% no 1T11, em resultado do custo mais elevado na nova dívida contratada, o que implicou um aumento de **+42% (+€13m) dos juros líquidos no 1T11 para €45M**.

Os passivos resultantes de parcerias institucionais nos EUA recuaram para €887M a Mar-11, no seguimento do (i) recebimento gradual, pelos nossos parceiros, dos créditos fiscais (PTCs e amortizações aceleradas) associados à operação dos nossos parques eólicos nos EUA; e (ii) do impacto cambial. O resultado antes de impostos da EDPR subiu 5% (+€3M) o que, somado à descida da taxa efectiva de imposto (-6p.p. para 22% no 1T11) e ao aumento em +€0.6M dos resultados atribuíveis a interesses não controláveis, implicou uma subida **do resultado líquido da EDPR em +16% (+€7M) vs. o 1T10 para €49M no 1T11**.

De notar que em Abr-11, a EDPR pagou €231M pelo aumento da sua participação na Genesa (sub-holding em Espanha, com 1,7GW capacidade eólica instalada a Dez-10), de 80% para 100%. Também em Abril, a EDPR vendeu por €10,7M (EV de €24,5M) uma participação de 16,67% num parque (74MW) em Espanha, que deverá originar uma mais valia de €6,6M após impostos, a contabilizar no 2T11.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.) (2) Inclui investimento da EDPR SA

(3) Líquido de proveitos diferidos e caução de depósitos. (4) FSE, custos com pessoal e outros custos operacionais (5) Valores anualizados

EDP Renováveis: EUA & Espanha



EUA	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3,224	2,624	23%	600
Em "PTC"	2,024	2,024	0.0%	0
Em "cash grant flip"	401	202	99%	200
Em "cash grant"	799	398	101%	401
Factor médio de utilização (%)	35%	31%	-	4 pp
Preço médio de venda (USD/MWh)	45.9	49.2	-6.6%	-3.3
Euro/USD - taxa média do período	1.37	1.38	-1.1%	-0.01
CAE/CoBERTuras				
Capacidade instalada (MW) (1)	2,459	1,888	30%	571
Electricidade produzida (GWh)	1,695	1,273	33%	422
Preço médio de venda (USD/MWh)	50.4	53.8	-6%	-3.3
Mercado				
Capacidade instalada (MW) (1)	764	735	3.9%	29
Electricidade produzida (GWh)	735	504	46%	231
Preço médio de venda (USD/MWh)	32.6	38.0	-14%	-5.4
Margem Bruta (USD M)	110	87	27%	23
Receitas PTC & Outras (USD M)	41	32	28%	9
Margem Bruta Ajustada (USD M)	152	119	27%	32
EBITDA (USD M)	109	81	34%	28
EBIT (USD M)	29	15	91%	14
Inv. Operacional Líquido (USD M)	36	276	-87%	-239
Inv. Operacional Bruto	37	276	-87%	-239
"Cash grant" recebido	(1)	-	-	-1
Capacidade em construção (MW)	99	398	-75%	-299

Espanha	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2,158	1,923	12%	236
Factor médio de utilização (%)	30%	34%	-	-4 pp
Preço médio obtido pool (€/MWh)	43.2	23.2	86%	20.0
Preço médio final venda (€/MWh)	81.6	76.4	6.8%	5.2
Capacidade - Regime Transitório				
Capacidade instalada (MW)	1,153	1,153	0.0%	0
Electricidade produzida (GWh)	740	875	-15%	-134
Capacidade - RD 661/2007				
Capacidade instalada (MW)	1,005	770	31%	235
Electricidade produzida (GWh)	532	344	55%	188
Resultados da Cobertura (€ M)	0.0	8.7	-100%	-9
Margem Bruta (€ M) (2)	103	93	11%	10
EBITDA (€ M) (2)	83	79	4.8%	4
EBIT (€ M) (2)	44	48	-8.5%	-4
Investimento operacional (€ M)	30	47	-37%	-17
Capacidade em construção (MW)	92	308	-70%	-216

Nos EUA, a capacidade aumentou 600MW (+23%) vs. Mar-10, com o arranque em 2010: (1) **Meadow Lake II+III+IV** (301MW no Indiana, energia vendida no mercado PJM tendo já parte desta energia vendida contratada a longo prazo, a partir de 2012; incentivos fiscais recebidos através de *cash flip deal* para 100MW e *cash grant* para 200MW); (2) **Top Crop II** (198MW no Illinois, produção vendida através de PPA e incentivos fiscais recebidos através de *cash grant*); e (3) **Kitittas Valley** (101MW no Washington, produção vendida no WECC, incentivos fiscais recebidos através de *cash flip deal*). O factor de utilização médio no 1T11 foi de 35%, 4pp acima do 1T10 mas abaixo do nível médio esperado, nomeadamente em PJM e MISO. O preço médio (excluindo receitas com PTCs e MACRs) para energia vendida através de CAE, caiu 6% para USD50/MWh, pois o preço em alguns contratos (200MW) é mais baixo no início mas prevê uma taxa de actualização mais elevada, assim como menores receitas associadas a compensações por cortes na transmissão. O preço médio de venda em mercado caiu 14%. No total, o preço médio de venda nos EUA caiu 7% para USD45,9/MWh. No 1T11, a margem bruta ajustada (incluindo receitas de PTCs) subiu +USD32M, o EBITDA aumentou +USD28M, e o EBIT subiu +USD14M. Em Mar-11, a EDPR tinha em construção 99MW referentes ao parque eólico Timber Road II no Ohio (PJM), com produção contratada através de um PPA a 20 anos. Em Dez-10 o governo americano prolongou o prazo de validade da opção fiscal *cash grant* para todos os parques eólicos cuja construção comece antes do final de 2011 e entrem em operação antes do final de 2012.

Em Espanha, a remuneração dos nossos parques eólicos baseia-se (1) um regime transitório, para os que entraram em operação antes de 2008, em que recebem uma tarifa correspondente a 'preço médio obtido na pool + um prémio fixo (€38,3/MWh)'. Este regime transitório vigorará apenas até ao final de 2012, após o que todos os parques transitam para o regime do RD 661/2007. (2) Regime do RD 661/2007, actualmente aplicável a todos os parques eólicos que entraram em operação após 2008, o qual concede aos produtores eólicos duas opções: (a) tarifa por MWh equivalente a 'preço médio obtido na pool + prémio (€20,1/MWh até final de 2012 e €30,9/MWh posteriormente)', com um máximo (€91,7/MWh) e um mínimo (€76,9/MWh). A outra opção existente no RD 661/2007 é (b) uma tarifa fixa de €79,1/MWh. Todas as remunerações fixadas pelo RD 661/2007 (exclui preço da pool) são actualizadas à inflação (CPI-X) e garantidas durante 20 anos. Toda a capacidade da EDPR sujeita ao RD 661/2007 está gradualmente a mudar da opção (a) para a opção (b), actualmente mais atractiva. No 1T11, cerca de 50% da capacidade da EDPR regida pelo RD 661/2007 foi remunerada de acordo com a opção de tarifa fixa. No 1T11 o EBITDA da EDPR em Espanha cresceu €4M (+5%), para €83M, e o EBIT caiu €4M (-8%), para €44M. A EDPR aumentou em 235MW (+12%) a capacidade eólica em Espanha (dos quais 109MW entraram em operação no 1T11). O preço de energia obtido pela EDPR na pool em Espanha aumentou 86% vs. o 1T10 para €43,2/MWh no 1T11 (€2,0/MWh abaixo do preço médio da pool, decorrente da normal concentração da produção em horas de vazio), reflectindo o baixo preço da pool (€23,2/MWh) no 1T10, decorrente de produções hídrica e eólica extremamente elevado no 1T10. Este acréscimo do preço da pool suportou uma subida de 27% na tarifa média no regime transitório, para €85,6/MWh. Com vista a limitar a volatilidade das suas receitas, a EDPR vende em mercado a prazo volumes associados à produção dos seus parques eólicos sob o regime transitório. Para o 1T11, a EDPR tinha já vendido a prazo 484GWh ao preço de €44,5/MWh, exactamente em linha com o preço médio da pool no 1T11, o que implicou um impacto nulo das vendas a prazo em Espanha nos resultados do 1T11 (€0.0m no 1T11 vs. ganho de €9m no 1T10). A tarifa média recebida pela capacidade sob o RD661/2007 (€79/MWh) foi ligeiramente superior à opção de tarifa mínima e máxima. Globalmente a tarifa média eólica em Espanha, incluindo o impacto de vendas a prazo, subiu 7% para €81,6/MWh.

A EDPR já vendeu a prazo 0,8TWh em Espanha para o resto do ano 2011 a um preço médio de €44/MWh e 0,9TWh (cerca de 30% da produção esperada da capacidade remunerada pelo regime transitório) para 2012 a um preço médio de €51/MWh. A EDPR tem neste momento em construção 92MW em Espanha.

