



## **Resultados 9M10**

### **Direcção de Relação com Investidores**

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

Tel: +351 21 001 2834  
Email: [ir@edp.pt](mailto:ir@edp.pt)  
Site: [www.edp.pt](http://www.edp.pt)

[www.edp.pt](http://www.edp.pt)

**Lisboa, 4 de Novembro de 2010**

# Índice



## Performance Financeira Consolidada

<b>Destaques</b> .....	<b>- 3 -</b>
<b>Decomposição do EBITDA</b> .....	<b>- 4 -</b>
<b>Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA</b> .....	<b>- 5 -</b>
<b>Investimento Operacional</b> .....	<b>- 6 -</b>
<b>Cash Flow</b> .....	<b>- 7 -</b>
<b>Balanço</b> .....	<b>- 8 -</b>
<b>Dívida Financeira Líquida</b> .....	<b>- 9 -</b>

## Áreas de Negócio

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

## Destaques



Demonstração Resultados (€ M) (3)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>3.994</b>	<b>3.679</b>	<b>8,6%</b>	<b>+316</b>
Fornecimentos e serviços externos	622	530	17%	+92
Custos com pessoal	436	408	6,8%	+28
Custos com benefícios sociais	89	110	-19%	-21
Rendas de concessão	188	186	0,8%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	9	17	-47%	-8
<b>Custos Operacionais</b>	<b>1.344</b>	<b>1.252</b>	<b>7,3%</b>	<b>+92</b>
<b>EBITDA</b>	<b>2.651</b>	<b>2.427</b>	<b>9,2%</b>	<b>+224</b>
Provisões	68	34	101%	+34
Depreciações e amortizações líquidas (1)	1.080	921	17%	+159
<b>EBIT</b>	<b>1.503</b>	<b>1.472</b>	<b>2,1%</b>	<b>+31</b>
Result. da alienação de act. financ.	3	31	-92%	-28
Resultados financeiros	(348)	(379)	8,3%	+31
Resultados em associadas	18	21	-12%	-3
<b>Resultado Antes de Impostos</b>	<b>1.176</b>	<b>1.144</b>	<b>2,7%</b>	<b>+31</b>
IRC e Impostos diferidos	306	309	-1,2%	-4
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	870	835	4,2%	+35
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>774</b>	<b>748</b>	<b>3,5%</b>	<b>+26</b>
Interesses minoritários	96	87	10%	+9

Dados-chave Operacionais	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.173	12.067	0,9%	+106
Capacidade instalada (MW)	21.318	19.145	11%	+2.173

Dados-chave Financeiros (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
FFO	2.075	1.798	15%	+277
Investimento operacional	1.959	2.528	-23%	-569
Manutenção	506	441	15%	+64
Expansão	1.453	2.087	-30%	-634
Investimentos financeiros Líquidos	-10	23	-	-33

Dados-chave de Balanço (€ M)	Set-10	Dez-09	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	7.521	7.294	3,1%	+227
Dívida líquida	16.246	14.007	16%	+2.240
Receb. futuros da actividade regulada	1.128	596	89%	+532
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,6x	4,2x	9,4%	+0,4
Dívida líquida ajustada (2) /EBITDA (x)	4,3x	3,9x	9,7%	+0,4

**O EBITDA cresceu 9% (+€224M), para €2.651M nos 9M10, suportado por: (1) +28% (+€108M) no Brasil,** impulsionado pela apreciação do Real em 22% (+€89M), pela retoma da procura e pelo impacto positivo dos ajustamentos tarifários anuais da Bandeirante e Escelsa; **(2) +28% (+€105M) na actividade eólica** suportada pela superior capacidade instalada (+27%) e um preço médio de venda 2% mais alto; e **(3) +12% (+€71M) nas redes reguladas,** impulsionado pelas actividades reguladas de gás (+€53M, decorrente do início de consolidação dos activos adquiridos à Gas Natural e de maiores proveitos regulados, em Espanha e Portugal). Excluindo o impacto cambial, (+€89M do Brasil, €6M nos EUA), o EBITDA cresceu 5% vs 9M09.

**Nos 9M10, 86% do EBITDA teve origem em actividades reguladas e contratadas a longo prazo,** reflectindo a manutenção de um perfil de baixo risco na nossa actividade operacional. Por sua vez, o EBITDA das actividades liberalizadas decresceu 23%, penalizado (i) pela forte base de comparação nos 9M09, a qual resultou numa quebra, conforme esperado, da margem bruta unitária e por (ii) menores oportunidades de arbitragem no 3T10. **Para 2010, a EDP tem já 29TWh de vendas estimadas contratadas (representando um crescimento de 38% face ao ano de 2009), a preços que rondam €50/MWh e margens térmicas perto de €10/MWh. Para 2011, a EDP contratou mais de 12TWh de vendas de electricidade (cerca de 65% da produção esperada), com preços e margens em linha com os contratados para 2010.**

**Os custos operacionais** subiram 7% (+€92M) reflectindo: (1) a apreciação do Real/US dólar (+€44M); (2) aumento de actividade nas áreas de produção (+11% de capacidade instalada) e comercialização (+57% de volumes); e (3) consolidação dos activos adquiridos à Gas Natural.

**O EBIT subiu 2% (+€31M), para €1.503M,** suportado por uma subida de 20% nas provisões, depreciações e amortizações líquidas, essencialmente decorrentes de (i) aumento de capacidade instalada em 11%, (ii) impacto cambial e (iii) perímetro de consolidação alargado.

**Os custos financeiros líquidos** recuaram 8% (-€31M), para €348M, influenciados por juros líquidos mais baixos (-9%, -€38M), decorrentes da descida do custo médio da dívida em 50p.b., de 4,0% nos 9M09 para 3,5% nos 9M10. Os **interesses minoritários** cresceram 11% para €96M nos 9M10, fruto da maior contribuição da Energias do Brasil resultante da venda de acções próprias no 4T09. O **resultado líquido** atribuível aos accionistas da EDP subiu 4%, para €774M no 9M10, penalizado por menores ganhos de capital. Ajustado de ganhos de capital, o resultado líquido cresceu 8% nos 9M10, suportado pela sólida performance operacional e financeira.

**A dívida líquida subiu de €14,0MM em Dez-09 para €16,2MM em Set-10,** reflectindo: (1) €1,5MM investido em projectos de expansão, essencialmente relacionado com nova capacidade de produção (hídrica e eólica); (2) +€0,9MM na dívida líquida relacionado com activos regulatórios (+€0,5MM impulsionado pelo aumento de défice tarifário em Espanha e por menores desvios tarifários a devolver à tarifa na distribuição; +€0,4MM decorrente de pagamento de imposto resultante da venda em 2009 do direito de receber os défices tarifários em Portugal). Até Set-10, a EDP despendeu €1,4MM em 3.439MW de nova capacidade actualmente em construção (77% dos quais hídrica e eólica). Excluindo activos regulatórios, o rácio dívida líquida/EBITDA da EDP aumentou de 3,9x para 4,3x, penalizado pelo montante despendido em nova capacidade em construção. **O FFO cresceu 15% nos 9M10 para €2.075M** em resultado de: (1) +11% da capacidade instalada; (2) recuperação da procura de electricidade; (3) consolidação dos activos de gás adquiridos à Gás Natural; e (4) diminuição do custo médio da dívida.

Em Set-10, a EDP detinha uma **posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €3,9MM,** permitindo cobrir as nossas necessidades de financiamento esperadas em 2012. Em Out-10, a Standard & Poor's confirmou o rating em A- com outlook negativo, a Moody's manteve o rating em 'A3' atribuindo outlook estável em Jul-10 e a Fitch reafirmou o rating em 'A-' atribuindo outlook estável em Jun-10.

Face à falta de visibilidade do mercado eólico dos EUA, a EDP decidiu cortar o seu objectivo de capex para 2011 e 2012, de uma média de €2,4MM para uma média €2,1MM (€2,2MM em 2011 e €2,0MM em 2012).

(1) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados

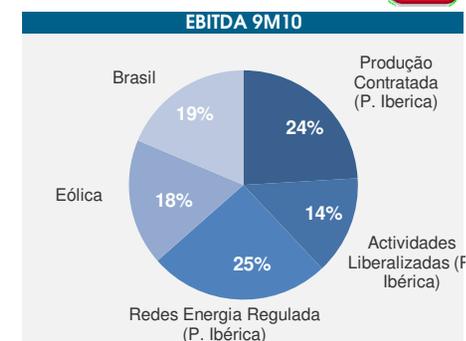
(2) Excluindo recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada.

(3) Os impactos da adopção da IFRIC 12 são apresentados na página 34

## Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10	2T10	3T10	4T10
Produção Contratada LP	638,5	610,6	4,6%	+28	216,4	203,8	190,4	214,8	213,8	208,4	216,3	-
Actividades Liberalizadas	368,3	478,0	-23%	-110	163,2	131,4	183,3	163,8	161,6	118,5	88,2	-
Redes Reguladas P. Ibérica	678,3	607,3	12%	+71	218,4	191,0	197,9	223,0	237,6	226,5	214,3	-
Eólico	473,1	368,5	28%	+105	154,4	116,4	97,7	174,0	184,5	158,4	130,2	-
Brasil	495,1	387,0	28%	+108	111,9	124,0	151,0	163,2	165,6	175,6	153,9	-
Outros	(2,6)	(24,3)	89%	+22	(15,2)	(5,3)	(3,8)	(3,1)	(23,6)	3,9	17,1	-
<b>Consolidado</b>	<b>2.650,8</b>	<b>2.427,1</b>	<b>9,2%</b>	<b>+224</b>	<b>849,1</b>	<b>761,4</b>	<b>816,6</b>	<b>935,8</b>	<b>939,6</b>	<b>891,2</b>	<b>820,0</b>	-



O EBITDA consolidado do Grupo EDP aumentou 9% no período (+€224M) para €2.651M nos 9M10, impulsionado pelas nossas operações no Brasil (+€108M), pela actividade da EDP Renováveis (+€105M) e pelas redes reguladas (+€71M). Excluindo o impacto cambial (+€89M do Brasil e +€6M da actividade eólica nos EUA), o EBITDA aumentou 5%.

**PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA** – O EBITDA aumentou 5% no período (+€28M) para €639M nos 9M10 reflexo, por um lado, dos impactos positivos provenientes: i) de um aumento dos resultados obtidos com a compra de combustíveis (ganho de €8M nos 9M10 vs. perda de €35M nos 9M09); ii) de um aumento da produção das nossas mini-hídricas (+94% no período); e iii) de um aumento da capacidade instalada em regime especial (+21MW de biomassa; +25MW de cogeração); e, por outro, dos impactos negativos originados: iv) pelo descomissionamento da nossa central a fuel óleo do Barreiro (-€13M).

**ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA** – O EBITDA das actividades liberalizadas recuou 23% no período (-€110M) para €368M nos 9M10, penalizado por uma forte base de comparação, uma vez que o EBITDA dos 9M09 beneficiou fortemente da nossa estratégia de cobertura. No 3T10, o EBITDA das actividades liberalizadas caiu 26% em relação ao 2T10, reflectindo uma contracção adicional das margens de comercialização de gás, um aumento dos custos de produção, uma redução da procura de serviços complementares e menores ganhos de arbitragem através da compra de electricidade na *pool*.

**REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA** – O EBITDA subiu 12% no período (+€71M) suportado: i) pelas actividades reguladas de gás, cujo EBITDA cresceu €53M para €167M nos 9M10, consequência da consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural (+€32M); e ii) por um aumento das receitas reguladas das actividades de gás na Península Ibérica e de distribuição e comercialização de electricidade em Portugal (+€39M ajustados dos activos adquiridos à Gas Natural). O EBITDA da distribuição de electricidade e comercialização de último recurso em Portugal (c65% do EBITDA total das redes reguladas na P. Ibérica) subiu 5%, reflectindo um aumento de 1% da margem bruta regulada (+€11M) e uma diminuição de 2% dos custos operacionais.

**EÓLICO** – O EBITDA da EDP Renováveis subiu 28% no período (+€105M) reflectindo um aumento de 35% (+€152M) da margem bruta, explicado por: i) um crescimento de 27% da capacidade instalada; ii) um factor médio de utilização relativamente estável de 28%; iii) uma subida de 35% da produção eólica; e iv) um aumento de 2% do preço médio de venda para €60/MWh nos 9M10. Os custos operacionais subiram €48M devido ao crescimento das operações. Na **Europa**, o EBITDA cresceu 33% (+€76M), tendo a produção eólica aumentado 43%, com base num aumento de 19% da capacidade instalada e num factor médio de utilização superior (+2pp para 26% nos 9M10), enquanto a tarifa média recuou 6%, penalizada pelo mercado Espanhol (-10%). Nos **EUA**, o EBITDA subiu 20% (+€30M) com base num aumento de 28% da produção eólica (+35% de capacidade instalada), mitigado por um factor médio de utilização inferior (-1pp para 30% nos 9M10) decorrente de fracos recursos eólicos. O preço médio de venda nos EUA subiu 3%, reflexo: i) de um aumento de 5% do preço médio dos CAE, para USD55/MWh; e ii) de uma subida de 30% do preço médio da produção vendida em mercado, para USD34/MWh.

**BRASIL** – O EBITDA aumentou 28% no período (+€108M), suportado por uma apreciação de 22% do Real contra o Euro (+€89M). Em moeda local, o EBITDA subiu 5% devido: i) à forte recuperação da procura de electricidade nas nossas áreas de concessão (o volume de electricidade vendida subiu 7%); ii) ao impacto positivo das actualizações tarifárias anuais na Escelsa (Ago-09) e na Bandeirante (Out-09); e iii) ao impacto positivo dos desvios tarifários na actividade de distribuição (€32M nos 9M10 vs. €14M nos 9M09). O EBITDA das actividades de produção (+1% no período) reflecte um aumento de 1% da margem bruta, consequência de uma subida de 2% dos volumes de electricidade vendida e de um preço médio de venda estável.

De notar que no 3T10, a EDP Soluções comerciais, a nossa plataforma de serviços comerciais partilhados para a comercialização de electricidade e gás, foi excluída da área de negócio das redes reguladas e transferida para “Outros e Ajustamentos”.

(1) Com a aplicação da IFRIC 18, os activos recebidos dos clientes são registados ao justo valor, por contrapartida de proveitos operacionais. Tendo em consideração que a IAS 16 estabelece que a amortização do activo se deve realizar pelo período em que são gerados benefícios económicos, e que estes activos não estão incluídos na base regulatória, os activos são integralmente amortizados no exercício.

## Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>2.650,8</b>	<b>2.427,1</b>	<b>9,2%</b>	<b>+224</b>
Provisões	68,3	34,0	101%	+34
Amortizações	1.096,6	1.003,9	9,2%	+93
Compensações de amortizações	(16,8)	(82,9)	80%	+66
<b>EBIT</b>	<b>1.502,7</b>	<b>1.472,2</b>	<b>2,1%</b>	<b>+31</b>

Resultados Financeiros (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(401,2)	(439,2)	8,6%	+38
Custos financeiros capitalizados	126,7	86,5	46%	+40
Diferenças de câmbio e derivados	(48,8)	14,9	-	-64
Rendimentos de participações de capital	15,7	15,1	4,0%	+1
Outros ganhos e perdas financeiros	(40,3)	(56,8)	29%	+16
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(347,9)</b>	<b>(379,3)</b>	<b>8,3%</b>	<b>+31</b>

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	10,1	9,0	12%	+1
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	4,5	3,8	20%	+1
EDP Renováveis (subsidiárias)	2,7	3,1	-13%	-0
Outros	1,0	5,0	-80%	-4
<b>Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas</b>	<b>18,3</b>	<b>20,9</b>	<b>-12%</b>	<b>-3</b>

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
ESC 90 (49%) - Telecoms Brasil	-	15,9	-	-16
Soto IV (25%) - CCGT Espanha	-	12,9	-	-13
Oni SGPS - Telecoms Portugal	6,9	-	-	+7
Outros	(4,3)	1,8	-	-6
<b>Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.</b>	<b>2,6</b>	<b>30,6</b>	<b>-92%</b>	<b>-28</b>

Taxa Imposto (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>1.175,7</b>	<b>1.144,3</b>	<b>2,7%</b>	<b>+31</b>
IRC e impostos diferidos	305,5	309,1	-1,2%	-4
Taxa de imposto efectiva (%)	26,0%	27,0%	-1,0 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	-	-	-

Interesses Minoritários (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	3,2	13,7	-77%	-11
HC Energia	(0,1)	2,7	-	-3
Subsidiárias Gás Portugal	4,3	1,2	258%	+3
Energias do Brasil	88,5	69,3	28%	+19
Outros	-	0,2	-	-0
<b>Interesses Minoritários</b>	<b>95,9</b>	<b>87,1</b>	<b>10%</b>	<b>+9</b>

A aplicação da IFRIC 12 implicou alterações ao nível das amortizações e compensações de amortizações. Estas alterações, que resultaram da reclassificação de activos fixos tangíveis para activos fixos intangíveis e do *netting* das comparticipações de imobilizado contabilizadas no passivo com os respectivos activos, não tiveram qualquer impacto ao nível dos resultados. (Ver impactos na página 34)

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) aumentaram 17% no período, devido: i) a um aumento das amortizações na EDPR (+€87M), decorrente do crescimento da capacidade instalada e do impacto cambial da apreciação do Dólar face ao Euro (+3%); ii) a um aumento da amortizações na Energias do Brasil (+€28M), decorrente essencialmente do impacto cambial da apreciação do Real face ao Euro (+22%); iii) à entrada em operação das CCGT de Lares 1 e 2 em Portugal (+€14M); iv) à consolidação pela primeira vez dos activos de gás adquiridos à Gas Natural (+€18M); e v) à aplicação da IFRIC 18<sup>(1)</sup> aos nossos activos de distribuição de gás e electricidade em Espanha (+€14M).

### Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos** diminuíram 9%, beneficiando de uma queda de c50pb do custo médio da dívida para 3,5% nos 9M10, em linha com a redução das taxas de juro de curto prazo (c56% da dívida da EDP está indexada a taxa variável), que mais do que compensou a subida de 7% da dívida líquida média;

b) Os **custos financeiros capitalizados** subiram €40M, reflectindo: i) um aumento do imobilizado em curso relativo à central a carvão de Pecém no Brasil (+€15M); ii) capitalização de juros sobre os direitos de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão e Alvito em Portugal (+€12M); iii) uma maior capitalização dos custos financeiros ao nível da EDPR (+€7M) devido a um aumento do custo da dívida na EDPR.

c) As **diferenças de câmbio e derivados** caíram €64M, reflectindo, por um lado, operações de cobertura nos mercados energéticos relacionadas com a nossa actividade de produção (-€15M), e por outro, perdas com derivados em operações de cobertura de taxa de juro e moeda para o financiamento e contabilização dos activos da central a carvão de Pecém no Brasil;

d) A rubrica de **outros ganhos e perdas financeiras** inclui nos 9M10 um custo não recorrente no Brasil de R\$57M (€25M) relativo à actualização financeira de um custo relacionado com o racionamento do consumo de electricidade do ano 2001. Os 9M09 incluem uma perda de €29M para reflectir a diminuição do valor de mercado da participação que a EDP detém no BCP.

**Ganhos e perdas em empresas associadas:** em Out-10, a EDP vendeu por USD 127M a participação de 27% que detinha na DECA II (Guatemala). Com esta transacção, a EDP irá reconhecer no 4T10 um ganho de capital consolidado de €46M depois de impostos.

Os **ganhos e perdas na alienação de activos financeiros** incluem nos 9M10 um ganho de €7M relacionado com ajustamentos contratuais ao preço de venda da Oni SGPS (vendida em 2007). Nos 9M09, os ganhos de capital reflectem: i) um efeito de diluição decorrente da entrada da Sonatrach no capital da CCGT Soto 4 (com uma participação de 25%); e ii) o reconhecimento de um ganho de €16M com a venda da participação detida pela Energias do Brasil na ESC 90 (telecomunicações).

Os **interesses minoritários** aumentaram 11% no período, devido a um aumento dos interesses minoritários na Energias do Brasil, decorrente da venda de acções próprias ao mercado durante o 4T09, o que originou um aumento da participação detida pelos accionistas minoritários na EDP Brasil de 28% para 35%; o que foi parcialmente compensado por uma diminuição dos interesses minoritários na EDP Renováveis, devido a uma redução do resultado líquido (-68% no período).

(1) Com a aplicação da IFRIC 18, os activos recebidos dos clientes são registados ao justo valor, por contrapartida de proveitos operacionais. Tendo em consideração que a IAS 16 estabelece que a amortização do activo se deve realizar pelo período em que são gerados benefícios económicos, e que estes activos não estão incluídos na base regulatória, os activos são integralmente amortizados no exercício.

# Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10	2T10	3T10	4T10
Prod. contratada (P. Ibérica)	60,8	72,6	-16%	-12	21,0	28,6	22,9	55,0	12,8	22,9	25,1	-
Liberalizado (P. Ibérica)	254,5	536,2	-53%	-282	292,2	108,8	135,3	167,7	54,8	94,4	105,3	-
Redes reguladas (P. Ibérica)	228,3	250,3	-8,8%	-22	63,4	94,7	92,2	112,4	66,2	83,9	78,2	-
Eólico	1.119,6	1.452,4	-23%	-333	403,5	509,0	539,9	238,8	382,0	452,3	285,3	-
Brasil	233,2	160,5	45%	+73	39,7	56,5	64,2	98,1	39,5	82,3	111,4	-
Outros	62,2	56,1	11%	+6	20,6	14,9	20,6	34,8	17,3	3,3	41,6	-
<b>Grupo EDP</b>	<b>1.958,6</b>	<b>2.528,0</b>	<b>-23%</b>	<b>-569</b>	<b>840,5</b>	<b>812,5</b>	<b>875,0</b>	<b>706,7</b>	<b>572,6</b>	<b>739,1</b>	<b>646,9</b>	<b>-</b>
<b>Expansão</b>	<b>1.452,9</b>	<b>2.086,6</b>	<b>-30%</b>	<b>-634</b>	<b>716,3</b>	<b>655,8</b>	<b>714,5</b>	<b>470,5</b>	<b>446,6</b>	<b>561,5</b>	<b>444,9</b>	<b>-</b>
<b>Manutenção</b>	<b>505,7</b>	<b>441,4</b>	<b>14,6%</b>	<b>+64</b>	<b>124,2</b>	<b>156,7</b>	<b>160,5</b>	<b>236,3</b>	<b>126,0</b>	<b>177,7</b>	<b>202,1</b>	<b>-</b>



Projectos que Entraram em Operação em 2010 (€ M)	MW	Investim. 2010
Eólico	629	579,0
Hídrica (Brasil)	2	0,5
Regime especial (excl. eólico)	25	3,1
<b>Total</b>	<b>656</b>	<b>582,6</b>

Projectos em Desenvolvimento (€ M)	MW	Investim. 2010	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portuagal	1.884	128,3	361,0
Eólico (2)	743	450,8	409,7
CCGT Pen. Ibérica	424	40,6	247,1
Carvão Brasil	360	116,2	390,8
Hídrica Brasil	18	4,1	15,0
Regime especial (excl. eólico)	10	3,9	4,7
<b>Total</b>	<b>3.439</b>	<b>743,8</b>	<b>1.428,3</b>

O investimento operacional ascendeu a €1.959M nos 9M10, 74% do qual destinado a projectos de expansão. Em linha com a estratégia da EDP de reforçar a sua exposição a tecnologias livres de emissão de CO<sub>2</sub> e a actividades de risco controlado, 88% do investimento de expansão destinou-se ao desenvolvimento de nova capacidade eólica e hídrica e 84% do investimento total foi canalizado para actividades reguladas e contratadas a longo prazo. O investimento de expansão nos 9M10 recuou €634M (vs 9M09), em resultado do menor investimento na produção convencional no mercado liberalizado na Península Ibérica (-€282M) e em produção eólica (-€333M). A redução do investimento na nossa actividade de produção liberalizada decorre do 1T09 incluir o pagamento de €232M relativo aos direitos de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão (238MW) e Alvito (225MW) em Portugal. O investimento de manutenção cresceu €64M (vs 9M09), para €506M nos 9M10, reflectindo o investimento de desnitrificação em Sines e um aumento do investimento pluri-anual em algumas centrais em mercado, em Portugal.

Nos 9M10, a EDP investiu €583M na conclusão nova capacidade que entrou em operação no período. Em grande parte este investimento reportou-se a capacidade eólica, nomeadamente à construção de 629MW que entraram em operação nos 9M10 e a trabalhos finais com capacidade eólica que entrou em operação no 4T09. Globalmente, a EDP expandiu a sua capacidade de geração em 656MW nos 9M10: (i) +629MW em capacidade eólica, dos quais 478MW nos EUA, 174MW em Espanha e 39MW em França; (ii) +25MW de co-geração em Portugal (central do Barreiro) e (iii) +2MW de capacidade hídrica no Brasil (Rio Bonito). A Set-10, a EDP tinha uma capacidade instalada total de 21,3GW.

**Até ao final de Set-10, a EDP despendeu €1,4MM em 3.439MW actualmente em construção. Em Portugal,** a EDP despendeu até Set-10 um total de €361M (21% do total previsto) em 7 centrais em construção, num total de 1.844MW: (i) repotenciação em 5 centrais, com arranque previsto entre Dez-11 e 2015, (ii) 2 novas centrais, com arranque previsto em Out-2013 e Dez-2013, respectivamente. Em termos de **capacidade eólica**, a EDP investiu €410M em 743MW em construção: 216MW em Espanha, 336MW no Resto da Europa, 122MW nos EUA e 70MW no Brasil. O tempo médio de construção de um parque eólico varia habitualmente entre os 12 e 18 meses. Em termos de **capacidade térmica**, a EDP investiu até Set-10: (1) €247M (83% do total previsto) na nova CCGT, Soto 5 com 424MW, com arranque comercial previsto para Jan-11; (2) €391M (67% do total previsto) na central a carvão Pecém (360MW), no Brasil, com arranque previsto no final de 2011. Adicionalmente, a EDP pagou €1MM por direitos de concessão hídricas: (1) €285M pelo direito de construir e operar 3 novas centrais em Portugal e (2) €759M pelo direito de operar as centrais hídricas sob CAE/CMC até 2047 (em média).

Face à falta de visibilidade do mercado eólico dos EUA, a EDP decidiu cortar o seu objectivo de capex para 2011 e 2012, de uma média de €2,4MM para uma média €2,1MM (€2,2MM em 2011 e €2,0MM em 2012).

(1) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (2) Exclui Eólicas de Portugal (152MW).

# Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>2.650,8</b>	<b>2.427,1</b>	<b>9,2%</b>	<b>+224</b>
Imposto corrente	(194,1)	(259,1)	25%	+65
Juros financeiros líquidos	(401,2)	(439,2)	8,6%	+38
Resultados de associadas e dividendos	34,1	36,0	-5,3%	-2
Outros ajustamentos	(14,6)	33,4	-	-48
<b>FFO</b>	<b>2.075,0</b>	<b>1.798,3</b>	<b>15%</b>	<b>+277</b>
Juros financeiros líquidos	401,2	439,2	-8,6%	-38
Resultados e dividendos de associadas	(34,1)	(36,0)	-5,3%	-2
Investimento em fundo de manei	(1.377,1)	818,1	-	-2.195
Défice e desvios tarifários (1)	(532,1)	991,3	-	-1.523
<b>Cash Flow Operacional</b>	<b>1.065,0</b>	<b>3.019,5</b>	<b>-65%</b>	<b>-1.954</b>
Investimento operacional de expansão	(1.452,9)	(2.086,6)	-30%	-634
Investimento operacional em melhorias	(505,7)	(441,4)	15%	+64
Var. de fundo manei de fornecedores de imobilizado	(302,7)	(125,8)	141%	+177
<b>Cash Flow Operacional Líquido</b>	<b>(1.196,3)</b>	<b>365,6</b>	<b>-</b>	<b>-1.562</b>
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	(10,4)	8,6	-	-19
Juros financeiros líquidos pagos	(291,3)	(407,3)	28%	+116
Dividendos recebidos de associadas	32,2	30,6	5,2%	+2
Dividendos pagos	(561,8)	(507,2)	11%	+55
Receb. antecipados de parceiros instit. nos EUA	163,1	112,0	46%	+51
Outras variações não operacionais	(375,3)	(102,3)	-	-273
<b>Redução/(Aumento) da Dívida Líquida</b>	<b>(2.239,8)</b>	<b>(500,0)</b>	<b>-</b>	<b>-1.740</b>

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Principais Investimentos Financeiros</b>	<b>100,4</b>	<b>67,5</b>	<b>49%</b>	<b>+33</b>
Perímetro consolidação EDP Renováveis	56,8	53,4	6,3%	+3
Outros	43,6	14,1	208%	+29
<b>Principais Desinvestimentos Financeiros</b>	<b>89,9</b>	<b>76,1</b>	<b>18%</b>	<b>+14</b>
Perímetro consolidação EDP Renováveis	81,8	-	-	+82
CCGT Soto IV	-	17,0	-	-17
ESC9U (Brasil)	-	34,4	-	-34
Outros	8,2	24,6	-67%	-16
<b>(Investimentos) Financeiros Líquidos/Desinvestimentos</b>	<b>(10,4)</b>	<b>8,6</b>	<b>-</b>	<b>-19</b>

O **FFO aumentou 15% no período para €2.075M** em resultado do: 1) aumento de 11% da capacidade instalada, 2) recuperação da procura de electricidade, 3) consolidação dos activos de gás adquiridos à Gás Natural e 4) diminuição do custo médio da dívida. O FFO não inclui o impacto dos desvios tarifários nas actividades contratadas de longo prazo, reflectidas ao nível das variações no fundo de manei.

O **cash flow operacional consolidado diminuiu 65% nos 9M10 para €1,065M** reflectindo a venda sem recurso em 2009 dos direitos ao recebimento do défice tarifário em Portugal acumulado em 2007 e 2008 num total de €1.2MM. A variação em "Investimento em fundo de manei" é principalmente explicada pelo elevado montante de imposto pago (IRC) em Portugal no 2T10 devido ao forte aumento da receita fiscal do Grupo EDP em 2009 relacionado com a venda sem recurso dos direitos ao recebimento do défice tarifário em Portugal acumulado em 2007, 2008 e 2009 no montante de €1,7MM e a variações de existências. A variação da linha de "Défice e Desvios Tarifários" deve-se aos recebimentos futuros da actividade regulada gerados nos 9M10 que tiveram uma contribuição negativa de €532M no cash flow da EDP, essencialmente devido à diminuição do desvio tarifário positivo em Portugal, que está a ser devolvido aos clientes através das tarifas (+€408M) e défice tarifário adicional gerado em Espanha durante os 9M10 (+€221M).

O **investimento operacional de expansão diminuiu 30% nos 9M10 para €1.453M** devido a uma diminuição do investimento nas actividades eólica e liberalizadas na Península Ibérica relacionado com a entrada em funcionamento da central de Lares (CCGT) no 4T09 e o pagamento de €232M respeitantes aos direitos de concessão dos aproveitamentos hidroeléctricos de Fridão e Alvíto em Portugal no 1T09. A diminuição de "fundo de manei relacionado com fornecedores de imobilizado" reflecte os pagamentos dos trabalhos de construção de Soto 5 e Pécem.

Os **desinvestimentos financeiros** incluem principalmente receitas de: (1) cauções de depósitos nos EUA de parcerias institucionais. Os **investimentos financeiros** nos 9M10 incluem: (1) montantes relacionados com a actividade da EDPR, como pagamento de taxas de sucesso relacionados ao desenvolvimento de projectos eólicos previamente adquiridos pela EDP e a aquisição de participações em parques eólicos em Espanha e projectos eólicos em Itália. De realçar, que a venda da nossa participação na Deca II (Guatemala) no montante de USD127M só será contabilizado no 4Q10.

A diminuição de **juros financeiros pagos** reflecte a diminuição do custo médio da dívida influenciado por uma diminuição nas taxas de juro de curto prazo.

Em 13 de Maio de 2010, a EDP pagou o seu **dividendo anual** totalizando €562M (€0,155/acção), o que representa um crescimento de 11% face ao ano anterior.

As "**Outras variações não operacionais**" foram impactadas pela variação cambial (apreciação do dólar americano e do real brasileiro relativamente ao euro durante os 9M10) e pelo "fair value" das coberturas de dívida.

Em conclusão, a **dívida líquida** nos 9M10 aumentou €2,2MM.