(1) 258 MWs apresentados como capacidade instalada em CAE/CoBERTuras ainda se encontram a vender energia no Mercado dado que os CAE que já foram assinados serão somente válidos a partir de Jan-12 para 83MWs e Jun-12 para 175MWs
(2) Inclui os ganhos/perdas de cobertura

EDP Renováveis: Portugal, Resto da Europa & Brasil



Portugal	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	599	595	0.7%	4
Factor médio de utilização (%)	31%	36%	-	-6 pp
Electricidade produzida (GWh)	395	448	-12%	-53
Preço médio de venda (€/MWh)	102	99	2.4%	2
Margem Bruta (€ M)	40	45	-10%	-5
EBITDA (€ M)	34	39	-13%	-5
EBIT (€ M)	25	30	-16%	-5
Investimento operacional (€ M)	0	2	-91%	-2
Capacidade em construção (MW)	0	0	-	0
ENEOP Capacidade Instalada (MW)	239	101	137%	138

Resto da Europa ⁽²⁾	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
França & Bélgica				
Capacidade instalada (MW)	341	292	17%	49
Factor médio de utilização (%)	28%	31%	-	-3 pp
Electricidade produzida (GWh)	207	176	18%	31
Preço médio de venda (€/MWh)	89.7	90.4	-0.8%	-0.7
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	130	120	8.3%	10
Factor médio de utilização (%)	29%	-	-	-
Electricidade produzida (GWh)	76	14	455%	62
Preço médio de venda (PLN/MWh)	442	-	-	-
Euro/PLN - Taxa média do período	3.95	-	-	-
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	159	0	-	159
Factor médio de utilização (%)	23%	-	-	-
Electricidade produzida (GWh)	35	0	-	35
Preço médio de venda (RON/MWh)	325	-	-	-
Euro/RON - Taxa média do período	4.22	-	-	-
Margem Bruta (€ M)	30	17	78%	13
EBITDA (€ M)	23	12	85%	11
EBIT (€ M)	12	8	62%	5
Investimento operacional (€ M)	71	118	-40%	-47
Capacidade em construção (MW)	142	265	-47%	-123

Brasil	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	14	14	0.0%	0
Factor médio de utilização (%)	19%	21%	-	-2 pp
Electricidade produzida (GWh)	6	6	-10%	-1
Preço médio de venda (€/MWh)	263	235	12%	29
Euro/Real - Taxa média do período	2.28	2.49	-8.5%	-0.21
Margem Bruta (R\$ M)	1	1	0.5%	0
EBITDA (R\$ M)	(1)	(0)	-270%	-1
EBIT (R\$ M)	(2)	(1)	-68%	-1
Investimento operacional (R\$ M)	140	31	348%	109
Capacidade em construção (MW)	70	70	0.0%	0

Em Portugal, o factor médio de utilização eólico no 1T10 caiu para um nível mais normalizado face ao 1T10 (índice de produtividade eólica de 1,04x no 1T11 vs. 1,29x no 1T10) o que implicou uma queda de produção de 12% vs. o 1T10. A tarifa média subiu 2%, devido à actualização por inflação no período. As tarifas eólicas em Portugal são actualizadas à inflação e definidas para 15 anos. O EBITDA no 1T11 foi de €34M, uma queda de €5M e similar à queda ao nível da margem bruta e EBIT, e explicada pela menor produção no 1T11.

Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação no consórcio ENEOP (consolidada pela EDPR por equivalência patrimonial) com licença para construir 1.200MW (480MW atribuíveis à EDPR, que deverá estar integralmente em operação no final de 2012. A capacidade eólica da ENEOP tem uma tarifa mais reduzida (€73.5/MWh no 1T11) face aos parques mais antigos operados pela EDPR, sendo igualmente actualizada à inflação e garantida por 15 anos. A Mar-11 a ENEOP 598MW (239 MW atribuíveis à EDPR) em operação e 145MW (58MW atribuíveis à EDPR) em fase de construção.

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, o EBITDA subiu +€11M (+85%), para €23M, e o EBIT aumentou +€5M para €12M.

Em França, a capacidade instalada aumentou 49MW entre Mar-10 e Dez-10, não existindo actualmente capacidade em construção. A produção eólica é vendida a uma tarifa actualizada à inflação e garantida durante 15 anos. No 1T11, a tarifa média da EDPR em França foi €85,9/MWh (+0.7% vs. o 1T10). Na **Bélgica**, o nosso parque eólico de 57MW vende a sua energia através de um contrato a 5 anos com maturidade em 2014 a um preço fixo de €112/MWh, estando a EDPR a construir mais 13MW neste país.

Na Polónia, o parque eólico de Margonin (120MW) tem já mais de 12 meses em operação, tendo continuado no 1T11 a apresentar um factor de utilização acima do esperado. A produção da EDPR na Polónia é actualmente vendida em mercado à vista (preço médio base foi PLN198,7/MWh no 1T11, +5% vs. o 1T10) enquanto que para a venda dos certificados verdes equivalentes à produção esperada em Margonin a EDPR estabeleceu um contrato de 15 anos (na Polónia a penalização por não entrega dos certificados verdes exigidos pela lei às *utilities* locais está fixada em PLN274,9/MWh para 2011). O parque eólico de Margonin foi financiado em moeda local através de um empréstimo de PLN535M em project finance com maturidade de 15 anos contratado no 4T10 com um consórcio liderado pelo BEI e pelo BERD. Adicionalmente, no 1T11 a EDPR instalou mais 10MW na Polónia e a Mar-11 tinha mais 60MW em construção (parquet eólico de Korsze) que tem já a venda da sua energia garantida por um PPA com maturidade de 10 anos.

Na Roménia, a EDPR instalou os seu primeiro parque eólico em Dez-10 (Pestera, 90MW). Adicionalmente durante o 1T11 a EDPR instalou a 1ª fase do parque eólico de Cerdanova (69MW) e a Mar-11 decorria a construção da sua 2ª fase (mais 69MW). Na Roménia, a EDPR vende a produção em mercado tendo igualmente direito a certificados verdes (CVs) associados a essa produção. Em 2010 o governo Romeno aprovou a atribuição aos produtores eólicos de 2 CVs por MWh produzido até 2017 (sendo que o preço de venda destes CVs tem um valor mínimo (€27.6) e máximo (€56.2) fixado em Euros. Dado que a atribuição de 2 CVs por MWh está ainda em fase de implementação (que se espera que tenha lugar ainda em 2011), no 1T11 a EDPR recebeu ainda apenas 1 CV por MWh produzido, o que conjuntamente com a fase inicial de testes dos nossos 2 parques eólicos na Roménia justifica o preço médio de venda de RON325/MWh no 1T11, ainda abaixo dos níveis esperados.

No Brasil, o único parque eólico em operação da EDPR (14MW) teve um factor de utilização abaixo do esperado no 1T11, o que somado à fase inicial e escala ainda pequena das operações eólicas no Brasil justifica o EBITDA negativo no 1T11. A Mar-11, a EDPR tinha ainda em construção o parque eólico de Tramandai (70MW) que deverá entrar em operação no 2T11 e que está a ser financiado em moeda local.

Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	330.3	341.4	-3.2%	-11
Fornecimentos e serviços externos	78.8	80.1	-1.6%	-1
Custos com pessoal	31.5	35.7	-12%	-4
Custos com benefícios sociais	18.6	20.1	-7.8%	-2
Rendas de concessão	60.6	59.6	1.6%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	(2.7)	(1.0)	-163%	-2
Custos Operacionais Líquidos ⁽¹⁾	186.7	194.5	-4.0%	-8
EBITDA	143.5	146.9	-2.3%	-3
Provisões	6.9	0.4	1621%	+6
Depreciações e amortizações líquidas	59.7	59.8	-0.2%	-0
EBIT	77.0	86.6	-11%	-10

Margem Bruta	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	330.3	341.4	-3.2%	-11
Mg bruta regulada - período actual	327.7	340.0	-3.6%	-12
Mg bruta não-regulada	2.6	1.4	90%	+1
Rede de Distribuição				
Prov. reguladas - período actual (€ M)	302.0	312.8	-3.4%	-11
Electricidade distribuída (GWh)	12,208	12,241	-0.3%	-34
Clientes ligados à rede (mil)	6,147.8	6,126.1	0.4%	+22
Comercialização de Último Recurso				
Prov. reguladas - período actual (€ M)	26.2	27.8	-5.7%	-2
Clientes fornecidos (mil)	5,787.3	5,828.4	-0.7%	-41
Electricidade vendida (GWh)	7,084	8,501	-17%	-1,417
Preço de compra mercado (€/MWh)	56.2	42.9	31%	+13
Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M)				
Início do período	188.4	(508.9)	-	+697
Desvios tarifários anos anteriores ⁽²⁾	22.0	127.3	-83%	-105
Gerado no período	325.3	80.3	305%	+245
Outros ⁽³⁾	1.6	(3.3)	-	+5
Fim do período	537.2	(304.6)	-	+842

Investimento & Custos Operac.	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis ⁽⁴⁾	110.3	115.8	-4.8%	-6
Custos control./cliente (€/cliente)	17.9	18.9	-5.1%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	499.1	527.9	-5.5%	-29
Empregados (#)	3,623	3,756	-3.5%	-133
Investimento Operacional (€ M)	51.5	46.7	10%	+5
Rede de distribuição (Km)	220.9	219.3	0.8%	+2
Tempo de interrup. equivalente (min.) ⁽⁵⁾	21	42	-50%	-21

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso em Portugal diminuiu 2% no período para €144M no 1T11, na sequência de menores proveitos regulados (-€12M) sobretudo devido a uma redução no consumo e deflator do PIB reduzido (0,5% para as tarifas de 2011 com referência ao período de 12 meses até Jun-10), que foram parcialmente compensadas por uma queda nos custos operacionais líquidos (-€8M) no seguimento de uma diminuição dos custos com pessoal, fruto de um número de trabalhadores mais reduzido. O EBIT caiu 11% ou €10M no período, no seguimento de um aumento não recorrente de provisões relacionadas com custos judiciais.

Em Dez-10, a ERSE fixou em 8,56% a taxa de remuneração das nossas actividades reguladas para 2011, traduzindo-se numa margem bruta regulada para 2011 de €1.309M. A ERSE definiu um aumento médio de 3,8% para as tarifas em BTN para 2011, assumindo uma previsão de consumo de 49 TWh e um preço médio de aquisição de energia eléctrica de 47€/MWh (incluindo serviços de sistema). A reinterpretação por parte da ERSE do DL 90/2006 de 24 de Maio, referente a custos do sistema relacionados com cogeração em 2009, 2010 e 2011, irá criar um novo montante de recebimentos futuros da actividade regulada para a EDP de €185M em Dez-11: 40% a ser recuperado em 2012 e 60% em 2013.

A electricidade distribuída diminuiu 0,3% no período para 12,2 TWh no 1T11, reflectindo um menor nível de consumo por parte do segmento doméstico (inverno menos rigoroso) e das PME.

Os proveitos regulados da actividade de distribuição diminuiram €11M para €302M no 1T11, no seguimento de consumo inferior e de um deflator do PIB reduzido (abaixo do factor X) utilizado no cálculo das tarifas de 2011. No 1T11, a nossa distribuidora de electricidade, a EDP Distribuição (EDP D), registou um desvio tarifário negativo de €216M: i) €191M decorrente do desfasamento temporal no *pass-through* dos custos para a REN, sendo esperado que reduzam ao longo de 2011; ii) €45M relacionados com a reinterpretação do DL 90/2006 e; iii) -€20M relativos a um *mix* de consumo e tarifas diferente do que o assumido inicialmente pela ERSE.

No 1T11 a electricidade comercializada pela nossa **comercializadora de último recurso**, a EDP Serviço Universal (EDP SU) caiu 17% no período para 7,1 TWh, em resultado da passagem de clientes, nomeadamente industriais, para o mercado liberalizado, em virtude de o ano de 2011 ser o último ano no qual a tarifa de último recurso lhes será facultada. Consequentemente, a quota de mercado da EDP em termos de electricidade comercializada caiu de 69% no 1T10 para 58% no 1T11. No que se refere às compras de electricidade: i) os volumes adquiridos a produtores em regime especial (PRE) baixou 3% no período (25% acima das estimativas da ERSE) e; ii) o custo médio total com a compra de electricidade situou-se 38% acima do previsto devido a um preço médio de compra de electricidade em mercado superior ao esperado (€56/MWh vs. estimativa da ERSE de €47/MWh) e um custo médio da PRE superior (€100/MWh vs. pressuposto da ERSE de €98/MWh). O maior volume de electricidade adquirida a preços superiores originou um desvio tarifário negativo de €110M suportado pela EDP SU a recuperar nas tarifas.

Em síntese, no total das actividades reguladas em Portugal, foi gerado ao longo do 1T11 um desvio tarifário negativo de €325M, que em conjunto com a devolução através das tarifas de €22M de desvios tarifários positivos de anos anteriores, resultou num montante de €537M de recebimentos futuros da actividade regulada no final de Mar-11.

Os custos operacionais controláveis caíram 5%, fruto de custos com pessoal mais reduzidos como reflexo de: i) uma diminuição do número de trabalhadores em 133 e; ii) a actualização da tabela salarial (+1,8%).

O investimento operacional no 1T11 aumentou 10% para €51M com enfoque na expansão de rede e na melhoria da qualidade de serviço. Em resultado de condições meteorológicas adversas sentidas no 1T10, o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) baixou para 21 minutos no 1T11 vs. 42 minutos no 1T10.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais + Rendas de Concessão) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Inclui a recuperação ou devolução através das tarifas de desvios tarifários de anos anteriores. (3) Inclui juros relativos a desvios de anos anteriores.

(4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (5) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

Distribuição de Electricidade em Espanha



DR Operacional (€ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	46.1	41.1	12%	+5
Fornecimentos e serviços externos	13.4	12.0	11%	+1
Custos com pessoal	4.9	5.1	-3.6%	-0
Custos com benefícios sociais	0.4	0.7	-38%	-0
Outros custos operac. (líquidos)	(38.6)	(2.1)	-1783%	-37
Custos Operacionais Líquidos ⁽¹⁾	(19.8)	15.8	-	-36
EBITDA	65.9	25.3	160%	+41
Provisões	-	-	-	-
Deprec. e amortizações líquidas	7.2	6.9	4.3%	+0
EBIT	58.7	18.4	219%	+40

Margem Bruta	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	46.1	41.1	12%	+5
Margem bruta regulada	41.6	38.6	7.9%	+3
Margem bruta não-regulada	4.4	2.6	73%	+2
Proveitos Regulados (€ M)	41.6	38.6	7.9%	+3
Distribuição	40.2	35.3	14%	+5
Transporte	-	1.8	-	-2
Gestão Comercial de Redes	1.5	1.5	-	-
Distribuição				
Electricidade distribuída (GWh)	2,571	2,516	2.2%	+55
Clientes ligados (mil)	652.3	645.8	1.0%	+6
Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M) ⁽²⁾	759.1	501.4	51%	+258
Início do período	759.1	501.4	51%	+258
Défices tarifários anos anteriores ⁽³⁾	(265.4)	48.7	-	-314
Gerado no período	25.6	-	-	+26
Outros ⁽⁴⁾	12.0	3.9	206%	+8
Fim do período	531.2	554.0	-4.1%	-23

Investimento & Custos Operac.	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis ⁽⁵⁾	18.3	17.2	6.9%	+1
Custos control./cliente (€/cliente)	28.1	26.6	5.8%	+2
Custos control./km de rede (€/Km)	810	782	3.6%	+28
Empregados (#)	383	384	-0.3%	-1
Investimento Operacional (€ M)	6.1	5.2	18%	+1
Rede ('000 Km)	22.6	21.9	3.2%	+1
Tempo de interrup. equiv. (min.) ⁽⁷⁾	11	14	-25%	-4

O EBITDA da actividade distribuição de electricidade em Espanha cresceu 160% para €66M no 1T11 reflectindo sobretudo: i) a inclusão de €27M de um ganho não recorrente relativo à venda dos activos de transporte à REE; ii) proveito operacional de €9M consequência da aplicação da IFRIC18 ⁽⁶⁾; e iii) €2M de proveitos regulados da actividade de transporte incluídos no 1T10 (activos vendidos no 1T11)

Excluindo estes impactos, o EBITDA recorrente cresceu 25% no período (+€6M), fruto de um aumento nos proveitos regulados da distribuição.

A electricidade distribuída pela HC essencialmente na região das Astúrias, aumentou 2% no período, reflectindo um forte aumento da procura nos segmento industrial, em especial do aço e alumínio.

Os proveitos regulados totalizaram €42M no 1T11, aumentando 8% no período como resultado de proveitos regulados superiores (+€5M) em linha com a ordem ministerial publicada pelo governo Espanhol em Dez-10, o que foi parcialmente compensado pela perda de proveitos regulados relacionados com o transporte (€2M) em virtude de esta actividade ter sido vendida à REE no 1T11, por forma a cumprir a Lei 17/2007 de 4 de Julho, que obriga as empresas distribuidoras a alienarem os seus activos de transporte à REE,

Para o 1T11 o governo Espanhol definiu um aumento médio da tarifa de último recurso (TUR) de 10%, baseado num custo médio em *baseload* da electricidade de €49/MWh, mantendo as tarifas de acesso congeladas, enquanto que no 2T11 a TUR manteve-se inalterada face ao 1T11, baseada num custo médio em *baseload* da electricidade de €52/MWh, tendo as tarifas de acesso aumentado 11% face ao trimestre anterior.

Não obstante, as tarifas pagas pelos consumidores de electricidade foram insuficientes para cobrir os custos do sistema eléctrico, criando um défice relativo ao sistema eléctrico de €420M na liquidação financeira do sistema eléctrico Espanhol de Mar-11 (referente a Jan-11) dos quais 6,08% (€26M) são atribuíveis à HC Energia. No 1T11 foi securitizado um total de €6MM do deficit tarifário Espanhol pelo FADE (o fundo responsável pela securitização) dos quais cerca de €307m correspondem à HC Energia.

Em suma, no final de Mar-11 o montante de recebimentos futuros da actividade regulada totalizava €531M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €26M do défice tarifário do 1T11; ii) €82M relativos ao défice de 2010; iii) €114M relativos ao défice de 2009; e iv) €309M relativos ao défice acumulado dos anos 2006-08.