# Balanço Consolidado



Activo (€ M)	Set vs. Dez		
	Set-10	Dez-09	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	19.659	18.410	1.248
Activos intangíveis	9.861	9.629	232
Investimentos financeiros	593	618	-25
Impostos diferidos activos	640	661	-21
Activos detidos para venda	68	-	68
Inventários	360	273	87
Clientes (líquido)	2.117	2.008	109
Outros devedores (líquido)	4.807	4.736	71
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	36	85	-49
Caixa e equivalentes de caixa	1.383	2.190	-806
<b>Total do Activo</b>	<b>39.524</b>	<b>38.611</b>	<b>913</b>
Capital Próprio (€ M)	Set-10	Dez-09	Δ Abs.
Capital	3.657	3.657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	385	382	3
Resultado líquido, transitados e reservas	3.480	3.255	477
<b>"Equity Value" Contabilístico</b>	<b>7.521</b>	<b>7.294</b>	<b>227</b>
<b>Interesses Minoritários</b>	<b>2.858</b>	<b>2.688</b>	<b>170</b>
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>10.379</b>	<b>9.982</b>	<b>397</b>
Passivo (€ M)	Set-10	Dez-09	Δ Abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	14.748	13.486	1.261
Empréstimos (curto-prazo)	2.918	2.794	123
Provisões para riscos e encargos	416	343	73
Conta de hidraulicidade	85	113	-28
Impostos diferidos passivos	841	760	80
Credores e outros passivos (líquido)	10.138	11.132	-994
<b>Total do Passivo</b>	<b>29.145</b>	<b>28.629</b>	<b>516</b>
<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>39.524</b>	<b>38.611</b>	<b>913</b>
Recebimentos Futuros da Act. Regulada (€ M)	Set-10	Dez-09	Δ Abs.
Portugal (1)	(101)	(509)	408
Espanha (2)	723	501	221
Brasil (1)	(13)	18	-31
Revisibilidade dos CMEC's	520	585	-66
<b>Recebimentos Futuros da Activid. Regulada</b>	<b>1.128</b>	<b>596</b>	<b>532</b>
Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership (€ M)	Set-10	Dez-09	Δ Abs.
Pensões (3)	1.053	1.109	-56
Actos médicos	779	770	8
"Institutional partnership" - Passivo líquido (4)	1.003	835	168
<b>Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership</b>	<b>2.835</b>	<b>2.715</b>	<b>120</b>

**Nota:** O balanço consolidado teve um impacto significativo relativo à aplicação da **IFRIC 12** aos negócios da distribuição de gás, distribuição de electricidade e produção de electricidade cuja aplicação resultou na reclassificação de activos fixos tangíveis para activos fixos intangíveis e activos financeiros e o "netting" das participações de imobilizado contabilizadas no passivo com os respectivos activos. Desta forma, a aplicação da IFRIC 12 implicou alterações no balanço consolidado de 2009.

O **activos fixos tangíveis** aumentaram €1,2MM vs. Dez-09 para €19,7MM no seguimento: (1) dos investimentos realizados na construção de novas centrais eléctricas, nomeadamente hídras e eólicas, (2) um aumento da rede eléctrica regulada e (3) impacto positivo de variações cambiais (€0,5MM). O aumento dos **activos intangíveis** em €0,2MM vs Dez-09 está relacionado com a actualização do justo valor da opção de venda da Naturgas. Note-se que em Set-10, o balanço da EDP incluía €3,8MM (vs. €3,9MM em Dez-09) de trabalhos em curso, (13% do total de €29,5MM 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 €697M em Set-10, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras na CEM (21%), BCP (2,6%), REN (3,5%), Ampla (7,7%) e Deca (21% - vendida em Out-10).

As **existências** aumentaram em €0,1bn vs. Dez-09 devido essencialmente a um aumento sazonal dos níveis de stock de gás e a um aumento do valor de mercado das licenças de CO<sub>2</sub>.

A rubrica **outros devedores** registou um aumento de €0,1MM vs. Dez-09, no seguimento da subida dos activos da actividade regulada a receber no futuro relacionado com o défice tarifário adicional de Espanha ocorrido durante os 9M10. Em Set-10, o balanço da EDP continuava a incluir €1,141M de activos da actividade regulada a receber no futuro, não incluindo os activos da actividade regulada a receber no futuro do Brasil, eu são reconhecidos em GAAP Brasileiro mas não em IFRS.

O aumento de €0,2MM vs Dez-09 em capitais **próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** reflecte o resultado líquido do período, o pagamento de dividendos de €562M em Mai-10 e o impacto positivo da apreciação do real face ao euro (2,32 em 31-Set-10 vs 2,51 em 31-Dez-09).

O aumento de €0,2MM vs. Dez-09 dos **interesses minoritários** está principalmente relacionado com a apreciação do real face ao euro.

Os €10,1MM de **credores e outros passivos** incluem €1,8MM relativos a benefícios aos empregados. Este montante inclui impostos, e 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. O decréscimo de €1,0MM vs. Dez-09 reflecte o elevado pagamento extraordinário de imposto (IRC) em Portugal relacionado com a venda sem recurso dos direitos ao recebimento do défice tarifário em 2009 (€0,4MM), a diminuição do desvio tarifário positivo em Portugal (€0,4MM) e a diminuição do valor a pagar a fornecedores de imobilizado (€0,3MM).

O **passivo líquido relativo a parcerias institucionais** totalizaram €1,003M em Set-10 vs €835M em Dez-09. 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.

(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.

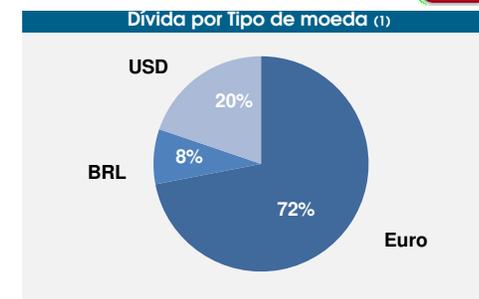
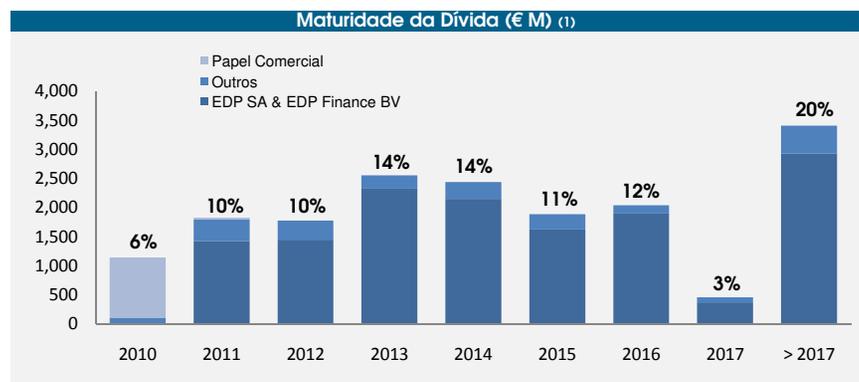
# Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por Empresa (€ M)	9M10	2009	EDP %
EDP S.A. e EDP Finance BV	15.076,5	13.704,9	100%
EDP Produção	199,1	200,9	100%
HC Energia	125,3	335,8	97%
EDP Renováveis	547,2	539,3	78%
Portgás	88,7	100,9	72%
Energias do Brasil	1.411,0	1.245,6	65%
<b>Dívida Financeira Nominal</b>	<b>17.447,7</b>	<b>16.127,4</b>	-
Juros da dívida a liquidar	206,6	245,5	-
<b>Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar</b>	<b>17.654,3</b>	<b>16.372,9</b>	-
*Fair value*(dívida coberta)	11,3	(91,8)	-
<b>Dívida Financeira</b>	<b>17.665,6</b>	<b>16.281,1</b>	-
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>1.383,4</b>	<b>2.189,6</b>	<b>-37%</b>
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	576,3	1.305,4	-
EDP Renováveis	261,8	443,6	-
Energias do Brasil	545,3	440,5	-
<b>Activos Financ. ao Justo Valor atrav. Resultados</b>	<b>35,8</b>	<b>84,9</b>	-
<b>Dívida Líquida do Grupo EDP</b>	<b>16.246,4</b>	<b>14.006,7</b>	-

Rating da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
<b>EDP SA &amp; EDP Finance BV</b>	<b>A-/Neg/A2</b>	<b>A3/Stab/P2</b>	<b>A-/Stab/F2</b>
Último relatório de Rating	29-10-2010	13-07-2010	17-06-2010

Rácios de Dívida	9M10	2009
Dívida Líquida / EBITDA	4,6x	4,2x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,3x	3,9x



A dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada da EDP nos 9M10 foi 4,6x e 4,3x respectivamente.

Em Nov-10, a EDP assinou um contrato de financiamento na modalidade revolving, no montante de €2MM com o prazo de três anos, substituindo uma linha de €1,6MM contratada em Mar-09 e mantendo o seu propósito: suporte de liquidez do Grupo. A transacção, inicialmente prevista para um montante de €1.600 milhões terminou com um valor 1,6 vezes superior. A transacção foi organizada pela própria EDP, na modalidade de Club Deal, contando com a participação de 21 bancos.

Em Jul-10, a EDP assinou um empréstimo com o BEI no montante de €140M com vencimento em 15 anos.

Em Mar-10, a EDP emitiu obrigações no montante de €1.000M com vencimento em 5 anos (Mar-15) tendo de seguida realizado um "swap" da taxa de juro de fixa para variável. Ainda no 2T10, a EDP emitiu duas emissões privadas com taxa variável no montante de USD100M e €500M com vencimento em 5 anos e 1 ano, respectivamente.

Como consequência, o peso da taxa variável na dívida consolidada do grupo aumentou (50% variável/50% fixa em Dez-09 para 56% variável/44% fixa em Set-10). A nossa principal taxa de referência é a Euribor a 1 mês/Euribor 3 meses. O prazo médio da dívida era de 5 anos em Set-10.

Em 2010, todas as empresas de rating reafirmaram o rating e o outlook da EDP. Em Out-10, a Standard & Poor's confirmou o rating em A- com outlook negativo, a Moody's manteve o rating em 'A3' atribuindo outlook estável e em Jun-10 e a Fitch reafirmou o rating em 'A-' atribuindo outlook estável.

Em Set-10, as linhas de crédito disponíveis totalizavam €2.494M, o que implicou um total de caixa e linhas de crédito disponíveis no montante de €3.913M. Esta liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de caixa até 2012.

Em Set-10, o montante de papel comercial ascendeu a €1MM. A EDP pretende continuar a realizar o "roll-forward", tendo como suporte o financiamento na modalidade "revolving" renovada no montante de €2MM, que actualmente encontra-se totalmente disponível.

A dívida relacionada com "Outros" corresponde principalmente ao financiamento local da Energias do Brasil e "project finance" na EDP Renováveis, sendo que ambos os financiamentos não têm recurso à EDP.

Até ao final de 2011, irão vencer duas emissões de obrigações no montante de €0,7MM com maturidade em Mar-11 e de €0,5MM com maturidade em Jun-11.

(1) Valor Nominal.



# Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha (1)			Península Ibérica		
	9M10	9M09	Δ%	9M10	9M09	Δ%	9M10	9M09	Δ%
Hidroeléctrica	11,9	5,6	113%	31,1	17,8	75%	43,1	23,4	84%
Nuclear	-	-	-	45,8	40,3	14%	45,8	40,3	14%
Carvão	4,4	9,2	-52%	16,0	26,4	-40%	20,4	35,6	-43%
CCGT	7,9	9,0	-12%	48,7	59,6	-18%	56,5	68,6	-18%
Fuel/gas/diesel	0,0	0,3	-99%	1,3	1,6	-16%	1,3	1,8	-28%
Auto-consumo	-	-	-	(4,8)	(5,4)	-12%	(4,8)	(5,4)	-12%
(-) Bombagem	(0,3)	(0,7)	-52%	(3,4)	(2,6)	30%	(3,7)	(3,3)	13%
<b>Regime Convencional</b>	<b>23,9</b>	<b>23,4</b>	<b>2,1%</b>	<b>134,8</b>	<b>137,7</b>	<b>-2,1%</b>	<b>158,7</b>	<b>161,1</b>	<b>-1,5%</b>
Eólica	6,3	4,7	34%	29,8	23,9	25%	36,1	28,6	26%
Outras	6,6	4,8	36%	36,1	32,4	12%	42,7	37,2	15%
<b>Regime Especial</b>	<b>12,8</b>	<b>9,5</b>	<b>35%</b>	<b>65,9</b>	<b>56,3</b>	<b>17%</b>	<b>78,8</b>	<b>65,8</b>	<b>20%</b>

Importação/(exportação)	2,1	4,0	-47%	(6,2)	(5,8)	6,9%	(4,1)	(1,8)	128%
<b>Consumo Referido à Emissão</b>	<b>38,8</b>	<b>36,9</b>	<b>5,2%</b>	<b>194,5</b>	<b>188,2</b>	<b>3,4%</b>	<b>233,3</b>	<b>225,1</b>	<b>3,7%</b>
Corrigido temperatura, dias úteis			4,0%			3,0%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M10	9M09	Δ%	9M10	9M09	Δ%	9M10	9M09	Δ%
Procura convencional	25,7	20,5	26%	189,6	174,1	8,9%	215,3	194,6	11%
Procura para produção electricidade	16,6	18,4	-10%	101,6	122,0	-17%	118,2	140,4	-16%
<b>Procura Total</b>	<b>42,3</b>	<b>38,8</b>	<b>9,0%</b>	<b>291,2</b>	<b>296,1</b>	<b>-1,6%</b>	<b>333,5</b>	<b>334,9</b>	<b>-0,4%</b>

A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) cresceu 3,7% nos 9M10, suportada pela retoma em Portugal e Espanha (procura corrigida de dias úteis e temperatura: +4% e +3%, respectivamente) e recuperando para um nível semelhante aos 9M08. Apesar da desaceleração do seu crescimento no 3T10 (+2,2% vs 3T10) importa realçar a maior resiliência de Portugal, resultante da ligação de alguns grandes clientes industriais. Este impacto deverá diluir-se nos próximos trimestres. Apesar da subida da procura total (+8,3TWh), a procura térmica caiu 26% (28TWh), reflectindo: (1) +19TWh de produção hídrica líquida, suportada por factores de produção acima da média (1,4x); (2) +7,5TWh de produção eólica, sustentado pela expansão da capacidade instalada (+14%) e por recursos eólicos mais fortes; e (3) +5,5TWh tanto no regime especial como em centrais nuclear (beneficiando de paragens não programadas nos 9M09).

Apesar do maior factor médio de utilização nas CCGTs nos 9M10 (32% vs 22% no carvão), suportado por uma maior flexibilidade tecnológica e pelas condições de abastecimento de gás na P.I., importa referir a recuperação do factor de utilização das centrais a carvão no 3T10 (36%). A capacidade térmica na P.I. subiu 2% com o encerramento de capacidade a fuelóleo/gasóleo e carvão (-1,5GW), por um lado, e o arranque de novos grupos CCGT (+2,5GW), por outro.

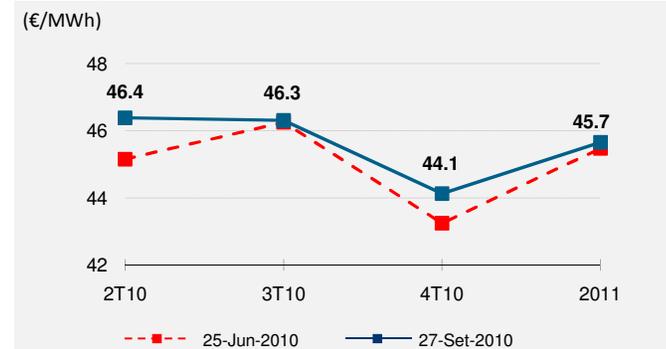
No 3T10, o preço médio à vista subiu 26% vs 2T10, para €44/MWh, reflectindo a maior procura residual térmica (c+60%). Mesmo assim, o preço médio nos 9M10 ficou 9% aquém dos 9M09. Fruto de uma hidraulicidade mais regular no 3T10, o preço médio de electricidade em Portugal situou-se €1,5/MWh acima de Espanha e as importações líquidas ganharam materialidade. Por sua vez, o preço médio final da electricidade em Espanha recuou 3% nos 9M10, reflectindo por um lado o baixo preço na pool e, por outro, o maior peso dos custos de sistema no preço final (decorrente da crescente necessidade de capacidade de segurança).