Os custos operacionais controláveis subiram 7%, devido a aumento no trimestre de custos com fornecimentos e serviços externos.

O investimento operacional manteve-se no €6M no 1T11, enquanto que o tempo de interrupção equivalente caiu para 11 minutos no 1T11, refletindo não só condições meteorológicas favoráveis como também os investimentos em qualidade de serviço conduzidos nos anos mais recentes.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com Pessoal + Custos com Benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.) (2) Líquido dos custos com "CO2 clawback". (3) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores.

(4) Inclui juros/actualizações financeiras sobre os montante de défices tarifários. (5) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (6) Com a aplicação da IFRIC 18, os activos recebidos dos clientes com vista a assegurar a ligação dos mesmos à sua rede de distribuição energética, são registados ao seu justo valor por contrapartida de proveitos operacionais, sendo amortizados pela sua vida útil.

(7) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total				Actividade Regulada	1T11	1T10	% Δ	Abs. Δ
	1T11	1T10	Δ 11/10	1T11	1T10	Δ 11/10	1T11	1T10	Δ 11/10	Δ Abs.					
Margem Bruta	21.1	18.5	14%	64.2	60.9	5.4%	85.3	79.4	7.3%	5.8	Nº de Clientes Ligados (mil)	1,236.6	1,198.5	3.2%	+38
Fornecim. e serv. externos	3.4	2.2	53%	8.5	7.1	20%	11.8	9.3	28%	2.6	Portugal	251.8	229.2	10%	+23
Custos pessoal	1.3	1.5	-11%	5.8	5.6	4.2%	7.1	7.1	0.9%	0.1	Espanha	984.8	969.4	1.6%	+15
Custos benefícios sociais	0.1	0.1	0.9%	0.1	0.1	5.2%	0.2	0.2	3.6%	0.0	Gas Distribuído (GWh)	16,539	14,380	15%	+2,159
Outros custos operac. (líq.)	(0.1)	0.1	-	0.1	2.6	-96%	(0.0)	2.7	-	(2.7)	Portugal	2,054	1,920	7.0%	+135
Custos Operac. Líquidos ⁽²⁾	4.6	3.9	19%	14.5	15.3	-5.4%	19.1	19.2	-0.5%	-0.1	Espanha	14,485	12,460	16%	+2,025
EBITDA	16.5	14.7	12%	49.7	45.6	9.0%	66.2	60.2	10%	5.9	Receitas Reguladas (€ M)	77.4	73.9	4.8%	+4
Provisões	0.0	0.0	127%	(0.3)	-	-	(0.3)	0.0	-	(0.3)	Portugal	21.1	18.5	14%	+3
Depr. e Amortizações líquidas	3.0	2.8	8.8%	14.4	14.7	-1.8%	17.5	17.5	-0.1%	-0.0	Espanha	56.3	55.3	1.8%	+1
EBIT	13.4	11.9	13%	35.5	30.9	15%	49.0	42.7	15%	6.2	Distribuição	49.7	49.3	0.7%	+0
Investim. operacional (€ M)	6.3	6.8	-7.2%	7.5	7.5	-0.1%	13.8	14.3	-3.4%	(0.5)	Transporte	6.7	6.0	11%	+1
Distribuição e Outros	6.3	6.8	-7.2%	6.7	3.3	106%	13.0	10.1	29%	3.0	Rede (Km)	13,850	12,618	9.8%	+1,232
Transporte	-	-	-	0.8	4.3	-81%	0.8	4.3	-81%	(3.5)	Portugal - Distribuição	3,853	3,547	8.6%	+306
Empregados (#)	103	97	6.2%	378	374	1.1%	481	471	2.1%	10	Espanha	9,580	8,684	10%	+896
											Distribuição	417	387	7.9%	+30
											Transporte				

O EBITDA das nossas actividades reguladas de gás aumentou 10% no período (+€6M) para €66M, fruto de proveitos regulados e fees de ligação à rede em Espanha superiores e da recuperação de desvios de anos anteriores em Portugal.

Em **Espanha**, a margem bruta da actividade de gás regulado aumentou 5% no período (+€3M) para €64M no 1T11, devido sobretudo ao incremento dos proveitos regulados e dos fees de ligação à rede.

As **receitas reguladas** aumentaram 2% (+€1M) como consequência da actualização do índice de preços nos parâmetros das tarifas.

O gás distribuído através da rede de distribuição cresceu 16% para 14,5 GWh, suportado por uma fraca base de comparação e por um crescimento de 2% no número de pontos de abastecimento. Em Dez-10 foi definida a remuneração das actividades reguladas de gás para 2011, tendo os proveitos regulados atribuíveis à Naturgas Energia (NGE) totalizado €221M, incluindo o transporte.

Em **Portugal**, a recuperação de desvios de anos anteriores conduziram a um aumento da margem bruta de 14% para €21M.

O gás distribuído subiu 7% no período, em linha com o aumento de 10% no número de pontos de abastecimento, justificado pelo potencial de penetração de gás na região operada pela EDP e pelos investimentos realizados pela nossa operadora EDP Gás Distribuição. Em Jun-10, o regulador Português (ERSE) estabeleceu as tarifas para o ano gás Jul-10 a Jun-11, tendo definido 9% de retorno para os activos para a distribuição de gás, traduzindo-se em proveitos regulados de €61M. A 15 de Abril de 2011 a ERSE propôs um aumento médio de 3,9% na tarifa de último recurso para pequenos clientes (consumo ≤10.000 m³/ano) e uma redução de 6,1% nas tarifas de acesso para grandes clientes (consumo >10.000 m³/ano). A proposta encontra-se actualmente a ser discutida em sede de Conselho Tarifário e a decisão final deverá ser conhecida a 15 de Junho de 2011.

Os **custos operacionais controláveis**⁽¹⁾ aumentaram 16% no período (+€3M), devido a fornecimentos e serviços externos superiores relacionados com despesas de *back-office*.

O **investimento operacional** reduziu-se em €1M, resultado de maiores níveis de investimento na rede de transporte em 2010, o que foi parcialmente compensado pelo investimento no edifício da nova sede da NGE em 2011.

(1) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (2) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.)

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil			
	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.		1T11	1T10	Δ %
Margem Bruta	647.3	595.8	8.6%	+51	283.9	239.1	19%	+45	Cotação no fim do período (R\$/acção)	39.70	34.20	16%
Fornecimentos e serviços externos	93.7	89.4	4.7%	+4	41.1	35.9	14%	+5	Total de acções (milhões)	158.8	158.8	-
Custos com Pessoal	59.0	54.9	7.5%	+4	25.9	22.0	17%	+4	Acções próprias (milhões)	0.3	0.3	-
Custos com benefícios Sociais	12.6	12.3	1.9%	+0	5.5	5.0	11%	+1	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	102.9	102.9	-
Outros custos operacionais (líquidos)	30.2	26.5	14%	+4	13.3	10.6	25%	+3	Euro/Real - Taxa de fim do período	2.31	2.40	4%
Custos Operacionais Líquidos (1)	195.5	183.2	6.7%	+12	85.8	73.5	17%	+12	Euro/Real - Taxa média do período	2.28	2.49	9%
EBITDA	451.8	412.7	9.5%	+39	198.2	165.6	20%	+33	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	11.0%		-
Provisões	2.0	4.3	-54%	-2	0.9	1.7	-49%	-1	Dívida Líquida / EBITDA (x)	1.16	1.13	
Depreciações e amortizações líquidas	83.2	86.1	-3.4%	-3	36.5	34.6	6%	+2	Custo Médio da Dívida (%)	9.40	8.40	100 pp
EBIT	366.6	322.2	14%	+44	160.8	129.3	24%	+31	Taxa de Juro (CDI)	10.40	9.10	130 pp
Result. da alienação de act. financ.	0.0	-	-	+0	0.0	-	-	+0	Empregados (#)	2,392	2,361	31
Resultados financeiros	(47.7)	(7.0)	586%	-41	(20.9)	(2.8)	650%	-18	Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1T11	1T10	Δ %
Resultados em associadas	(1.2)	(0.1)	-	-1	(0.5)	(0.0)	-	-1	Dívida líquida	2,101	1,864	13%
Resultados Antes de Impostos	317.7	315.2	0.8%	+3	139.3	126.5	10%	+13	Recebimentos futuros da actividade regulada	(36.3)	(5.5)	-555%
IRC e impostos diferidos	103.8	104.8	-1.0%	-1	45.5	42.1	8%	+3	Interesses não controláveis	4,786	4,550	5%
Taxa efectiva imposto (%)	33%	33%	-0.6 pp	-0	33%	33%	-0.6 pp	-0	Valor contabilístico	1,872	1,802	4%
Resultado líquido do exercício	213.9	210.4	1.7%	+4	93.8	84.4	11.1%	+9	Resultados Financeiros (R\$ M)	1T11	1T10	Δ %
Accionistas da Energias do Brasil	188.6	185.2	1.8%	+3	82.7	74.3	11.3%	+8	Juros financeiros líquidos	(58.2)	(23.5)	-147%
Interesses não controláveis	25.4	25.2	0.7%	+0	11.1	10.1	10%	+1	Custos capitalizados	21.9	27.3	-20%
Capex	143.6	98.4	46%	+45	63.0	39.5	60%	+24	Diferenças Cambiais	(4.7)	(15.0)	69%
									Outros	(6.7)	4.3	-
									Resultados Financeiros	(47.7)	(7.0)	-586%

No 1T11, o EBITDA da EDP Brasil aumentou 9% em moeda local, devido ao: (i) impacto positivo das revisões tarifárias na actividade de distribuição, (ii) crescimento da procura e (iii) vendas trimestrais normalizadas no 1T11 vs. vendas muito baixas no 1T10 na actividade de produção.

No 1T11, a contribuição da EDP Brasil para o EBITDA consolidado foi afectada positivamente pela apreciação de 9% do Real contra o Euro (impacto positivo de €17M no EBITDA).

Os resultados financeiros aumentaram R\$41M para -R\$48M suportado por aumento da dívida líquida e aumento do custo médio da dívida (de 8,4% no 1T10 para 9,4% no 1T11) devido à subida de 300bp da taxa de referência (Selic) para 11,75%. De realçar, que no 1T10 houve uma receita extraordinária relacionada com uma nova lei que perdoou o pagamento de custos financeiros de dívidas fiscais em atraso (R\$11M).

A dívida líquida da EDP Brasil em BRL aumentou 13% principalmente devido ao investimento de expansão na construção da central de carvão de Pecém. Os empréstimos associados a este investimento têm maturidades entre os 13 e os 17 anos. O prazo médio da dívida era de 5,3 anos em Mar-11. Em Mar-11, 100% da dívida estava denominado em moeda local ou protegida de variação cambial através de derivados. O peso da taxa de juro fixa da EDP Brasil era 66% em Mar-11.

Em suma, o resultado líquido da EDP Brasil no 1T11 aumentou 2% em moeda local suportado por uma performance operacional forte que compensou o impacto negativo dos resultados financeiros.

Em Mai-11, a EDP Brasil pagará um dividendo de R\$ 352,6M, correspondente a R\$2,22 por acção, valor superior em 19% ao distribuído em 2009.

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	422.6	400.6	5.5%	+22
Forn. e serviços externos	71.7	68.6	4%	+3
Custos com Pessoal	40.7	39.7	2.6%	+1
Custos com benefícios Sociais	10.7	11.5	-6%	-1
Outros custos operac. (Liq.)	26.3	28.7	-8%	-2
Custos Operacionais Líquidos (1)	149.4	148.5	0.6%	+1
EBITDA	273.1	252.2	8.3%	+21
Provisões	2.1	3.7	-44%	-2
Deprec. e Amortizações Líquidas	41.7	45.4	-8.0%	-4
EBIT	229.4	203.1	12.9%	+26

Na actividade de distribuição no Brasil, o EBITDA no 1T11 aumentou 8% relativamente ao 1T10. Excluindo o impacto dos desvios tarifários, o EBITDA cresceu 30% no período, principalmente devido a:

Aumento dos volumes de energia vendida e distribuída no 1T11: volume de energia vendida a clientes finais aumentou 3% no 1T11. No segmento residencial e comercial, o volume vendido cresceu 3% no 1T11 reflectindo essencialmente o aumento de 3% no número de clientes. No segmento industrial, o volume de energia vendida aumentou 2% no 1T11, reflectindo um cenário económico favorável, com expansão da produção industrial, principalmente na área de concessão da Escelsa: Extração Mineral (+5,0%), Químico (+6,7%) e Minerais não Metálicos (+12,4%). Relativamente à electricidade distribuída (mas não vendida) para clientes do mercado livre (essencialmente grandes consumidores industriais fornecidos directamente no mercado livre, a quem a EDP cobra tarifas de acesso de terceiros), o volume de electricidade distribuída aumentou 6% no 1T11 reflectindo o aumento de consumo na área de concessão da Escelsa.

Impacto positivo dos reajustes tarifárias anuais (Escelsa entre Ago-10 e Ago-11 e Bandeirante entre Out-10 e Out-11), que reflectem essencialmente actualizações anuais na base de custos (CPI-X) e repasse de custos não controláveis. Em Ago-10, a Escelsa iniciou um novo período regulatório de 3 anos (entre Ago-10 a Jul-13) com um retorno sobre o RAB fixado em 9,95% depois de impostos. Em Out-10, foi aprovado o reajuste tarifário da Bandeirante para o período entre Out-10 e Out-11 (+7,91%). Entretanto, a discussão sobre a nova metodologia para o terceiro ciclo de revisão tarifária, que começou em Set-10, resultou na publicação pela ANEEL de um draft com as alterações regulatórias onde se estabelece um novo retorno sobre o RAB em 7,57% após impostos. Dada a grande quantidade de informação recebida pelas distribuidoras, o regulador decidiu adiar uma decisão final até que todos os comentários sejam analisados e as mudanças/melhorias incorporadas. Assim, a ANEEL aprovou uma nova audiência pública para recolher comentários sobre as diretrizes a serem adoptadas nas revisões tarifárias das distribuidoras até que a nova metodologia para o terceiro ciclo de revisão tarifária seja finalizada e vai propor a manutenção dos actuais pressupostos para as revisões tarifárias que ocorrerem até à aprovação da metodologia final. Todos os pressupostos deste draft só serão aplicados no próximo período regulatório (a partir de Out-11 e Aug-13 para a Bandeirante e Escelsa, respectivamente).

Impacto de desvios tarifários ao nível da margem bruta inferiores no 1T11 relativamente ao 1T10. A margem bruta da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários face às receitas reguladas anuais. Os desvios tarifários passados que estão a ser recuperados pela EDP Brasil através das tarifas, ascenderam no 1T11 a R\$4M face a R\$30M no 1T10. Por outro lado, um desvio tarifário do período de R\$30M foi criado no 1T11 (contra um desvio tarifário de R\$27M no 1T10). Este desvio tarifário foi criado devido: (1) a um baixo custo de aquisição de energia devido ao aumento da produção de centrais hídricas e abaixo dos custos definidos pelo regulador na tarifa e (2) apreciação do real face ao dólar no 1T11, o que permitiu uma redução nos custos de aquisição de energia a Itaipu (custos em dólares). Consequentemente, os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram de R\$6M a devolver em Mar-10 para R\$36M em Mar-11 a devolver ao sistema pela EDP Brasil na próxima revisão anual tarifária.

Custos operacionais controláveis aumentaram 4% no período abaixo da inflação de 11%. Este crescimento é suportado por: (1) fornecimentos e serviços externos mais altos devido ao aumento dos custos de outsourcing de O&M na rede e serviços de TI devido à expiração de contratos antigos, (2) os custos com pessoal aumentaram 3% no período, como resultado da actualização salarial anual (5% em Nov-10). Os outros custos operacionais diminuíram 8% devido a: redução dos custos com provisões para clientes de cobrança duvidosa no 1T11 (-R\$7M), o que compensou o abate de alguns activos associados à actividade de distribuição.

O investimento operacional aumentou 51% no período para R\$72M, principalmente na Bandeirante e destinado a projectos de expansão de rede.

Margem Bruta	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória	406	346	17.3%	+60
Desvio Tarifário do Período (3)	30	27	10%	+3
Desvios Períodos Anteriores (2)	(4)	30	-	-34
Outros	(9)	(2)	317.7%	-7
Margem Bruta	423	401	5.5%	+22
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	(36)	(6)	-555%	-31
Clientes Ligados (Milhares)	2,767.5	2,679.9	3.3%	+88
Bandeirante	1,514.4	1,474.2	2.7%	+40
Escelsa	1,253.1	1,205.8	3.9%	+47
Electricidade Distribuída (GWh)	6,185	5,959	4%	+226
Bandeirante	3,641	3,547	2.7%	+95
Escelsa	2,544	2,413	5%	+131
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	2,339	2,216	6%	+124
Electricidade Vendida (GWh)	3,846	3,744	2.7%	+102
Bandeirante	2,307	2,220	3.9%	+87
Resid., Comerc. e Outros	1,546	1,471	5.1%	+75
Industrial	761	749	1.7%	+13
Escelsa	1,539	1,524	1.0%	+15
Resid., Comerc. e Outros	1,277	1,272	0.4%	+5
Industrial	262	252	4%	+10
Investimento e Custos Operac.	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	112.4	108.3	4%	+4
Custos control./cliente (R\$/cliente)	40.6	40.4	0.5%	+0
Custos control./km rede (R\$/km)	1.3	1.3	2.1%	+0
Empregados (#)	1,981	2,003	-1.1%	-22
Invest. Operacional (R\$M)	72.4	48.1	51%	+24
Rede de Distribuição (Km)	85.0	83.7	1.6%	+1

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Desvios tarifários que a EDP está a recuperar na actual tarifa, relacionados com montantes devidos pelo sistema, que tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta

(3) Estes desvios tarifários a serem gerados no actual período serão recuperados pela EDP através das tarifas no próximo ajustamento anual da tarifa.