O consumo no Mercado de gás na P.I. manteve-se estável nos 9M10, reflectindo o impacto misto de maior procura convencional (+11%) e do menor consumo de gás na produção de electricidade (-16%) resultante de menores horas de funcionamento das CCGTs. A diferença entre o preço de gás implícito nos contratos de LP na P.I. e o preço à vista (NBP) manteve-se significativa, apesar do crescimento mais rápido do segundo no 3T10: +16% vs 2T10, que compara com -3% do índice de referência de contratos de LP em Espanha.

(1) Fonte: REE; (2) Média no período; (3) Preço final inclui preço à vista e custos de sistema (garantia de potência, serviços de sistema).

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	9M10	9M09	Δ%
Hídrica	21,2	21,2	-
Nuclear	7,4	7,4	-
Carvão	11,9	12,2	-2,3%
CCGT	26,2	23,7	11%
Fuel/gas/diesel	4,7	6,0	-21%
<b>Regime Convencional</b>	<b>71,5</b>	<b>70,6</b>	<b>1,4%</b>
Eólica	23,3	20,4	14%
PRE's (outras)	17,0	16,2	4,9%
<b>Regime Especial</b>	<b>40,3</b>	<b>36,6</b>	<b>10%</b>
<b>Total</b>	<b>111,8</b>	<b>107,1</b>	<b>4,4%</b>

## Preços de Electricidade a prazo no Mercado Ibérico (OMIP)



Factores Chave	9M10	9M09	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,37	0,68	101%
Espanha	1,36	0,71	92%
Preço de electricidade à vista. €/MWh (1)			
Portugal	35,2	39,1	-10%
Espanha	34,8	38,3	-9,2%
Preço final electricidade à vista. €/MWh (2) (3)			
Espanha	42,2	43,4	-2,7%
Direitos de emissão de CO <sub>2</sub> . €/ton (2)	14,4	13,1	10%
Carvão (API2 CIF ARA). USD/t (2)	86,2	67,3	28%
Gás (CMP). €/MWh (2)	21,7	22,4	-3,2%
Gás NBP. €/MWh (2)	15,9	12,7	25%
Brent. USD/Barril (2)	77,9	57,9	35%
EUR/USD (2)	1,31	1,36	-3,4%

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



DR Operacional (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Receitas CAE/CMEC</b>	<b>750,7</b>	<b>920,7</b>	<b>-18%</b>	<b>-170</b>
Receitas no mercado (i)	529,7	532,4	-0,5%	-3
Desvio anual (ii)	119,5	252,6	-53%	-133
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	101,5	135,7	-25%	-34
<b>Custos Directos: CAE/CMEC</b>	<b>48,9</b>	<b>225,7</b>	<b>-78%</b>	<b>-177</b>
Carvão	82,8	182,4	-55%	-100
Fuel	4,1	18,9	-78%	-15
CO <sub>2</sub> e outros custos (líquidos)	(38,0)	24,4	-	-62
<b>Margem Bruta CAE/CMEC</b>	<b>701,8</b>	<b>695,0</b>	<b>1,0%</b>	<b>+7</b>
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	42,2	39,1	8,0%	+3
Mini-hídricas	40,2	20,4	97%	+20
<b>Margem Bruta Regime Especial</b>	<b>82,5</b>	<b>59,5</b>	<b>39%</b>	<b>+23</b>
Custos operacionais	145,6	143,9	1,2%	+2
<b>EBITDA</b>	<b>638,5</b>	<b>610,6</b>	<b>4,6%</b>	<b>+28</b>
Amortizações & provisões líquidas	174,1	191,5	-9,1%	-17
<b>EBIT</b>	<b>464,4</b>	<b>419,0</b>	<b>11%</b>	<b>+45</b>
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Líq.) r	(6,6)	3,4	-	-10
Empregados (#)	1.420	1.469	-3,3%	-49

CAE/CMEC: Dados-chave	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Disponibil. Real/Contratada (Km)</b>				
Hídrica	1,01	1,02	-0,3%	-0,0
Térmica	1,09	1,09	0,2%	+0,0
<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>6.931</b>	<b>6.987</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-56</b>
Hídrica (s)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	1.657	1.713	-3,3%	-56

Regime Especial: Dados-chave	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção de Electricidade (GWh)</b>	<b>1.877</b>	<b>1.523</b>	<b>23%</b>	<b>+354</b>
Mini-hídricas Portugal	457	236	94%	+221
Térmica em Portugal	727	619	17%	+108
Térmica em Espanha	694	669	3,7%	+25
<b>Margem Bruta Média (€/MWh)</b>				
Mini-hídricas Portugal	88	87	1,6%	+1
Térmica em Portugal	27	24	11%	+3
Térmica em Espanha	32	36	-9,3%	-3

Investimento Operacional (€M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção PPA/CMEC</b>	<b>49,9</b>	<b>37,5</b>	<b>33%</b>	<b>+12</b>
Recorrente - Hídricas	14,8	12,8	16%	+2
Recorrente - Térmicas	11,4	12,3	-7,2%	-1
Não recorrentes (ambiental)	23,6	12,4	91%	+11
<b>Regime Especial</b>	<b>11,0</b>	<b>35,0</b>	<b>-69%</b>	<b>-24</b>
Expansão	9,1	29,7	-69%	-21
Manutenção	1,9	5,3	-65%	-3
<b>Total</b>	<b>60,8</b>	<b>72,6</b>	<b>-16%</b>	<b>-12</b>

Nos 9M10, o EBITDA da produção contratada de longo prazo cresceu 5% (+€28M), reflectindo uma maior produção nas nossas centrais mini-hídricas, a nova capacidade instalada sob o regime especial e resultados com combustíveis mais altos. Este impacto mais do que compensou o efeito de descomissionamento da central do Barreiro e depreciação da base de activo sob CAE/CMEC.

A margem bruta de CAE/CMEC cresceu 1% nos 9M10, reflectindo maiores ganhos com combustíveis: como resultado da variação de preços de combustíveis entre o momento de compra e consumo, a EDP registou um proveito de €8M nos 9M10 (vs um custo de €35M nos 9M09). Em linha com o passado, a EDP manteve uma disponibilidade das suas centrais térmicas acima do nível contratado (+9%). Adicionalmente, a disponibilidade das nossas centrais hídricas superou o nível contratado em 1%, mesmo tendo sido penalizada por uma menor disponibilidade da central Bemposta, decorrente dos trabalhos de repotenciação em curso. Em contrapartida, a margem bruta das centrais CAE/CMEC foi afectada pelo impacto de descomissionamento da central a fuelóleo do Barreiro (-€13M), pela natural redução da base de activos líquidos sob regime CAE/CMEC e pelo menor número de horas de funcionamento das nossas centrais térmicas. A redução de 1% na capacidade instalada em regime CAE/CMEC resultou da exclusão da central a fuelóleo do Barreiro (56MW).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €120M nos 9M10. Este desvio resulta de baixos preços de Mercado (€35 vs €53/MWh<sup>(3)</sup> assumido nos CMEC) e da baixa produção térmica. Este valor será recuperado nos próximos 24 meses, através das tarifas de acesso.

A margem bruta no regime especial cresceu 39% (+€23M) nos 9M10 impulsionada pelo acréscimo de produção nas centrais mini-hídricas (+94%) e pela nova capacidade em operação: 29MW de biomassa na Figueira da Foz (Jun-09), 13MW de biomassa em Constância (Set-09), ambas detidas a 50% pelo grupo EDP; 25MW de cogeração no Barreiro (Mar-10).

Os custos operacionais cresceram 1% nos 9M10 reflectindo (i) abates de equipamento e o aumento de capacidade instalada nos 9M10; e (ii) custos de reestruturação registados nos 9M09 (€10M). As amortizações líquidas e provisões desceram 9% nos 9M10, reflectindo o descomissionamento da central do Barreiro e a extensão da vida útil em diversas centrais.

O investimento operacional na produção contratada de LP recuou 16% (-€12M), para €61M nos 9M10, suportada pelo menor investimento em nova capacidade sob regime especial (-€21M). O capex não recorrente, que representou 54% do investimento total nos 9M10, foi sustentado pelo projecto de desnitrificação em Sines (€24M investido nos 9M10, 56% do investimento total já incorrido), o qual deverá ser concluído até 2011. Este investimento, num total de €100M encontra-se sob regime CAE/CMEC que será totalmente amortizado até 2017 e remunerado a 8,5% ROA antes de inflação e impostos.

## 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) o aumento da 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 dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados, sendo 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.

(1) Inclui €0,05M de ganhos realizados no 9M10 (vs. €61M no 9M09);

(2) Inclui Agueira e Raiva (360MW), cuja gestão foi cedida à Iberdrola Generación por um período de 5 anos, a partir de Abr-09

(3) Inclui serviços de sistema e garantia de potência

## Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>539,7</b>	<b>638,0</b>	<b>-15%</b>	<b>-98</b>
Produção de electricidade	374,5	480,7	-22%	-106
Portugal	137,3	171,0	-20%	-34
Espanha	232,1	321,8	-28%	-90
Ajustamentos	5,1	-12,1	-	+17
Comercialização de electricidade	97,4	75,2	30%	+22
Comercialização de gás	67,8	82,1	-17%	-14
Custos operacionais	171,4	160,0	7,1%	+11
<b>EBITDA</b>	<b>368,3</b>	<b>478,0</b>	<b>-23%</b>	<b>-110</b>
Provisões	52,4	4,9	963%	+47
Depreciações e amortizações líquidas	153,0	134,0	14%	+19
<b>EBIT</b>	<b>163,0</b>	<b>339,1</b>	<b>-52%</b>	<b>-176</b>

Performance Electricidade	9M10	9M09	Δ%	9M10	9M09	Δ%
	<b>Produção (GWh)</b>			<b>Custo Variável (€/MWh) (1)</b>		
Produção Electricidade	12.637	14.262	-11%	34,7	32,9	5,6%
Compras de Electricidade	24.106	9.618	151%	39,3	41,0	-4,2%
<b>Fontes de Electricidade</b>	<b>36.744</b>	<b>23.880</b>	<b>54%</b>	<b>37,7</b>	<b>36,2</b>	<b>4,3%</b>

	<b>Vendas Electric. (GWh)</b>			<b>Preço Médio (€/MWh) (2)</b>		
Perdas na Rede	1.104	698	-	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	22.984	14.719	56%	51,4	63,4	-19%
Mercado Grossista	12.656	8.463	50%	47,6	44,3	7,3%
<b>Destinos de Electricidade</b>	<b>36.744</b>	<b>23.880</b>	<b>54%</b>	<b>48,6</b>	<b>54,8</b>	<b>-11%</b>

Margem Bruta Electricidade (€ M)	9M10	9M09	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	10,8	18,6	-42%	-8
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (3)	0,6	2,0	-70%	-1
Margem Unitária (€/MWh)	11,4	20,6	-45%	-9
Volume Total (TWh)	36,7	23,9	54%	+13
<b>Fontes &amp; Destinos Electricidade</b>	<b>419,6</b>	<b>492,9</b>	<b>-15%</b>	<b>-73</b>
<b>Outros (4)</b>	<b>52,3</b>	<b>63,1</b>	<b>-17%</b>	<b>-11</b>
<b>Total</b>	<b>472,0</b>	<b>555,9</b>	<b>-15%</b>	<b>-84</b>

Destinos de Gás (TWh)	9M10	9M09	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	19,2	17,9	7,2%	+1
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberalizado	25,2	15,6	61%	+10
<b>Total</b>	<b>44,4</b>	<b>33,5</b>	<b>33%</b>	<b>+11</b>

O EBITDA das actividades liberalizadas recuou 23% nos 9M10, penalizado pela forte base de comparação, já que nos 9M09 a nossa política de hedging proporcionou uma margem unitária de €21/MWh. A margem bruta das actividades liberalizadas caiu 15% (-€98M), reflectindo (i) -€84M na electricidade, uma vez que o maior volume de vendas a clientes (+56%) não permitiu compensar as menores margens realizadas (-45%, em linha com o anteriormente antecipado); e (ii) -€14M na comercialização de gás, decorrente de uma contracção de margens por força de maior concorrência.

No 3T10, o EBITDA das actividades liberalizadas contraiu 26% face ao 2T10, reflectindo uma nova contracção das margens de comercialização de gás, custos de produção mais elevados, menor procura de serviços complementares<sup>(5)</sup> e menores oportunidades de arbitragem no mercado ibérico. Como resultado do custo médio de produção mais elevado (+1% vs 2T10) e dos preços de pool mais altos (+26% vs 2T10) impulsionados pela maior procura térmica, o custo médio da electricidade vendida cresceu 24% no 3T10 (vs 2T10). Adicionalmente, o preço médio de venda de electricidade recuou 2% no 3T10 (vs 2T10), suportado pela menor procura nos mercados complementares<sup>(5)</sup> decorrente da menor contribuição do vento para o mix de geração do sistema no trimestre.

Nos 9M10 as vendas de electricidade a clientes finais representaram 182% da produção nas nossas centrais em mercado, reflectindo a capacidade da EDP em ajustar o nível de produção em cada momento, em função do seu custo relativo face ao custo de aquisição de electricidade no mercado.

**Volumes:** O volume total vendido cresceu 12,9TWh nos 9M10 (vs 9M09) suportado por (i) +8,3TWh (+56%) de vendas a clientes de retalho, impulsionado pela expansão do mercado livre total (em Portugal e Espanha) e por (ii) +4,2TWh de vendas no mercado grossista. As compras de electricidade na pool satisfizeram quase dois terços das necessidades totais de electricidade (vs 40% no 9M09), reflectindo o seu menor custo quando comparado com o custo da produção própria. Assim, apesar da recuperação de 2% na produção do 3T10, a produção nas nossas centrais em mercado foi 11% mais baixa nos 9M10.

**Margens (1)(2):** A margem efectiva alcançada no negócio de electricidade ascendeu a €11/MWh nos 9M10 (-45%), suportada por um custo médio da electricidade vendida 4% mais alto e por um preço médio de venda 11% mais baixo. O aumento do custo médio da electricidade vendida decorreu do custo de produção mais elevado nos 9M10 (+6%) e, em menor escala, do custo mais elevado da electricidade comprada na pool no 3T10 (+24% vs 2T10). A redução do preço médio de venda é essencialmente explicada pela quebra do mesmo na venda a clientes de retalho (-19%).

**Para 2010, a EDP tem já 29TWh de vendas realizadas e contratadas (mais de 100% da produção esperada), a preços que rondam €50/MWh e margens térmicas perto de €10/MWh. Para 2011, a EDP já contratou 12TWh de vendas de electricidade (c65% da produção esperada), com preços e margens em linha com os contratados para 2010.**

O nosso abastecimento de gás em 2010 baseia-se num portfolio anual de 4,3bcm, complementado com operações oportunísticas no mercado à vista. Nos 9M10, o consumo de gás aumentou 33%, para 44TWh (3,8bcm), suportado pelas vendas a clientes (+61% vs 9M09), que beneficiaram do arranque de operações em Portugal (Abr-09) e da consolidação (desde 31-Dez-09) dos activos adquiridos à Gas Natural. O gás consumido nas nossas centrais CCGT/cogeração aumentou 7%, impulsionado pela entrada em funcionamento de 863MW no 4T09 e pelo arranque de testes na central Soto5 (424MW), em Ago-10.

(1) Custo variável: inclui custos com combustíveis, custos com CO2 líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema;

(2) Preço médio de venda: inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema;

(3) Inclui resultados de cobertura de electricidade;

(4) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros;

(5) Inclui banda de regulação, mercados de restrições, desvios, intra-diários e serviços de sistema.

# Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M10	9M09	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>374,5</b>	<b>480,7</b>	<b>-22%</b>	<b>-106</b>
Portugal	137,3	171,0	-20%	-34
Espanha	232,1	321,8	-28%	-90
Ajustamentos	5,1	-12,1	-	+17
Fornecimentos e serviços externos	41,4	45,1	-8,1%	-4
Custos com pessoal	25,3	30,6	-17%	-5
Custos com benefícios sociais	1,3	1,3	3,4%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	17,5	19,9	-12%	-2
<b>Custos Operacionais</b>	<b>85,5</b>	<b>96,8</b>	<b>-12%</b>	<b>-11</b>
<b>EBITDA</b>	<b>289,0</b>	<b>383,9</b>	<b>-25%</b>	<b>-95</b>
Provisões	38,8	7,1	444%	+32
Deprec. e amortizações líquidas	149,5	131,3	14%	+18
<b>EBIT</b>	<b>100,7</b>	<b>245,5</b>	<b>-59%</b>	<b>-145</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>779</b>	<b>789</b>	<b>-1,3%</b>	<b>-10</b>

Dados-chave	9M10	9M09	Δ%	Δ Abs.
<b>Produção Electricidade (GWh)</b>	<b>12.637</b>	<b>14.262</b>	<b>-11%</b>	<b>-1.625</b>
CCGT	7.202	7.507	-4,1%	-305
Carvão	2.871	4.834	-41%	-1.963
Hidroelétrica	1.712	1.127	52%	+585
Nuclear	853	795	7,3%	+58
<b>Custos Variáveis (€/MWh) (1)</b>	<b>34,7</b>	<b>32,9</b>	<b>5,6%</b>	<b>+1,8</b>
CCGT	49,9	42,2	18%	+7,7
Carvão	26,0	30,9	-16%	-4,9
Hidroelétrica	0,7	-	-	+0,7
Nuclear	3,7	3,3	12%	+0,4
<b>Factores de Utilização (%)</b>				
CCGT	33%	48%	-	-14p.p.
Carvão	30%	51%	-	-21p.p.
Hidroelétrica	29%	19%	-	10p.p.
Nuclear	84%	78%	-	6p.p.
<b>Emissões CO<sub>2</sub> (M. ton.)</b>				
Total de emissões (2)	6,6	8,5	-22%	-2
Licenças gratuitas (2)(3)	7,4	7,3	0,8%	+0

Investimento Operacional (€ M)	9M10	9M09	Δ%	Δ Abs.
<b>Expansão</b>	<b>203,5</b>	<b>506,2</b>	<b>-60%</b>	<b>-303</b>
CCGT	46,5	167,0	-72%	-121
Hidroelétrica	157,0	339,2	-54%	-182
<b>Manutenção</b>	<b>46,6</b>	<b>24,3</b>	<b>91%</b>	<b>+22</b>
Recorrente	46,9	28,6	64%	+18
Não recorrente (ambiental)	(0,3)	(4,3)	92%	+4
<b>Total</b>	<b>250,0</b>	<b>530,5</b>	<b>-53%</b>	<b>-281</b>

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.

Nos 9M10, o custo médio de produção por MWh das nossas centrais de produção em mercado aumentou 6%, suportado por um custo de gás mais alto e pelo maior peso de CCGTs no portfólio de geração (adições de capacidade em 2009). Como resultado do menor custo relativo de compras de electricidade na pool vis a vis a nossa produção própria, beneficiamos da flexibilidade do nosso portfólio ao satisfazer uma grande parte das nossas necessidades do negócio de comercialização através de compras na pool. Desta forma, a produção nas nossas centrais recuou 11% nos 9M10.

**CCGTs:** A produção caiu 4% nos 9M10 (vs 9M09), reflectindo o impacto misto da menor procura térmica nos 9M10 e do aumento de capacidade instalada (+38%) suportada pela entrada em operação de Lares 1 e 2 (863MW em Portugal) no 4T09. Os factores médios de utilização nos 9M10 situaram-se em linha com a média do mercado. No 3T10 isolado, o factor médio de utilização das nossas centrais ficou acima da média de Espanha (39% vs 37%), reflectindo preços mais elevados na pool. O **custo médio de produção** aumentou 18% nos 9M10, já que o custo mais elevado associado aos nossos contratos de longo prazo de abastecimento de gás (indexados ao preço do Brent) foi apenas parcialmente compensado por menor custo de deficit de emissão de CO<sub>2</sub>.

**Carvão:** A produção recuou 41% nos 9M10, afectada por paragem mais longa em Aboño 2, no 1T10, e pela forte contracção da procura térmica. No 3T10, a produção recuperou 14% (vs 3T09), mantendo o factor médio de utilização claramente acima da média em Espanha: 40% vs. 36%, suportado pela maior eficiência das nossas centrais e utilização de gases siderúrgicos em Aboño. Apesar do aumento dos preços internacionais de carvão, o **custo médio da produção a carvão** recuou 16% nos 9M10, suportado pela nossa estratégia de sourcing, maior contribuição de gases siderúrgicos e pelo menor défice de emissão de CO<sub>2</sub> no período.

Nos 9M10, as nossas centrais térmicas aumentaram significativamente o volume vendido nos mercados complementares (2TWh vs -0,1TWh nos 9M09), fazendo uso da sua flexibilidade, especialmente no 1T10.

As emissões totais de CO<sub>2</sub> recuaram 22% nos 9M10, suportado pela forte redução de produção a carvão. Desta forma, as emissões totais ficaram claramente aquém das licenças gratuitas atribuíveis ao período.

**Hídrica e nuclear:** A produção hídrica aumentou 52% nos 9M10, reflectindo uma pluviosidade extrema no 1T10 e elevados níveis de armazenamento em barragens ao longo dos 9M10. A produção nuclear subiu 7%, reflectindo uma paragem mais longa do que o previsto na central de Trillo, no 1T09 (durante 7 semanas) e uma paragem para recarga de combustível no 2T10 (por 4 semanas).

Os **custos operacionais** caíram 12% (-€11M), reflectindo o fim do *CO<sub>2</sub> clawback* (€16M nos 9M09), cujo efeito superou o impacto dos custos associados a nova capacidade em operação e às imposições legais relacionadas com a tarifa social e capacidade nuclear em 2010.

O **investimento operacional** na produção liberalizada caiu €281M nos 9M10, para €250M, reflectindo o pagamento da concessão das centrais hídricas de Fridão e Alvito em Jan-09 (€232M) e o menor investimento em novas CCGT decorrente do arranque comercial de 863MW em Portugal, no 4T09. O investimento de **expansão** ascendeu a €204M, sustentado por: (1) €157M despendidos na execução de trabalhos de repotenciação em 5 centrais (Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova III; Salamonde II com adjudicação de construção em Out-10) e em 2 novas centrais em construção (Baixo Sabor e Ribeiradio), com arranque previsto em 2011/15, (2) €47M investidos em novas CCGT, nomeadamente em Soto 5 (424MW), cujo arranque comercial está previsto para o 1T11. O investimento em **manutenção** aumentou para €22M influenciado por trabalhos plurianuais.

(1) Inclui custos de combustível, emissão e licenças gratuitas de CO<sub>2</sub>, resultados de hedging;

(3) Valores correspondentes a 75% do total de licenças atribuídas anualmente

(2) Inclui emissões de CO<sub>2</sub> pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos;

# Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização Electricidade			
	9M10	9M09	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>97,4</b>	<b>75,2</b>	<b>30%</b>	<b>+22</b>
Fornecimentos e serviços externos	45,4	36,8	23%	+9
Custos com pessoal	10,5	8,3	27%	+2
Custos com benefícios sociais	0,3	0,2	36%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	0,3	(8,5)	-	+9
<b>Custos Operacionais</b>	<b>56,6</b>	<b>36,8</b>	<b>54%</b>	<b>+20</b>
<b>EBITDA</b>	<b>40,9</b>	<b>38,4</b>	<b>6%</b>	<b>+2</b>
Provisões	13,5	-2,2	-	+16
Depreciações e amortizações líquidas	3,2	2,3	36%	+1
<b>EBIT</b>	<b>24,2</b>	<b>38,2</b>	<b>-37%</b>	<b>-14</b>

DR Operacional (€ M)	Comercialização Gás			
	9M10	9M09	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>67,8</b>	<b>82,1</b>	<b>-17%</b>	<b>-14</b>
Fornecimentos e serviços externos	16,8	13,6	24%	+3
Custos com pessoal	2,6	2,9	-10%	-0
Custos com benefícios sociais	0,0	0,0	-2,9%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	9,8	9,8	0,0%	+0
<b>Custos Operacionais</b>	<b>29,3</b>	<b>26,3</b>	<b>11%</b>	<b>+3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>38,5</b>	<b>55,7</b>	<b>-31%</b>	<b>-17</b>
Provisões	0,0	0,0	-	+0
Depreciações e amortizações líquidas	0,3	0,4	-30%	-0
<b>EBIT</b>	<b>38,2</b>	<b>55,3</b>	<b>-31%</b>	<b>-17</b>

Dados-chave	9M10	9M09	Δ%	Δ Abs.
<b>Electricidade em Portugal</b>				
Volume Vendido (GWh)	6.480	3.254	99%	+3.226
Quota de Mercado (%)	52%	66%	-	-14 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	51,9	70,5	-26%	-19
Número de Clientes (mil)	305	246	24%	+58
<b>Electricidade em Espanha</b>				
<b>Mercado Livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	15.579	11.023	41%	+4.556
Quota de Mercado (%)	12%	11%	-	1 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	51,5	63,3	-19%	-12
Número de Clientes (mil)	615	490	26%	+125
<b>Comercial. Último Recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	876	324	170%	+551
Número de Clientes (mil)	383	434	-12%	-51
<b>Gás em Espanha &amp; Portugal</b>				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	20.600	15.104	36%	5.497
Espanha - Quota Mercado (%)	11%	8,7%	-	2 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	4.644	531	-	4.113
Portugal - Quota Mercado (%) (1)	37%	24%	-	13 p.p.
Margem Bruta Média (€/MWh)	1,2	3,1	-60%	-2
Número de Clientes (mil)	825	623	32%	+202
<b>Investimento Oper. (Electr.&amp;Gás, P. Ib.)</b>	<b>4,5</b>	<b>5,7</b>	<b>-22%</b>	<b>-1</b>
<b>Empregados (Port&amp;Esp, P. Ibérica)</b>	<b>272</b>	<b>307</b>	<b>-11%</b>	<b>-35</b>

As nossas subsidiárias que operam na comercialização liberalizada de electricidade e gás têm contratos intra-grupo de abastecimento de electricidade e gás.

**Comercialização de electricidade em Portugal** – O volume comercializado a clientes no mercado livre duplicou (vs 9M09), para 6,5TWh nos 9M10, reflectindo a expansão do mercado livre de electricidade em Portugal (+154%) e a redução da quota de mercado da EDP, de 66% nos 9M09 para 52% nos 9M10 (e c50% no 3T10). No 3T10, 38% do consumo total em Portugal reportou-se ao mercado livre. Adicionalmente, importa referir que o crescimento homólogo no 3T10 foi penalizado por uma base de comparação mais forte. O **preço médio de venda** recuou 26% nos 9M10, fruto do maior peso do segmento industrial e as actuais condições de mercado.

**Comercialização de electricidade em Espanha** – Nos 9M10, o volume vendido aos nossos clientes livres em Espanha subiu 41% sustentado pela expansão da base de clientes (+26%), do volume contratado através do acordo com a CIDE<sup>(2)</sup>, a partir de Jul-09, e de alguma recuperação de consumo. A nossa quota de mercado subiu 1p.p., para 12%, evidenciando a capacidade da EDP manter uma quota em comercialização que é o dobro da quota na produção. O **preço médio de venda** recuou 19% reflectindo o ajustamento de preços contratados às condições de mercado actuais. Adicionalmente, importa referir que, como resultado do movimento de liberalização ocorrido em Jul-09, os volumes comercializados a clientes sob a tarifa de último recurso são geridos de forma integrada com as nossas actividades de produção e comercialização liberalizadas, pelo que passam a ser reportadas nesta área, com efeito a partir de Jul-09.

Em relação à comercialização de electricidade, tanto em Portugal como em Espanha, importa referir que a margem bruta foi penalizada pelo aumento dos custos de sistema, com especial impacto no 1T10.

**Comercialização de gás (P. Ibérica)** – Em Espanha, o volume comercializado cresceu 41%, aumentando a nossa quota de mercado em 2p.p., para 11%. Este crescimento foi suportado pela recuperação do segmento industrial e pela consolidação (desde 31-Dez-09) do portfólio adquirido à Gas Natural. Em **Portugal**, a actividade iniciou-se em Abr-09 e o volume comercializado nos 9M10 ascendeu a 4,6TWh, suportado por uma subida de 33% no 3T10 (vs 2T10). A nossa quota no mercado livre atingiu 37% em Set-10 (com base no consumo anualizado, incluindo vendas a centrais de cogeração). A **margem bruta** na P. Ibérica caiu de €3,1/MWh nos 9M09 para €1,2/MWh nos 9M10: o aumento de concorrência e o ajustamento de preços de venda à queda no custo de compra penalizaram claramente as margens, com o valor do 3T10 a atingir €0,8/MWh.

O crescimento dos **custos operacionais** nos 9M10 reflectiu, tanto na comercialização de electricidade como de gás, o aumento de actividade e a inclusão neste perímetro da actividade de comercialização de último recurso em Espanha (electricidade).

## Perspectivas:

**As margens na comercialização de electricidade e gás**, tanto em Portugal como em Espanha, deverão manter-se sob pressão em 2010, reflectindo o actual enquadramento concorrencial, o aumento dos custos de sistema (na electricidade) e os deprimidos preços de gás nos mercados à vista internacionais.

**Em termos de volumes**, a EDP espera expandir o seu portfólio, tirando partido do crescimento do mercado livre nos 2 países. **A EDP já efectuou e contratou para 2010 vendas de electricidade correspondentes a um volume estimado de 29TWh, representando um crescimento de 38% face ao ano de 2009.** Adicionalmente, o Governo Português decidiu extinguir a 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-2011. Esta medida deverá dar um estímulo adicional à expansão do mercado livre em Portugal: o consumo total destes segmentos em mercado regulado representou 17TWh em 2009 e 7,9TWh nos 9M10.

(1) Com base no consumo anualizado;

(2) CIDE: uma associação de pequenas distribuidoras de electricidade em Espanha.

# EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Europa (€ M)			EUA (USD M)			EDP Renováveis (€ M) (1)		
	9M10	9M09	Δ %	9M10	9M09	Δ %	9M10	9M09	Δ %
<b>Margem Bruta</b>	<b>390,8</b>	<b>291,1</b>	<b>34%</b>	<b>254,6</b>	<b>193,8</b>	<b>31%</b>	<b>587,2</b>	<b>435,0</b>	<b>35%</b>
Fornecimentos e serviços externo:	63,7	46,8	36%	89,3	64,7	38%	142,6	103,5	38%
Custos com pessoal	14,7	10,0	47%	21,9	21,0	4,3%	38,2	30,6	25%
Outros custos operac. (líquidos)	5,2	3,4	54%	(93,6)	(96,9)	-3,4%	(66,7)	(67,6)	-1,4%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>83,6</b>	<b>60,2</b>	<b>39%</b>	<b>17,5</b>	<b>(11,3)</b>	<b>-</b>	<b>114,1</b>	<b>66,5</b>	<b>72%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>307,1</b>	<b>230,9</b>	<b>33%</b>	<b>237,1</b>	<b>205,0</b>	<b>16%</b>	<b>473,1</b>	<b>368,5</b>	<b>28%</b>
Provisões	(0,1)	(0,1)	-	-	-	-	(0,1)	(0,1)	-
Deprec. e amortizações líquidas	151,0	110,8	36%	202,2	147,4	37%	306,9	219,9	40%
<b>EBIT</b>	<b>156,2</b>	<b>120,2</b>	<b>30%</b>	<b>34,9</b>	<b>57,6</b>	<b>-39%</b>	<b>166,3</b>	<b>148,8</b>	<b>11,8%</b>
Result. alienação act. financ.	-	0,3	-	-	-	-	-	0,3	-
Resultados financeiros	(165,8)	(121,4)	37%	(61,7)	(51,9)	19%	(120,3)	(60,6)	98%
Resultados em associadas	2,9	3,1	-	-	(0,3)	-	2,9	2,9	-
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>(6,8)</b>	<b>2,2</b>	<b>-</b>	<b>(26,7)</b>	<b>5,4</b>	<b>-</b>	<b>48,9</b>	<b>91,3</b>	<b>-46%</b>
IRC e impostos diferidos	2,7	(1,0)	-	-	-	-	25,8	21,3	21%
Operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	(9,5)	3,2	-	(26,7)	5,4	-	23,1	70,0	-67,0%
<b>Accionistas da EDPR</b>	<b>(10,8)</b>	<b>3,2</b>	<b>-</b>	<b>(26,7)</b>	<b>5,4</b>	<b>-</b>	<b>22,2</b>	<b>70,1</b>	<b>-68%</b>
Interesses minoritários	1,3	(0,0)	-	-	-	-	0,9	(0,1)	-
<b>Empregados (#)</b>	<b>395</b>	<b>351</b>	<b>13%</b>	<b>327</b>	<b>288</b>	<b>14%</b>	<b>818</b>	<b>690</b>	<b>19%</b>

EDP Renováveis	9M10	9M09	Δ %
Cotação no fim do período (€/acção)	4,15	7,52	-45%
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,36	1,46	6,8%
Euro/USD - Taxa média do período	1,31	1,36	3,4%

Dados relevantes de Balanço (€ M)	9M10	9M09	Δ %
Empréstimos bancários e outros	255,2	265,5	-3,9%
Dívida c/ empresas Grupo EDP (líquida)	2.660,2	1.813,8	47%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>2.915,4</b>	<b>2.079,3</b>	<b>40%</b>
<b>Dívida Financeira</b>	<b>3.323,0</b>	<b>2.429,1</b>	<b>37%</b>
Interesses Minoritários	118,4	97,9	21%
<b>Passivo Liq<sup>2</sup> Parcerias Invest. Institucionais (2)</b>	<b>1.003,1</b>	<b>811,4</b>	<b>24%</b>
<b>Valor Contabilístico</b>	<b>5.202,3</b>	<b>5.175,3</b>	<b>0,5%</b>

Resultados Financeiros (€ M)	9M10	9M09	Δ %
Juros financeiros líquidos	(118,5)	(58,1)	104%
Custos parcerias c/ investidores institucionais	(48,4)	(42,4)	-14%
Custos capitalizados	52,2	45,3	15%
Diferenças cambiais	5,4	3,3	63%
Outros	(11,1)	(8,7)	-27%
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(120,3)</b>	<b>(60,6)</b>	<b>-98%</b>

Custos Operacionais (3)	9M10	9M09	Δ %
Opex / Avg MW (€ mil anualizado)	44,5	37,2	20%
Opex / MWh (€)	19,3	17,4	10,9%

A EDP Renováveis (EDPR) é a subsidiária do Grupo EDP que detém, gere e desenvolve activos de produção eólica, com operação em 11 países e sendo os seus principais mercados os EUA (c38% do EBITDA nos 9M10, com operações em 9 estados) e Espanha (c37% do EBITDA nos 9M10).