(4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	207.2	182.6	13.5%	+25
Fornecimentos e serviços externos	13.7	12.4	11%	+1
Custos com pessoal	10.3	9.0	14.3%	+1
Custos com benefícios Sociais	0.7	0.6	23%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	0.8	2.8	-72%	-2
Custos Operacionais Líquidos (1)	25.4	24.7	3.0%	+1
EBITDA	181.8	157.9	15.1%	+24
Provisões	0.0	(0.5)	-	+1
Deprec. e amortizações líquidas	46.5	37.1	25.2%	+9
EBIT	135.3	121.3	11.5%	+14

Produção	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	207.2	182.6	13.5%	+25
Lajeado	72.9	72.7	0.4%	+0
Peixe Angical	78.4	63.2	24.0%	+15
Energst (15 centrais hídricas)	55.9	46.7	19.6%	+9
Capacidade Instalada - Hídrica (MW)	1,735	1,735	0.0%	+0
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	452	452	-	-
Energst (15 centrais hídricas)	380	380	0.0%	+0
Energia Vendida (GWh)	1,982	1,781	11.2%	+200
Lajeado	826	711	16.2%	+115
Peixe Angical	591	538	10.0%	+54
Energst (15 centrais hídricas)	564	533	5.9%	+31
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	126.2	119.1	5.9%	+7
Lajeado	110.6	103.5	6.9%	+7
Peixe Angical	157.4	149.7	5.1%	+8
Energst (15 centrais hídricas)	116.3	109.2	6.5%	+7
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	70.9	50.0	42%	+21
Manutenção	1.2	6.2	-81%	-5
Expansão	69.7	43.8	59%	+26
Pécem	65.7	35.8	83%	+30
Outros	3.9	8.0	-51%	-4
Empregados (#)	262	263	-0.4%	-1

Comercialização	1T11	1T10	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	16.0	11.0	46%	+5
Custos operacionais (R\$ M)	0.3	(3.9)	-	+4
EBITDA (R\$ M)	15.8	14.9	6%	+1
Vendas electricidade (GWh)	2,330	2,086	11.7%	+244
Número de clientes (#)	89	128	-30%	-39

O EBITDA da actividade de produção aumentou 15% no período, suportado pela alocação trimestral dos volumes contratados associados aos nossos contratos CAE, o que implicou maiores vendas de electricidade no 1T11.

O volume de electricidade vendida cresceu 11% no período. Em 2011, a alocação dos volumes contratados associados aos nossos contratos CAE foi definida pelos clientes no final de Dezembro e foi realizado dentro do limite estabelecido no contrato. Uma vez que no 4T10 houve um período de forte seca o que implicou uma diminuição da disponibilidade das centrais hídricas para níveis muito baixos e, consequentemente, um aumento do preço de mercado. Alertados para o risco de um cenário idêntico continuar nos primeiros meses de 2011, os clientes para se protegerem alocaram mais energia no 1S11. No entanto, no 1T11 a disponibilidade das centrais hídricas estava novamente a níveis idênticos ao 1T10 e, consequentemente, o preço de Mercado manteve-se ao nível dos preços praticados no 1T10 (R\$27,7/MWh no 1T10 vs. R\$25,5/MWh no 1T11).

O preço médio de venda aumentou 6% no período suportado por uma actualização dos contratos à inflação o que implicou um aumento da margem bruta em R\$25M. Toda a capacidade instalada da EDP Brasil é contratada sob CAE e com uma maturidade média de 15 anos.

Os custos operacionais líquidos aumentaram 3% no período abaixo da inflação registada.

As depreciações e amortizações líquidas aumentaram R\$9M para R\$47M devido "write-off" de custos de desenvolvimento de projectos de pipeline da produção (biomassa). Este custo já estava registado ao nível da EDP Brasil.

O investimento operacional aumentou 42% no 1T11 para R\$71M. O investimento operacional de expansão representa 98% do investimento operacional total, dos quais 94% se referem à construção da central a carvão de Pécem. O início da operação é esperado para o final de 2011, tendo a EDP Brasil já investido R\$1,245M até Mar-11. O investimento operacional de expansão em "Outros" está relacionado com a repotenciação de Mascarenhas (18MW), cuja conclusão está prevista para 2012.

Na **central de carvão Pécem**, a EDP Brasil detém uma parceria de 50% com a MPX Mineração e Energia (consolidação proporcional). As condições contratadas incluem a disponibilidade de uma capacidade instalada de 615MW a partir de Janeiro de 2012 por um prazo de 15 anos e um EBITDA estimado de R\$240M no primeiro ano de funcionamento com "repassé" dos custos de combustível. Este projecto será financiado em 75% com dívida de longo prazo, que já está contratada.

Em Out-10, a EDP Brasil adquiriu 2 projectos de construção de centrais mini-hídricas no Mato Grosso, pertencentes ao Grupo Bertin, totalizando 49,5MW de capacidade instalada e 27,5MW médios de energia assegurada. O início da construção das centrais está previsto para Março de 2011, com entrada em operação esperada em Dezembro de 2012. O investimento total estimado é de R\$306M.

A actividade de trading e comercialização é desempenhada pela subsidiária Enertrade no mercado livre através do fornecimento de energia a grandes clientes industriais sem incorrer em riscos materiais no mercado energético. No 1T11, o **EBITDA aumentou 6% para R\$16M** relativamente ao período homólogo, devido ao: (1) aumento do volume comercializado em 12% e (2) aumento da margem de comercialização em 15%.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1711 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	246.0	236.4	461.6	254.2	283.9	(50.5)	1,431.4
Fornecimentos e serviços externos	22.7	60.5	104.0	55.1	41.1	(74.8)	208.3
Custos com pessoal	18.6	22.7	43.5	11.5	25.9	25.0	147.2
Custos com benefícios sociais	5.5	1.9	19.2	0.6	5.5	(0.9)	31.7
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	1.3	20.2	19.3	(33.1)	13.3	15.3	36.0
Custos Operacionais	48.1	105.4	186.0	34.0	85.8	(35.5)	423.2
EBITDA	197.9	131.0	275.7	220.1	198.2	(15.0)	1,008.2
Provisões	(0.0)	1.1	6.6	(0.3)	0.9	(5.9)	2.4
Depreciações e amortizações líquidas (1)	43.9	56.4	84.4	119.1	36.5	17.7	358.0
EBIT	154.0	73.5	184.6	101.3	160.8	(26.8)	647.7

1710 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	264.4	260.4	461.9	219.2	239.1	(42.5)	1,402.3
Fornecimentos e serviços externos	23.8	61.5	101.4	42.5	35.9	(70.7)	194.2
Custos com pessoal	19.2	21.4	47.9	12.9	22.0	27.1	150.5
Custos com benefícios sociais	5.8	1.8	21.0	0.4	5.0	(1.1)	32.8
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	1.8	8.9	59.3	(21.1)	10.6	26.0	85.2
Custos Operacionais	50.6	93.7	229.5	34.7	73.5	(18.7)	462.7
EBITDA	213.8	166.7	232.4	184.5	165.6	(23.9)	939.6
Provisões	(0.3)	0.3	0.4	(0.0)	1.7	8.0	10.1
Depreciações e amortizações líquidas (1)	57.8	53.1	84.3	94.0	34.6	17.2	340.9
EBIT	156.4	113.3	147.8	90.6	129.3	(49.0)	588.6

(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11
Receitas de electricidade	3,118.7	2,927.8	3,100.3	3,389.8	3,558.4	-	-	-
Receitas de gás	336.8	284.3	330.5	396.6	418.9	-	-	-
Outras Receitas	38.8	56.3	45.2	145.7	37.7	-	-	-
Proveitos Operacionais	3,494.3	3,268.4	3,476.0	3,932.1	4,015.0	-	-	-
Electricidade	1,688.5	1,558.2	1,700.7	1,860.8	2,032.0	-	-	-
Gás	221.4	193.9	211.8	318.2	334.9	-	-	-
Combustíveis	172.4	176.4	270.2	318.2	191.3	-	-	-
Materiais diversos e mercadorias	9.7	13.2	27.7	25.1	25.4	-	-	-
Custos Directos da Actividade	2,092.0	1,941.7	2,210.5	2,522.3	2,583.6	-	-	-
Rédito associado a activos afectos a concessões	84.4	85.4	56.5	165.8	86.3	-	-	-
Encargos com activos afectos a concessões	(84.4)	(85.4)	(56.5)	(165.8)	(86.3)	-	-	-
Margem Bruta	1,402.3	1,326.7	1,265.5	1,409.8	1,431.4	-	-	-
Fornecimentos e serviços externos	194.2	210.4	217.1	240.6	208.3	-	-	-
Custos com pessoal	150.5	145.9	139.5	139.5	147.2	-	-	-
Custos com benefícios sociais	32.8	28.1	28.5	64.0	31.7	-	-	-
Outros custos operacionais (líquidos)	85.2	51.1	60.5	3.7	36.0	-	-	-
Custos Operacionais	462.7	435.4	445.6	447.8	423.2	-	-	-
EBITDA	939.6	891.2	820.0	962.0	1,008.2	-	-	-
Provisões	10.1	29.2	29.0	35.3	2.4	-	-	-
Depreciações e amortizações líquidas (1)	340.9	364.3	374.6	367.0	358.0	-	-	-
EBIT	588.6	497.7	416.4	559.8	647.7	-	-	-
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	5.8	(1.0)	(2.2)	58.2	0.2	-	-	-
Resultados financeiros	(118.1)	(114.8)	(115.0)	(137.1)	(133.5)	-	-	-
Resultados em associadas	6.9	6.2	5.2	5.1	5.8	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	483.2	388.1	304.4	486.1	520.3	-	-	-
IRC e Impostos diferidos	129.0	102.9	73.6	121.7	123.4	-	-	-
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	354.2	285.2	230.8	364.4	396.9	-	-	-
Accionistas da EDP	309.2	255.6	209.5	304.7	342.4	-	-	-
Interesses não controláveis	45.0	29.6	21.3	59.8	54.5	-	-	-

(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1711 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Margem Bruta	396.2	65.6	254.2	376.4	105.6	283.9	(50.5)	1,431.4
Fornecimentos e serviços externos	36.9	41.3	55.1	92.2	16.6	41.1	(74.8)	208.3
Custos com pessoal	28.6	11.9	11.5	36.4	7.9	25.9	25.0	147.2
Custos com benefícios sociais	5.9	1.5	0.6	19.0	0.2	5.5	(0.9)	31.7
Outros Custos Operacionais (Líquido)	12.8	5.4	(33.1)	19.3	3.1	13.3	15.3	36.0
Custos Operacionais	84.3	60.0	34.0	166.9	27.7	85.8	(35.5)	423.2
EBITDA	312.0	5.5	220.1	209.5	77.9	198.2	(15.0)	1,008.2
Provisões	(2.0)	3.2	(0.3)	6.9	(0.3)	0.9	(5.9)	2.4
Depreciações e amortizações líquidas (1)	96.1	4.0	119.1	66.9	17.7	36.5	17.7	358.0
EBIT	217.9	(1.6)	101.3	135.7	60.5	160.8	(26.8)	647.7

1710 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Margem Bruta	446.1	58.2	219.2	382.5	99.8	239.1	(42.5)	1,402.3
Fornecimentos e serviços externos	38.6	41.1	42.5	92.1	14.6	35.9	(70.7)	194.2
Custos com pessoal	28.2	11.6	12.9	40.8	7.9	22.1	27.1	150.5
Custos com benefícios sociais	6.2	1.4	0.4	20.8	0.2	5.0	(1.2)	32.8
Outros Custos Operacionais (Líquido)	8.7	1.0	(21.1)	56.5	3.5	10.6	26.0	85.2
Custos Operacionais	81.6	55.0	34.7	210.3	26.3	73.5	(18.7)	462.7
EBITDA	364.5	3.1	184.5	172.2	73.5	165.6	(23.9)	939.6
Provisões	0.1	(0.1)	(0.0)	0.4	0.0	1.7	8.0	10.1
Depreciações e amortizações líquidas (1)	106.1	4.6	94.0	66.8	17.6	34.6	17.2	340.9
EBIT	258.3	(1.4)	90.6	105.0	55.9	129.3	(49.0)	588.6

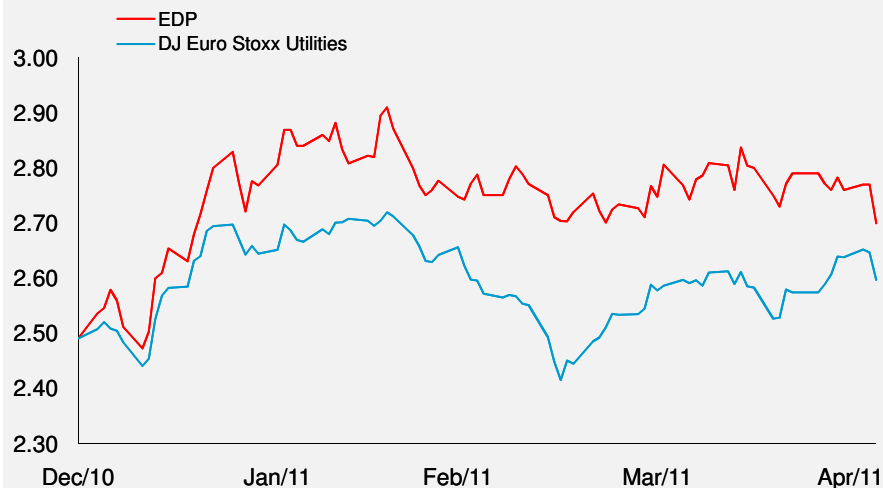
(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.



Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



Principais Eventos EDP

Jan-13: EDP recebe primeira parcela do fundo de amortização do défice de eletricidade em Espanha

Jan-25: EDP emite obrigações no montante de 750 milhões de euros a 5 anos

Jan-31: EDP emite obrigações no montante de 230 milhões de francos suíços a 3 anos

Fev-14: Comunicação de participação qualificada: Alliancebernstein L.P.

Mar-15: Renúncia de membro do Conselho Geral e de Supervisão

Mar-17: Moody's baixa rating da EDP para 'baa1' atribuindo outlook estável

Mar-25: Fitch baixa rating da EDP para 'A-' colocando-o sob vigilância negativa

Mar-28: Standard & Poor's baixa rating da EDP para 'BBB' com vigilância negativa

Mar-30: EDP Renováveis reforça posição em Espanha e aumenta para 100% a sua participação na Genesa

Abr-1: Standard & Poor's mantém rating da EDP em 'BBB' com outlook negativo

Abr-4: Fitch baixa rating da EDP para 'BBB+' mantendo-o sob vigilância negativa

Abr-6: Moody's coloca rating "baa1" da EDP sob vigilância negativa

Abr-14: Assembleia Geral Anual

Abr-26: Indicação do representante da José de Mello Energia no Conselho Geral e de Supervisão

Abr-27: Anúncio de pagamento de dividendos no dia 13 de Maio (€0,17/acção – dividendo bruto)

Abr-28: Indicação do representante da Parpública no Conselho Geral e de Supervisão

EDP em Bolsa	YTD	52W (04-05-2011)	2010
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	2.700	2.700	2.491
Max	2.920	2.920	3.185
Min	2.470	2.376	2.376
Média	2.743	2.599	2.652
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	1.571	5.516	6.305
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	18	21	24
Volume Transaccionado (milhões de acções)	572	2.122	2.378
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6.5	8.1	9.1

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	1T11	1T10	Δ MW	Δ %	Produção de Electricidade (GWh)	1T11	1T10	Δ GWh	Δ %
CAE/CMEC	6,221	6,931	-710	-10.2%	CAE/CMEC	4,954	6,081	-1,127	-19%
Hídrico	4,094	4,094	-	-	Hídrico	4,092	5,325	-1,233	-23%
Rio de água	1,860	1,860	-	-	Rio de água	2,920	3,403	-483	-
Albufeira	2,234	2,234	-	-	Albufeira	1,172	1,922	-750	-
Carvão	1,180	1,180	-	-	Carvão	864	754	110	15%
Sines	1,180	1,180	-	-	Sines	864	754	110	-
Fuel	946	1,657	-710	-	Fuel	-3	2	-5	-
Setúbal	946	946	-	-	Setúbal	-3	-2	-1	-
Carregado	-	710	-710	-	Carregado	-	4	-4	-
Regime Especial (Ex-Eólico)	470	471	-2	-0.4%	Regime Especial (Ex-Eólico)	681	747	-66	-9%
Mini-Hídricas	160	160	-0	-	Mini-Hídricas	224	278	-54	-
Cogeração+Resíduos	275	275	1	-	Cogeração+Resíduos	411	424	-13	-
Biomassa	35	37	-2	-	Biomassa	46	45	1	-
Produção Liberalizada de Electricidade	7,137	6,023	1,114	19%	Produção Liberalizada de Electricidade	4,485	3,956	530	13%
Hídrico	910	910	-	-	Hídrico	783	957	-174	-18%
Portugal	484	484	-	-	Portugal	501	581	-80	-
Espanha	426	426	-	-	Espanha	282	376	-94	-
Carvão	1,460	1,460	-	-	Carvão	1,048	737	311	42%
Aboño I	342	342	-	-	Aboño I	278	432	-154	-
Aboño II	536	536	-	-	Aboño II	724	89	635	-
Soto Ribera II	236	236	-	-	Soto Ribera II	-2	179	-180	-
Soto Ribera III	346	346	-	-	Soto Ribera III	47	37	10	-
CCGT	3,736	3,276	460	14%	CCGT	2,341	1,959	382	20%
Ribatejo (3 grupos)	1,176	1,176	-	-	Ribatejo (3 grupos)	568	789	-221	-
Lares (2 grupos)	863	863	-	-	Lares (2 grupos)	894	312	583	-
Castejón (2 grupo)	843	811	32	-	Castejón (2 grupo)	346	565	-219	-
Soto IV (1 grupo)	426	426	-	-	Soto IV (1 grupo)	390	293	98	-
Soto V (1 grupo)	428	-	428	-	Soto V (1 grupo)	142	-	-	-
Nuclear	156	156	-	0%	Nuclear	313	303	10	3%
Trillo	156	156	-	-	Trillo	313	303	10	-
Fuel	875	221	654	296%	Fuel	0	0	-0	-
Tunes + Carregado	875	221	654	-	Tunes + Carregado	0	0	-0	-
Eólico (Maior detalhe na página 16)	6,625	5,567	1,058	19%	Eólico	4,421	3,639	782	21%
Europa	3,388	2,930	458	-	Europa	1,985	1,856	129	-
EUA	3,224	2,624	600	-	EUA	2,430	1,777	653	-
Brasil	14	14	-	-	Brasil	6	6	-1	-
Brasil (Ex-Eólico)	1,735	1,735	0	0.0%	Brasil (Ex-Eólico)	2,530	2,171	358	16.5%
Hídrico	1,735	1,735	0	0.0%	Hídrico	2,530	2,171	358	16.5%
Lajeado	903	903	-	-	Lajeado	1,260	1,077	184	-
Peixe Angical	452	452	-	-	Peixe Angical	770	650	120	-
Energest	380	380	0	-	Energest	499	445	55	-
TOTAL	22,188	20,728	1,460	7%	TOTAL	17,071	16,594	477	3%