O EBITDA da EDPR cresceu 28% no período para €473M nos 9M10, reflectindo um aumento de 27% da capacidade instalada (6.181MW nos 9M10), uma subida de 35% da produção eólica, um factor médio de utilização estável nos 28%, e um aumento de 2% do preço médio de venda para €60/MWh nos 9M10. As depreciações e amortizações líquidas aumentaram 40% no período, de €220M nos 9M09 para €307M nos 9M10, reflectindo o mencionado aumento da capacidade instalada.

Nos 9M10, o contributo das operações nos EUA para o EBITDA da EDPR foi positivamente afectado pela **apreciação em 3% do Dólar contra o Euro** (+€6M). A set-10, 43% da dívida financeira líquida da EDPR estava denominada em USD, estando as operações nos EUA totalmente financiadas com dívida em USD (empréstimos contraídos junto da EDP) e fundos provenientes de parcerias institucionais com investidores locais. O aumento do peso da dívida denominada em EUR – 57% nos 9M10 vs. c48% nos 9M09 – reflecte os investimentos recentes que a empresa tem executado na Europa.

A dívida financeira da EDPR aumentou 37% no período (+€0,9MM) para €3.3MM a Set-10, reflectindo essencialmente os investimentos efectuados na construção de nova capacidade eólica, bem como o impacto cambial de uma apreciação do Dólar face ao Euro (c€90M). Os empréstimos para com a EDP, que representam 83% daquele montante, foram contratados a taxa fixa por 10 anos, enquanto a dívida externa para com instituições financeiras reflecte essencialmente dívida de *Project Finance* com perfil de longo prazo.

Os passivos referidos como **parcerias institucionais nos EUA** (relativos a acordos *Tax Equity* e *Cash Flip Deals* com investidores locais) aumentaram de €811M em Set-09 para €1.003M em Set-10 reflectindo: i) a conclusão do acordo relativo a Vento III em Jun-10; e ii) a realização de uma nova parceria institucional para Meadow Lake (99MW) em Set-10.

Os custos financeiros subiram 98% no período para €120M nos 9M10, devido a um aumento dos custos financeiros líquidos explicado por uma subida de 40% do montante de dívida líquida e por um aumento do custo médio de endividamento de 4,7% nos 9M09 para 5,0% nos 9M10, reflectindo um alargamento dos spreads na dívida contratada durante o ano de 2009. Os custos capitalizados aumentaram 15% devido essencialmente a um aumento do custo médio financeiro.

(1) Inclui Holding, outros e ajustamentos de consolidação. (2) Líquido de proveitos diferidos e caução de depósitos. (3) Fornecimentos e serviços externos, custos com pessoal e outros custos operacionais.

## EDP Renováveis: capacidade instalada e investimento operacional



Capacidade Instalada (MW)	Bruta	% Detida (1)	Capacidade Contrib. para EBITDA			
			Set-10	Set-09	Δ %	Δ Abs
<b>Espanha</b>	<b>2.390</b>	<b>1.890</b>	<b>2.035</b>	<b>1.752</b>	<b>16%</b>	<b>283</b>
Regime transitório	1.414	1.072	1.153	1.101	4,7%	52
RD 661/2007	976	818	882	651	36%	231
<b>Portugal</b>	<b>741</b>	<b>721</b>	<b>595</b>	<b>553</b>	<b>7,6%</b>	<b>42</b>
Antiga Remun.	595	575	595	553	7,6%	42
Nova Remun.	146	146	-	-	-	-
<b>França</b>	<b>259</b>	<b>259</b>	<b>259</b>	<b>211</b>	<b>23%</b>	<b>48</b>
<b>Polónia</b>	<b>120</b>	<b>116</b>	<b>120</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>120</b>
<b>Bélgica (PPA)</b>	<b>57</b>	<b>40</b>	<b>57</b>	<b>57</b>	<b>0,0%</b>	<b>-</b>
<b>EUA</b>	<b>3.337</b>	<b>3.120</b>	<b>3.101</b>	<b>2.295</b>	<b>35%</b>	<b>806</b>
CAE/Hedged	2.204	2.022	2.003	1.824	10%	180
Mercado	1.133	1.098	1.098	472	133%	627
<b>Brasil</b>	<b>14</b>	<b>8</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>6.917</b>	<b>6.153</b>	<b>6.181</b>	<b>4.882</b>	<b>27%</b>	<b>1.299</b>

MW Brutos	Em Constr.	Pipeline			Prosp.	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3		
<b>Espanha</b>	<b>216</b>	<b>300</b>	<b>436</b>	<b>1.821</b>	<b>2.387</b>	<b>5.160</b>
<b>Portugal</b>	<b>152</b>	<b>195</b>	<b>32</b>	<b>74</b>	<b>200</b>	<b>653</b>
<b>Resto da Europa</b>	<b>336</b>	<b>153</b>	<b>554</b>	<b>2.347</b>	<b>1.926</b>	<b>5.315</b>
França	25	76	54	139	434	728
Polónia	70	-	386	776	678	1.910
Roménia	228	57	26	30	500	841
Outros (2)	13	20	88	1.402	314	1.837
<b>EUA</b>	<b>122</b>	<b>948</b>	<b>7.184</b>	<b>6.895</b>	<b>3.887</b>	<b>19.036</b>
<b>Brasil</b>	<b>70</b>	<b>81</b>	<b>153</b>	<b>456</b>	<b>491</b>	<b>1.251</b>
<b>Total</b>	<b>895</b>	<b>1.676</b>	<b>8.359</b>	<b>11.593</b>	<b>8.891</b>	<b>31.415</b>

Investimento Operacional (€ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
Espanha	125	472	-73%	-346
Portugal	2	71	-97%	-69
Resto da Europa	262	251	4,2%	+11
<b>Europa</b>	<b>390</b>	<b>794</b>	<b>-51%</b>	<b>-404</b>
EUA - Investimento operacional bruto	698	689	1,3%	+9
EUA - Cash grant recebido	-	-35	-	+35
<b>EUA - Inv. Operacional Líquido</b>	<b>698</b>	<b>654</b>	<b>1,3%</b>	<b>+9</b>
<b>Outros</b>	<b>32</b>	<b>4</b>	<b>634%</b>	<b>+27</b>
<b>Total</b>	<b>1.120</b>	<b>1.453</b>	<b>-23%</b>	<b>-333</b>

Durante os últimos 12 meses, a capacidade instalada consolidada da EDPR aumentou em 1,299MW, o que representa um crescimento anual de 27%. Consequentemente, a EDPR gere actualmente um portfólio de 6,181MW de capacidade. Adicionalmente, a EDPR detém 142MW através da participação que detém no consórcio Eólicas de Portugal (consolidada pelo método da equivalência patrimonial). Nos 9M10, a EDPR adicionou um total de 691MW à sua capacidade instalada, dos quais 516MW foram instalados apenas no 3T10 (387MW nos EUA, 112MW em Espanha, 18MW em França). Adicionalmente, foram adicionados 18MW através do consórcio Eólicas de Portugal. No final de Set-10, a EDPR detinha 895MW de **capacidade eólica em fase construção**, dos quais: i) 743MW a consolidar ao nível do EBITDA (31% na Roménia, 29% em Espanha e 16% nos EUA); e ii) 152MW a consolidar pelo método de equivalência patrimonial, correspondentes à participação detida pela EDPR no consórcio Eólicas de Portugal (Portugal).

O investimento operacional totalizou €1.120M no 9M10, dos quais 62% (ou €698M) foram investidos no EUA e 35% (ou €390M) na Europa. O investimento na Europa foi, por sua vez, maioritariamente alocado à Roménia (€166M), Espanha (€125M), Polónia (€47M) e França (€41M). O investimento da EDPR no Brasil totalizou €22M. O investimento operacional da EDPR no período reflecte não apenas os 743MW de capacidade em construção, para os quais foram canalizados €451M do investimento operacional do período, mas também a conclusão dos trabalhos com a capacidade em operação e com a capacidade instalada no período, que representaram €579M de investimento operacional no período. No final de Abr-10, a EDPR assinou um contrato de fornecimento de turbinas com a Vestas, que irá trazer flexibilidade de acesso a novas turbinas. Este contrato prevê uma encomenda inicial de 1.500MW, a serem fornecidos, instalados e comissionados em 2011 e 2012, com flexibilidade na quantidade, local e data de entrega, prevendo também flexibilidade na escolha, para cada projecto, dos modelos e classes de turbinas comercialmente disponíveis, mediante aviso prévio.

Nos EUA, o ambiente de mercado no que respeita a novas instalações eólicas continua desafiante, estando a redução da procura de electricidade a adiar as necessidades das eléctricas em assinar novos CAEs com operadores de energias renováveis. Continuam a não existir notícias em relação à aprovação, por parte do Congresso, de um RES Federal, o que não está a pressionar de forma homogénea as eléctricas para fecharem CAEs ou comprarem créditos de energias renováveis. Considerando o actual ambiente regulatório e de mercado nos EUA, a EDPR decidiu limitar o seu crescimento nos EUA à capacidade contratada, revendo assim em baixa, para um total de 0,8-0,9GW de capacidade adicional por ano (MW EBITDA + Eólicas de Portugal), o seu anterior objectivo de crescimento para o período 2011-2012, dos quais: i) para 2011, 0,5GW-0,6GW a instalar na Europa, 0,2GW nos EUA e 0,1GW no Brasil; e ii) para 2012, 0,6-0,7GW a instalar na Europa e 0,2GW nos EUA. No que se refere ao ano 2010, o aumento de capacidade deverá perfazer 1,1GW, dos quais 46% nos EUA e 54% na Europa. A EDPR limita assim a sua exposição ao risco de mercado.

(1) MW não ajustados pela participação de 80% detida na Genesa (subsidiária da EDPR em Espanha).

(2) Outros incluem Bélgica, Itália e Reino Unido.

# EDP Renováveis: Performance Operacional



Dados Operacionais	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA MW</b>	<b>6.181</b>	<b>4.882</b>	<b>27%</b>	<b>+1.299</b>
<b>EBITDA MW + Eólicas de Portugal</b>	<b>6.327</b>	<b>4.925</b>	<b>28%</b>	<b>+1.402</b>
Eólicas de Portugal	146	43	237%	+102
<b>Factor Médio de Utilização (%)</b>	<b>28%</b>	<b>28%</b>	-	<b>0 pp</b>
<b>Europa</b>	<b>26%</b>	<b>24%</b>	-	<b>2 pp</b>
Portugal	27%	25%	-	3 pp
Espanha	26%	24%	-	2 pp
Resto da Europa	22%	19%	-	2 pp
<b>EUA</b>	<b>30%</b>	<b>31%</b>	-	<b>-1 pp</b>
<b>Brasil</b>	<b>27%</b>	<b>22%</b>	-	<b>6 pp</b>
<b>Electricidade Produzida (GWh)</b>	<b>9.818</b>	<b>7.295</b>	<b>35%</b>	<b>+2.523</b>
<b>Europa</b>	<b>4.615</b>	<b>3.225</b>	<b>43%</b>	<b>+1.390</b>
Portugal	1.045	829	26%	+216
Espanha	3.054	2.156	42%	+898
Resto da Europa	516	240	115%	+276
<b>EUA</b>	<b>5.178</b>	<b>4.050</b>	<b>28%</b>	<b>+1.128</b>
<b>Brasil</b>	<b>24</b>	<b>19</b>	<b>25%</b>	<b>+5</b>

Tarifa Eólica	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Tarifa média Unitária</b>	<b>59,9</b>	<b>59,0</b>	<b>1,5%</b>	<b>+1</b>
<b>Europa (€/MWh)</b>	<b>84,6</b>	<b>89,9</b>	<b>-5,9%</b>	<b>-5</b>
Portugal	99,6	99,2	0,5%	+0
Espanha (1)	78,0	86,4	-10%	-8
Preço médio obtido na pool	32,0	37,4	-14%	-5
Resto da Europa	93,1	89,2	4,4%	+4
<b>EUA (USD/MWh)</b>	<b>49,4</b>	<b>48,1</b>	<b>2,7%</b>	<b>+1</b>
Preço PPA/Cobertura	54,7	52,2	4,8%	+3
Mercado	33,8	26,0	30%	+8
<b>Brasil (BRL/MWh)</b>	<b>252,3</b>	<b>258,6</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-6</b>

Margem Bruta	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (€ M)</b>	<b>587,2</b>	<b>435,0</b>	<b>35%</b>	<b>+152</b>
<b>Europa</b>	<b>390,8</b>	<b>291,1</b>	<b>34%</b>	<b>+100</b>
Portugal	105,9	84,2	26%	+22
Espanha (2)	225,3	170,8	32%	+54
Resto da Europa	47,6	21,6	121%	+26
Outros & Ajustamentos	12,0	14,4	-17%	-2
<b>EUA</b>	<b>193,7</b>	<b>142,5</b>	<b>36%</b>	<b>+51</b>
<b>Outros</b>	<b>2,7</b>	<b>1,5</b>	<b>82%</b>	<b>+1</b>
<b>Margem Bruta Ajustada EUA (€ M)</b>	<b>268,8</b>	<b>202,9</b>	<b>32%</b>	<b>+66</b>
Margem Bruta	193,7	142,5	36%	+51
Receitas PTCs & Outras	75,1	60,4	24%	+15

**A produção de energia eólica** cresceu 35% no período, para 9,8GWh nos 9M10. Na **Europa**, a produção subiu 43%, devido a um aumento de 19% da capacidade e a uma melhoria do factor médio de utilização de 2pp para 26%. Nos **EUA**, a produção subiu 28%, no seguimento de um aumento de 35% da capacidade instalada, enquanto o factor médio de utilização recuou 1pp para 30%, penalizado por fracos recursos eólicos.