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1T11	1T10	Δ GWh	Δ %
Portugal	12,208	12,241	-34	-0.3%
Muito Alta Tensão	446	310	136	43.8%
Alta / Média Tensão	5,104	5,065	39	0.8%
Baixa Tensão	6,658	6,866	-208	-3.0%
Espanha	2,571	2,516	55	2.2%
Alta / Média Tensão	1,820	1,747	73	4.2%
Baixa Tensão	751	769	-18	-2.3%
Brasil	6,185	5,959	226	3.8%
Clientes Livres	2,339	2,216	124	5.6%
Industrial	1,023	1,001	22	2.2%
Residencial, Comercial & Outros	2,823	2,743	80	2.9%
TOTAL	20,963	20,716	247	1.2%

Clientes Ligados (mil)	1T11	1T10	Abs. Δ	Δ %
Portugal	6,148	6,126	21.7	0.4%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0.2	0.9%
Baixa Tensão Especial	34	33	0.3	0.8%
Baixa Tensão	6,090	6,069	21.2	0.3%
Espanha	652	646	6.5	1.0%
Finais	347	412	-64.5	-16%
Acesso	305	234	71.0	30%
Brasil	2,767	2,680	87.6	3.3%
Bandeirante	1,514	1,474	40.3	2.7%
Escelsa	1,253	1,206	47.3	3.9%
TOTAL	9,568	9,452	115.8	1.2%

Redes	1T11	1T10	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	328,555	324,884	3,672	1.1%
Portugal	220,931	219,280	1,651	0.8%
Espanha	22,639	21,944	695	3.2%
Brasil	84,985	83,660	1,326	1.6%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal ⁽²⁾	-2.7%	-3.3%	0.6 pp	
Espanha	-3.8%	-4.4%	0.6 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10.9%	-11.0%	0.1 pp	
Técnicas	-5.3%	-5.3%	-0.0 pp	
Comerciais	-5.6%	-5.8%	0.1 pp	
Escelsa	-13.4%	-15.2%	1.8 pp	
Técnicas	-8.2%	-8.4%	0.2 pp	
Comerciais	-5.2%	-6.7%	1.6 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1T11	1T10	Δ GWh	Δ %
Portugal	2,054	1,920	135	7.0%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	701	915	-214	-23%
Média Pressão (P > 4 Bar)	1,343	993	350	35%
GPL	10	12	-1	-11%
Espanha	14,485	12,460	2,025	16%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	8,194	7,565	630	8.3%
Média Pressão (P > 4 Bar)	6,291	4,895	1,395	29%
TOTAL	16,539	14,380	2,159	15%

Pontos de Abastecimento (mil)	1T11	1T10	Abs. Δ	Δ %
Portugal	251.8	229.2	22.7	10%
Finais	251.2	229.0	22.1	10%
Acesso	0.7	0.1	0.5	385%
Espanha	984.8	969.4	15.4	2%
Finais	-	-	-	-
Acesso ⁽¹⁾	984.8	969.4	15.4	2%
TOTAL	1,236.6	1,198.5	38.1	3%

Redes	1T11	1T10	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	13,850	12,618	1,232	10%
Portugal	3,853	3,547	306	8.6%
Espanha	9,997	9,071	926	10%
Distribuição ⁽¹⁾	9,580	8,684	896	10%
Transporte	417	387	30	7.9%

(1) Inclui a contribuição dos activos regulados adquiridos à Gas Natural

(2) Exclui MAT

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 1T11

Jan: A EDP no Brasil e o Instituto EDP, com objetivo de colaborar na recolha de bens para as vítimas das fortes chuvas, enchentes e desmoronamentos em diversos estados do país, principalmente nas áreas de concessão do Grupo como São Paulo e Espírito Santo, lança a campanha 'SOS Brasil';

Fev: EDP Renováveis no Brasil recebe prémio de "empresa mais inovadora";

Fev: Pelo quarto ano consecutivo é distinguida na publicação mundial, "Sustainability Yearbook 2011" da SAM, obtendo a classificação de ouro;

Fev: A EDP assinou um acordo de projeto e um contrato em regime chave na mão com vários parceiros, para a implantação do primeiro *WindFloat* à escala real, equipado com um aerogerador *offshore* Vestas V80 de 2 megawatts (MW);

Mar: EDP lança o novo programa de Voluntariado, que prevê que cada colaborador tire 4 horas por mês para aderir à equipa de voluntariado da EDP.

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2006)

	1T11	1T10	Δ %
Índice de Sustentab.	134	133	0.8%
Comp. Ambiental Peso %	156 36%	155 36%	0.5%
Comp. Económica Peso %	119 33%	120 33%	-1.3%
Comp. Social Peso %	126 31%	121 31%	3.4%

Este índice de sustentabilidade foi desenvolvido pela EDP e tem por base 26 indicadores de desempenho na área da sustentabilidade. (www.edp.pt/sustentabilidade/abordagemasustentabilidade/)

Métricas Económicas

	1T11	1T10	Δ %
Valor Económico (€M)⁽¹⁾			
Directo Gerado	4,335	3,389	28%
Distribuído	3,564	2,485	43%
Acumulado	771	904	-15%

Métricas Sociais

	1T11	1T10	Δ %
Empregados^(c)	11,963	12,037	-0.6%
Formação (horas forma)	82,971	97,277	-15%
Acidentes em Serviço	8	11	-27%
Índ. Gravidade EDP (Tg)	123	108	14%
Índ. Frequência EDP (Tf)	1.45	2.06	-30%
Índ. Frea. EDP+PSE ^(f) (Tf)	3.03	3.16	-3.9%

Métricas Ambientais

	1T11	1T10	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt)^(a)			
CO ₂	3,514.5	2,637.4	33%
NOx	2.9	3.1	-6%
SO ₂	1.7	3.1	-44%
Partículas	0.165	0.152	9%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO ₂	203.21	156.93	29%
NOx	0.17	0.18	-9%
SO ₂	0.10	0.19	-46%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO₂ eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	3,524	-	-
Emissões indirectas (Âmbito 2)	447	-	-
Consumo de Energia Primária (TJ)^(b)	41,454	32,712	27%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	69%	66%	2 pp
Utilização de Água (10³ m³)	284,224	207,877	37%
Total Resíduos (t)^(e)	93,443	84,834	10%
Despesas Ambientais (€ mil)	15,974	13,161	21%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	0.0	3.0	-

(a) Excluindo frota automóvel.

(b) Incluindo frota automóvel.

(c) Excluindo Órgãos Sociais.

(d) Inclui vapor (1.504 GWh: 1T11 vs. 1.800 GWh: 1T10).

(e) Resíduos encaminhados para destino final.

(f) PSE: Prestadores de Serviços Externos.

*Sistema Comunitário de Eco-Gestão e Auditoria

Métricas Ambientais - Emissões de CO₂

	Absoluto (ktCO ₂)		Específicas (t/MWh)		Produção ^(d) (GWh)	
	1T11	1T10	1T11	1T10	1T11	1T10
Emissões de CO₂						
PPA/CMEC	872	716			862	756
Carvão	868	701	1.00	0.93	864	754
Fuel Oil & Gás Natural	4	15	(1.49)	6.82	(3)	2
Produção Liberalizada	2,335	1,794			3,389	2,696
Carvão	1,448	1,025	1.38	1.39	1,048	737
CCGT	888	769	0.38	0.39	2,341	1,959
Regime Especial	307	127	0.31	0.13	997	1,010
Produção Térmica	3,514	2,637	0.67	0.59	5,248	4,462
Produção Livre de Emissões de CO₂					12,050	12,344
Total Emissões de CO₂			0.20	0.16	17,298	16,806

(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + ganhos/perdas na alienação de activos financeiros + outros proveitos financeiros + outros custos financeiros + ganhos/perdas em associadas.

Valor Económico Distribuído (VED): Volume de negócios - resultado operacional bruto - imposto sobre o rendimento corrente - dividendos; Valor Económico Acumulado: VEP - VED