**O preço médio de venda nos EUA** aumentou 3% no período. O preço médio de venda dos nossos contratos de longo prazo (CAEs) cresceu 5% (USD55MWh nos 9M10), reflectindo os preços superiores dos últimos CAEs assinados. De notar que nos 9M10, a produção vendida através de CAEs (ou de contratos de cobertura) totalizou 3.761GWh (+10%, representando 73% da nossa produção nos EUA nos 9M10 vs. 84% nos 9M09). O preço médio de venda da produção em mercado cresceu 30% (USD34/MWh nos 9M10), consequência de uma recuperação dos preços da electricidade nos EUA que se deveu a um aumento da procura. O volume de produção vendido em mercado totalizou 1.417GWh (+124%, resultado da entrada em operação de nova capacidade, e representando 27% da nossa produção nos EUA nos 9M10, vs.16% nos 9M09). Em Fev-10, a EDPR fechou um CAE a 20 anos com a TVA (Tennessee Valley Authority), com início em Set-10, para 115MW de capacidade (parque eólico Pionner Prairie I). Adicionalmente, a EDPR continua activamente em negociações ou esforços de marketing no sentido de assinar novos CAEs nos EUA para os seus parques eólicos em construção, em fases avançadas de desenvolvimento e já em operação mas sem CAE, com o objectivo de continuar a reduzir a sua exposição à volatilidade dos mercados de energia no curto prazo.

**O Preço médio de venda em Espanha** caiu 10% no período, reflectindo uma quebra de 14% no preço médio da pool (€32/MWh nos 9M10), que foi parcialmente compensada pela contratação de vendas a prazo a preços superiores para 1,295GWh, com um impacto positivo de €3,7/MWh no preço médio de venda (ou €11M na margem bruta). De notar que, nos 9M10, 35% da produção da EDPR em Espanha (ou 1,073GWh) estavam protegidos através da aplicação de um nível mínimo à tarifa recebida (sistema de *cap & floor*), 42% da produção (ou 1,295GWh) estavam protegidos através de cobertura de preços, e apenas 22% da produção (ou 668GWh) estavam expostos ao preço *spot* de mercado. Para o 4T10, a EDPR contratou a prazo a venda de c76% da produção esperada que não está ao abrigo do sistema de *cap & floor* (limite mínimo de €75/MWh), fixando um preço médio de venda de €82/MWh (€44/MWh de preço na pool + €38/MWh de prémio fixo). Para 2011, a EDPR já vendeu a prazo c54% da produção esperada que não está ao abrigo daquele sistema, por um preço de venda fixo de €81/MWh (€43/MWh de preço na pool + €38/MWh de prémio fixo).

**O Resto da Europa** obteve um preço médio de venda de €93/MWh nos 9M10 (+4% no período): i) o preço médio de venda em França, apesar de beneficiar de uma tarifa estável (crescendo a uma taxa semelhante à de inflação), diminuiu 6%, reflectindo o período de testes (a tarifas inferiores) da capacidade recentemente instalada; ii) o contributo do mercado belga (preço médio de €112/MWh nos 9M10) melhorou significativamente, reflexo do fim do período de testes que ocorreu nos 9M09, e beneficia agora da tarifa elevada e do baixo nível de risco de um contrato de venda de energia de longo prazo (CAE); iii) na Polónia, onde a EDPR detém um contrato de longo prazo (15 anos) para a venda dos certificados verdes dos seus 120MW de capacidade a preços pré-determinados, os activos eólicos alcançaram um preço médio de venda de €109/MWh.

**Em síntese, a margem bruta** cresceu 35% no período (+€152M), com os principais contributos a virem: i) de Espanha (+€54M), no seguimento de um aumento de 42% da produção, que mais do que compensou uma quebra de 10% do preço médio de venda; e ii) dos EUA (+€51M), que, apesar de uma redução do factor médio de utilização, beneficiou de uma subida de 28% da produção e de 3% do preço médio de venda. De notar que a margem bruta do RoE cresceu 121% (+€26M), devido a um forte aumento da produção bem como a uma subida de 4% do preço médio de venda. Nos EUA, o aumento de 32% da margem bruta, deve-se em parte a um crescimento de 24% nas receitas provenientes das parcerias institucionais. Em Portugal, a margem bruta aumentou 26% (+€22M), devido a um crescimento de 26% da produção e a um ligeiro aumento das tarifas eólicas.

(1) Incluindo os ganhos com cobertura (9M10: €3,7/MWh and 9M09: €6,5/MWh). (2) Excluindo os ganhos com cobertura (9M10: €11M vs. 9M09: €14M), que estão a ser incluídos em "Outros e ajustamentos" ao nível da plataforma Europeia.

# Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M) (1)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>998,7</b>	<b>988,8</b>	<b>1,0%</b>	<b>+10</b>
Fornecimentos e serviços externos	242,5	243,7	-0,5%	-1
Custos com pessoal	101,6	101,4	0,2%	+0
Custos com benefícios sociais	54,6	62,2	-12%	-8
Rendas de concessão	178,8	179,7	-0,5%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	(7,3)	(5,4)	-35%	-2
<b>Custos Operacionais</b>	<b>570,2</b>	<b>581,5</b>	<b>-1,9%</b>	<b>-11</b>
<b>EBITDA</b>	<b>428,5</b>	<b>407,2</b>	<b>5,2%</b>	<b>+21</b>
Provisões	1,7	(0,1)	-	+2
Depreciações e amortizações líquidas	178,6	179,6	-0,6%	-1
<b>EBIT</b>	<b>248,2</b>	<b>227,7</b>	<b>9,0%</b>	<b>+21</b>

Margem Bruta	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (€ M)</b>	<b>998,7</b>	<b>988,8</b>	<b>1,0%</b>	<b>+10</b>
Mg bruta regulada - período actual	992,8	981,8	1,1%	+11
Mg bruta não-regulada	6,0	6,9	-14%	-1
<b>Rede de Distribuição</b>				
Prov. regulados - período actual (€ M)	911,1	890,7	2,3%	+20
Electricidade entrada na rede (GWh)	38.369	36.520	5,1%	+1.850
Clientes ligados à rede (mil)	6.143,8	6.108,4	0,6%	+35
<b>Comercialização de Último Recurso</b>				
Prov. regulados - período actual (€ M)	83,5	92,9	-10%	-9
Clientes fornecidos (mil)	5.802,5	5.853,9	-0,9%	-51
Electricidade entrada na rede (GWh)	25.184	31.308	-20%	-6.124
Preço de compra mercado (€/MWh)	47,1	46,8	0,5%	+0

Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M)				
<b>Início do período</b>	<b>(508,9)</b>	<b>1.145,4</b>	-	<b>-1.654</b>
Desvios tarifários anos anteriores (2)	381,9	(986,6)	-	+1.368
Gerado no período	35,0	(206,3)	-	+241
Outros (3)	(9,2)	3,7	-	-13
<b>Fim do período</b>	<b>(101,2)</b>	<b>(43,7)</b>	-	<b>-57</b>

Investimento & Custos Operac.	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (4)</b>	<b>344,1</b>	<b>345,1</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-1</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	56,0	56,5	-0,9%	-0
Custos control./km de rede (€/km)	1.558,9	1.583,5	-1,6%	-25
Empregados (#)	3.765	3.842	-2,0%	-77
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>149,8</b>	<b>172,9</b>	<b>-13%</b>	<b>-23</b>
Rede de distribuição (Km)	220,7	217,9	1,3%	+3
Tempo de interrup. equivalente (min.) (5)	73	72	2,1%	+1

**O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso em Portugal aumentou 5% no período** para €429M nos 9M10, reflectindo um aumento de 1% da margem bruta regulada (€993M) e uma redução de 2% dos custos operacionais, explicada por menores custos com benefícios sociais e com fornecimentos e serviços externos, e por uma redução das provisões para cobranças duvidosas. De notar que no 3T10 a EDP Soluções Comerciais, plataforma de serviços comerciais partilhados para a comercialização de electricidade e gás, foi excluída desta área de negócio e transferida para "Outros e Ajustamentos".

**A electricidade entrada na rede de distribuição** aumentou 5% no período para 38,4 TWh nos 9M10 (+3,8% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), reflectindo uma melhoria da procura no segmento industrial e condições climáticas mais favoráveis. **Os proveitos regulados da actividade de distribuição** totalizaram €911M nos 9M10. Adicionalmente, a EDP Distribuição (EDP D) registou um desvio tarifário positivo de €130M a devolver às tarifas: i) c€112M estão relacionados com um desfasamento temporal no *pass-through* dos custos para a REN, com reduzido impacto no final do ano e em linha com o definido pelo regulador (ERSE) para as tarifas em 2010; ii) o remanescente reflecte essencialmente um *mix* de consumo e preços mais favorável do que o assumido pela ERSE. Nos 9M10, a electricidade comercializada pela nossa **comercializadora de último recurso**, a EDP Serviço Universal (EDP SU), caiu 21%, reflexo da passagem de clientes (essencialmente industriais) para o mercado liberalizado – a quota de mercado da EDP SU em termos de electricidade comercializada passou de 85% nos 9M09 para 65% nos 9M10. No que se refere às compras de electricidade: i) os volumes adquiridos aos produtores em regime especial (PRE) aumentaram 35% (16% acima da estimativa da ERSE); e ii) o custo médio total com a compra de electricidade ficou 12% acima do previsto devido a um custo médio da PRE superior (€101/MWh vs. o pressuposto da ERSE de €91/MWh), o que mais do que compensou um preço médio de compra de electricidade em mercado inferior ao esperado (€47/MWh vs. uma estimativa da ERSE de €51/MWh). O maior volume de electricidade adquirida a PREs a preços superiores originou um desvio tarifário negativo de €165M ao nível da EDP SU a recuperar. Em síntese, um desvio tarifário a receber de €35M foi reconhecido nos 9M10, o que em conjunto com a devolução através das tarifas de €382M de desvios tarifários de anos anteriores, entre outros aspectos, resultou numa redução do **montante de pagamentos futuros da actividade regulada**. Até Dez-10, um total de €509M terão sido devolvidos aos clientes.

**Os custos operacionais controláveis** permaneceram relativamente estáveis: i) os fornecimentos e serviços externos beneficiaram de uma redução dos custos com comunicações e *back office* que compensou o aumento dos custos com O&M (condições atmosféricas adversas) e com serviços ao cliente; ii) os custos com pessoal ficaram estáveis reflectindo, por um lado, uma redução do número de empregados, e, por outro, uma actualização salarial média anual de 1,5% em 2010. **Os custos com benefícios sociais** caíram 12% no período, consequência de uma redução das provisões para actos médicos e fundo de pensões.

**O investimento operacional** totalizou €150M, com enfoque na expansão da rede e na melhoria da qualidade do serviço. Devido a condições atmosféricas adversas, o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) aumentou 1min. no período para 73min. nos 9M10.

No dia 15 de Outubro de 2010, a ERSE propôs para 2011 um aumento médio de 3,8% para as tarifas de electricidade em Baixa Tensão em Portugal. A proposta está actualmente a ser analisada pelo Conselho Tarifário e a decisão final deverá ser conhecida até ao próximo dia 15 de Dezembro. De notar que foi anunciado o fim da opção pela tarifa de último recurso para os grandes clientes (Muito Alta, Alta, Média e Baixa Tensão Especial) com início em 2011 (ano de transição). Nos 9M10, estes clientes representavam 35% da procura de último recurso e €4M de receitas reguladas.

(1) 9M2009 Pro-forma, excluindo a EDP Soluções Comerciais. (2) Inclui a venda a terceiros do direito a receber os défices/desvios tarifários bem como 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) (1)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>120,7</b>	<b>143,4</b>	<b>-16%</b>	<b>-23</b>
Fornecimentos e serviços externos	39,3	44,0	-11%	-5
Custos com pessoal	14,8	14,1	5,2%	+1
Custos com benefícios sociais	2,8	2,1	30%	+1
Outros custos operac. (líquidos)	(18,9)	(3,1)	-517%	-16
<b>Custos Operacionais</b>	<b>37,9</b>	<b>57,2</b>	<b>-34%</b>	<b>-19</b>
<b>EBITDA</b>	<b>82,8</b>	<b>86,2</b>	<b>-3,9%</b>	<b>-3</b>
Provisões	-	1,7	-	-2
Deprec. e amortizações líquidas	35,5	20,1	76%	+15
<b>EBIT</b>	<b>47,2</b>	<b>64,3</b>	<b>-27%</b>	<b>-17</b>

Margem Bruta	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>120,7</b>	<b>143,4</b>	<b>-16%</b>	<b>-23</b>
Margem bruta regulada	112,9	116,0	-2,7%	-3
Margem bruta não-regulada	7,9	27,3	-71%	-19
<b>Proveitos Regulados (€ M)</b>	<b>112,9</b>	<b>116,0</b>	<b>-2,7%</b>	<b>-3</b>
Distribuição	103,3	104,1	-0,8%	-1
Transporte	5,2	5,9	-11%	-1
Comercialização	4,4	6,0	-28%	-2
<b>Distribuição</b>				
Electricidade distribuída (GWh)	6.837	6.704	2,0%	+133
Clientes ligados (mil)	649,1	641,6	1,2%	+8
<b>Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M) (2)</b>				
<b>Início do período</b>	<b>501,4</b>	<b>283,7</b>	<b>77%</b>	<b>+218</b>
Défices tarifários anos anteriores (3)	64,7	77,3	-16%	-13
Gerado no período	150,7	112,9	33%	+38
Outros (4)	6,1	(23,8)	-	+30
<b>Fim do período</b>	<b>722,8</b>	<b>450,0</b>	<b>61%</b>	<b>+273</b>

Investimento & Custos Operac.	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (5)</b>	<b>54,1</b>	<b>58,1</b>	<b>-6,9%</b>	<b>-4</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	83,4	90,6	-8,0%	-7
Custos control./km de rede (€/Km)	2.449	2.691	-9,0%	-242
Empregados (#)	381	367	3,8%	+14
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>26,9</b>	<b>32,6</b>	<b>-17%</b>	<b>-6</b>
Rede ('000 Km)	22,1	21,6	2,3%	+1
Tempo de interrup. equiv. (min.)	50	119	-58%	-69

**O EBITDA da actividade distribuição de electricidade em Espanha diminuiu 4% no período** para €83M nos 9M10: i) os 9M09 incluem um proveito não recorrente de €17M relativo ao reconhecimento dos *upfront fees* cobrados anteriormente pela ligação de novos clientes (consequência do fim das tarifas reguladas em Jul-09); e ii) os 9M10 incluem um proveito operacional de €13,2M consequência da aplicação da IFRIC18<sup>(6)</sup>. Excluindo este impacto, o **EBITDA recorrente aumentou 1%**, beneficiando de uma redução dos fornecimentos e serviços externos, impulsionada por menores custos de marketing e back-office, que mais do que compensou uma redução de 4% da margem bruta, consequência de uma diminuição dos proveitos regulados e das receitas relacionadas com a ligação de novos clientes. De notar que a actividade de comercialização de último recurso está agora incorporada nas nossas actividades liberalizadas na Península Ibérica.

**Os proveitos regulados** totalizaram €113M nos 9M10, o que representa uma redução de 3% vs. os 9M09 mas um aumento de 1% vs. 2009 em média, uma vez que o 4T09 foi penalizado por uma revisão em baixa, em Dez-09, dos proveitos regulados para 2009. Considerando uma publicação da CNE de Jun-10, que esclarece alguns aspectos adicionais quanto ao novo modelo de remuneração, o montante de proveitos regulados contabilizados nos 9M10 reflecte uma abordagem mais conservadora, que tem implícito um montante de proveitos para 2010 de €150M (ou €143M excluindo €7M de receitas relativas aos activos de transporte, cuja venda, acordada em Jul-10 com a REE, está pendente de aprovação pelas autoridades competentes; Ganho de capital de €27M antes de impostos com contabilização esperada para o 4T10). De notar que de acordo com a Ordem Ministerial publicada em Dez-09, que fixou provisoriamente as receitas para as actividades reguladas de distribuição, transporte e comercialização de electricidade, os proveitos regulados da HC Distribución (HC D) para 2010 seriam superiores em €3M. **A electricidade distribuída** pela HC D aumentou 2%, reflectindo uma recuperação da actividade no sector industrial vs. uns 9M09 particularmente fracos. O consumo em Baixa Tensão (residencial) permaneceu estável nos 1,9TWh.

Em Dez-09, o Governo Espanhol definiu um aumento médio de 2,64% para as tarifas de último recurso no 1S10 vs. o 2S09, assumindo um custo médio com a compra de electricidade de €60/MWh. No final de Jun-10, foi anunciado o congelamento das tarifas de electricidade a partir de 1 de Julho de 2010. Em consequência, o défice tarifário Espanhol para os 9M10 foi estimado em €2,6MM, dos quais €151M foram atribuídos à HC Energia. Mais recentemente, o Ministério da Indústria anunciou um aumento médio de 5,1% para as tarifas de último recurso a partir de Out-10 vs. o 1S10, assumindo um custo médio para a compra de electricidade de €70/MWh e mantendo congeladas as tarifas de acesso. Actualmente, o défice tarifário Espanhol para 2010 está estimado em €3,6MM. No final de Jun-10, o **montante de recebimentos futuros da actividade regulada** totalizava €723M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €148M do défice tarifário dos 9M10; ii) €254M relativos ao défice de 2009; e iii) €320M relativos ao défice acumulado dos anos 2006-08.

**Os custos operacionais controláveis** diminuíram 7%, consequência de uma redução dos custos com fornecimentos e serviços externos potenciada por uma diminuição dos custos com marketing e *back-office* explicada pela transferência para as nossas actividades liberalizadas dos custos comerciais associados à comercialização regulada.

**O investimento operacional** diminuiu 17%, reflectindo um aumento dos subsídios ao investimento e uma redução dos investimentos em novos mercados e dos custos com o planeamento e desenvolvimento da rede. O tempo de interrupção equivalente caiu 69min., tendo os 9M09 sido fortemente afectados pelo ciclone Klaus, que danificou a nossa rede de distribuição no 1T09.

(1) 9M2009 Pro-forma, excluindo a HC CUR, que iniciou actividade em Jul-09. (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 são registados ao justo valor, por contrapartida de proveitos operacionais. Tendo em consideração que a IAS 16 estabelece que a amortização do se deve realizar pelo período em que são gerados benefícios económicos, e que estes activos não estão incluídos na base regulatória, os activos são integralmente amortizados no exercício.

## Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total			Actividade Regulada	9M10	9M09	% Δ	Abs. Δ
	9M10	9M09	Δ 10/09	9M10	9M09	Δ 10/09	9M10	9M09	Δ 10/09					
<b>Margem Bruta</b>	<b>43,9</b>	<b>24,6</b>	<b>79%</b>	<b>184,1</b>	<b>136,8</b>	<b>35%</b>	<b>228,1</b>	<b>161,4</b>	<b>41%</b>	<b>Número de Clientes Ligados (mil)</b>	<b>1.220,3</b>	<b>916,9</b>	<b>33%</b>	<b>+303</b>
Fornecimentos e serviços externo:	9,7	8,2	19,1%	25,0	18,0	39%	34,7	26,1	33%	Portugal	240,8	215,2	12%	+26
Custos pessoal	3,6	3,4	5%	18,0	14,1	27%	21,5	17,6	23%	Espanha	979,4	701,7	40%	+278
Custos benefícios sociais	0,2	0,1	151%	0,3	0,3	8,3%	0,5	0,4	34%	<b>Gas Distribuído (GWh)</b>	<b>39.298</b>	<b>18.735</b>	<b>110%</b>	<b>+20.563</b>
Outros custos operac. (líquidos)	1,8	1,9	-	2,5	1,5	67%	4,3	3,4	25%	Portugal	5.048	4.343	16%	+705
<b>Custos Operacionais</b>	<b>15,2</b>	<b>13,6</b>	<b>12,4%</b>	<b>45,8</b>	<b>33,9</b>	<b>35%</b>	<b>61,1</b>	<b>47,5</b>	<b>29%</b>	Espanha	34.250	14.392	138%	+19.858
<b>EBITDA</b>	<b>28,7</b>	<b>11,0</b>	<b>160%</b>	<b>138,3</b>	<b>102,9</b>	<b>34%</b>	<b>167,0</b>	<b>113,9</b>	<b>47%</b>	<b>Receitas Reguladas (€ M)</b>	<b>211,8</b>	<b>144,2</b>	<b>47%</b>	<b>+68</b>
Provisões	0,0	0,4	-98%	-0,1	-0,2	-41%	(0,1)	0,2	-	Portugal	43,9	24,6	79%	+19
Deprec. e amortizações líquidas	8,6	7,9	9,5%	44,8	25,1	79%	53,4	32,9	62%	Espanha	167,8	119,6	40%	+48
<b>EBIT</b>	<b>20,1</b>	<b>2,8</b>	<b>628%</b>	<b>93,6</b>	<b>78,0</b>	<b>20,0%</b>	<b>113,7</b>	<b>80,8</b>	<b>41%</b>	Distribuição	149,5	104,9	42%	+45
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>25,7</b>	<b>20,7</b>	<b>24%</b>	<b>25,8</b>	<b>24,1</b>	<b>6,8%</b>	<b>51,5</b>	<b>44,9</b>	<b>15%</b>	Transporte	18,3	14,7	25%	+4
Distribuição	25,7	20,7	24%	15,1	14,2	6,1%	40,8	35,0	17%	<b>Rede (Km)</b>	<b>12.812</b>	<b>9.321</b>	<b>37%</b>	<b>+3.491</b>
Transporte	-	-	-	10,7	9,9	7,9%	10,7	9,9	7,9%	Portugal - Distribuição	3.689	3.371	9,4%	+318
<b>Empregados (#)</b>	<b>102</b>	<b>98</b>	<b>4,1%</b>	<b>378</b>	<b>283</b>	<b>34%</b>	<b>480,0</b>	<b>381,0</b>	<b>26%</b>	Espanha	8.736	5.588	56%	+3.148
										Transporte	387	362	7,0%	+25

A 31-Dez-09, a Naturgas Energia (NGE) concluiu a aquisição à Gas Natural de alguns activos de distribuição em baixa pressão nas regiões da Cantábria e Múrcia, bem como de activos de distribuição em alta pressão nas regiões do País Basco, Astúrias e Cantábria. Estes activos começaram a ser consolidados ao nível da Demonstração de Resultados a partir de Jan-10. No seguimento do exercício da opção de venda detida pelo Ente Vasco de Energia sobre uma participação de 30,4% da NGE, a HC Energia assinou um acordo para a compra de uma participação de 29,4% na NGE por €617M a pagar em 3 tranches entre 2010 e 2012. Actualmente, a HC Energia detém uma participação de 65,6% na NGE.

O **EBITDA das nossas actividades reguladas de gás aumentou 47% no período** para €167M nos 9M10, devido à consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural (+€32M) e a um aumento das receitas reguladas em Espanha e Portugal. Excluindo o contributo dos activos adquiridos à Gás Natural, o EBITDA cresceu 18% no período.

Em **Espanha**, a margem bruta da actividade de gás regulado aumentou 35% no período (+€47M) para €184M nos 9M10, incluindo o contributo dos activos adquiridos à Gas Natural (+€44M). De notar que a margem bruta dos 9M10 inclui uma perda não-recorrente de €6M para ajustar as receitas reguladas do ano anterior pelos impactos negativos da crise económica na procura de gás e inflação. Numa base pro-forma, excluindo este impacto, a margem bruta aumentou 11%. **As receitas reguladas** aumentaram 40% para €168M: i) os activos adquiridos à Gas Natural contribuíram com €39M, relativos a c3.000Km de rede de distribuição e 260 mil pontos de abastecimento; excluindo este contributo, ii) as receitas reguladas da distribuição de gás aumentaram 8%, reflectindo um aumento da extensão da nossa rede, um crescimento de 3% nos pontos de abastecimento para 719 mil, e um aumento dos volumes de gás distribuído. O gás distribuído através da rede de alta pressão (essencialmente clientes industriais) beneficiou da recuperação da actividade no sector industrial e de uns 9M09 particularmente baixos em termos comparativos.

O gás distribuído através da rede de baixa pressão (essencialmente clientes residenciais) aumentou 19% para 6,4TWh nos 9M10, com base num maior número de pontos de abastecimento; iii) as receitas reguladas de transporte aumentaram 25%, devido a um aumento de 7% da extensão da nossa rede. A Ordem Ministerial de Dez-09 fixou a remuneração para as actividades reguladas de gás. As receitas reguladas atribuíveis à NGE para 2010 totalizam €168M, o que representa um crescimento anual de 5%, excluindo os activos adquiridos à Gas Natural, que representam mais €50M de receitas reguladas em 2010.

Em **Portugal**, as **receitas reguladas** da distribuição de gás aumentaram €19M no período, com base numa subida de 16% dos volumes de gás distribuído, suportado por um aumento do número de pontos de abastecimento, e pelo reconhecimento retroactivo das reavaliações iniciais dos activos (não consideradas nas receitas reguladas de 2009). Em Jun-10, o regulador Português (ERSE) definiu as tarifas para o ano gás Jul-10/Jun-11. Os 9% de retorno sobre os activos para a distribuição de gás, fixados para este período regulatório de 3 anos (Jul-08 a Jun-11) traduziram-se em proveitos regulados de €61M, o que representa um crescimento homólogo de 21%. Adicionalmente, a partir de Jul-10, foi extinta a opção pela tarifa transitória de último recurso para clientes com consumo anual > 10.000m3, de acordo com o calendário de liberalização em vigor.

Os **custos operacionais controláveis**<sup>(1)</sup> aumentaram 29% no período, devido à consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural (+€12M). Excluindo este efeito, os custos operacionais controláveis aumentaram €1M, suportado por um aumento dos custos com O&M e despesas com serviços ao cliente.

O **investimento operacional** aumentou para €51M, devido: (i) ao investimento em curso no gasoduto de Bergara-Irun (transporte), prevendo-se que esteja operacional no final de 2010 (investimento total de €68M); (ii) a um aumento dos investimentos em redes de distribuição e pontos de abastecimento.

(1) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

# EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil	9M10	9M09	Δ %
	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.				
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.702,9</b>	<b>1.617,6</b>	<b>5,3%</b>	<b>+85</b>	<b>727,4</b>	<b>567,4</b>	<b>28%</b>	<b>+160</b>	Cotação no fim do período (R\$/acção)	36,60	29,20	25%
Fornecimentos e serviços externos	285,3	239,6	19%	+46	121,9	84,1	45%	+38	Total de acções (milhões)	158,8	158,8	-
Custos com Pessoal	163,6	155,8	5,0%	+8	69,9	54,7	28%	+15	Acções próprias (milhões)	0,3	15,8	-98%
Custos com benefícios Sociais	23,8	38,6	-38%	-15	10,2	13,5	-25%	-3	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	102,9	102,9	-
Outros custos operacionais (líquidos)	71,2	80,4	-11%	-9	30,4	28,2	7,8%	+2	Euro/Real - Taxa de fim do período	2,32	2,61	12%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>544,0</b>	<b>514,4</b>	<b>5,7%</b>	<b>+30</b>	<b>232,4</b>	<b>180,5</b>	<b>29%</b>	<b>+52</b>	Euro/Real - Taxa média do período	2,34	2,85	22%
<b>EBITDA</b>	<b>1.159,0</b>	<b>1.103,2</b>	<b>5,1%</b>	<b>+56</b>	<b>495,1</b>	<b>387,0</b>	<b>28%</b>	<b>+108</b>	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	7,8%	0,0%	-
Provisões	14,3	21,6	-34%	-7	6,1	7,6	-19%	-1	Taxa de juro (CDI)	9,60	10,40	-80 pp
Depreciações e amortizações líquidas	259,1	236,9	9,4%	+22	110,7	83,1	33%	+28	Empregados (#)	2.360	2.366	-6
<b>EBIT</b>	<b>885,6</b>	<b>844,7</b>	<b>4,8%</b>	<b>+41</b>	<b>378,3</b>	<b>296,3</b>	<b>28%</b>	<b>+82</b>	<b>Dados relevantes de Balanço (€ M)</b>	<b>9M10</b>	<b>9M09</b>	<b>Δ %</b>
Result. da alienação de act. financ.	-	121,0	-	-121	-	42,4	-	-42	Dívida líquida	887	979	-9,4%
Resultados financeiros	(168,9)	(179,5)	-5,9%	-11	(72,1)	(63,0)	15%	+9	Recebimentos futuros da actividade regulada	(13)	40	-
Resultados em associadas	(0,9)	(0,3)	-	-1	(0,4)	(0,1)	-	-0	Interesses minoritários	781	668	17%
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>715,8</b>	<b>785,9</b>	<b>-8,9%</b>	<b>-70</b>	<b>305,8</b>	<b>275,7</b>	<b>11%</b>	<b>+30</b>	Valor contabilístico	2.006	1.510	33%
IRC e impostos diferidos	237,7	234,7	1,3%	+3	101,5	82,3	23%	+19	<b>Rating e Rácios de Dívida</b>	<b>9M10</b>	<b>9M09</b>	<b>Δ %</b>
Taxa efectiva imposto (%)	33%	30%	3,3 pp	+0	33%	30%	3,3 pp	+0	Dívida líquida / EBITDA	1,3x	1,9x	
Resultado líquido do exercício	478,1	551,2	-13%	-73	204,2	193,4	5,6%	+11				
<b>Accionistas da Energias do Brasil</b>	<b>384,2</b>	<b>468,3</b>	<b>-18%</b>	<b>-84</b>	<b>164,1</b>	<b>164,3</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-0</b>				
Interesses minoritários	93,9	82,9	13%	+11	40,1	29,1	38%	+11				
<b>Capex</b>	<b>546,0</b>	<b>452,3</b>	<b>21%</b>	<b>+94</b>	<b>233,2</b>	<b>158,7</b>	<b>47%</b>	<b>+75</b>	<b>Energias do Brasil</b>			<b>Ba1/Sta</b>
									Último relatório de Rating			08-04-10

Nos 9M10, o EBITDA da EDP Brasil aumentou 5% em moeda local reflectindo: (i) uma forte recuperação da procura de electricidade e (ii) impacto positivo dos desvios tarifários na distribuição.

Nos 9M10, a contribuição da EDP Brasil para o EBITDA consolidado foi afectada positivamente pela apreciação de 22% do Real contra o Euro (impacto positivo de €89M no EBITDA).

Note-se que a comparação dos 9M10 com os 9M09 é impactada por algumas questões não recorrentes das quais destacamos: (1) receita adicional como compensação pela rescisão de um contrato por parte de um consumidor (R\$6M) no 1T10 e (2) custos de reestruturação de RH de R\$15M no 1T09 relacionados com a implementação de um novo modelo organizacional.

Em Nov-09, a EDP Brasil vendeu 15,5 milhões de acções (9,8% do seu capital social) através de uma oferta de distribuição pública secundária de acções ordinárias que constituem acções próprias, ao preço de R\$28,50 por acção o que implicou uma diminuição do peso de acções próprias para 0,2% do capital social em Dez-09.

Os custos financeiros líquidos em BRL diminuíram 6% no período devido: (1) diminuição do custo médio da dívida (de 10,2% no 9M09 para 7,6% no 9M10), e (2) custo extraordinário nos 9M10 devido à actualização financeira de custos regulatórios relacionados com o racionamento de 2001 (R\$57M - resolução do regulador).

A dívida líquida da EDP Brasil em EUR caiu 9% (em BRL desceu 19%) o que suportou a queda do rácio dívida líquida/EBITDA para 1,3x nos 9M10. Em Jun-10, a EDP Brasil contratou um empréstimo com o Banco do Brasil no montante de R\$135M com vencimento em 2015 com um custo de 100% do CDI e em Jul-10 a Bandeirante emitiu obrigações no montante de R\$390M com vencimento daqui a 6 anos com um cupão de CDI + 1,5%, o que implicou um aumento do prazo médio da dívida para 5,4 anos em Set-10

Do total de dívida bruta em Jun-10, 100% estava denominado em moeda local ou protegida de variação cambial através de derivados. O peso da taxa de juro fixa da EDP Brasil era 52% em Set-10. A principal taxa de juro fixa de referência é a TJLP, que corresponde ao custo dos financiamentos concedidos pelo BNDES e actualmente encontra-se em 6%.

O resultado da alienação de act. financ. nos 9M09 está relacionado com a venda da nossa participação, em Jun-09, na empresa de telecomunicações Esc90. Os interesses minoritários em euros aumentaram em balanço devido à apreciação da moeda BRL. Ao nível da demonstração de resultados em moeda local, os interesses minoritários cresceram devido a melhores resultados financeiros no Lajeado, onde não detemos uma participação de 100%.

Em suma, o resultado líquido da EDP Brasil nos 9M10 (em IFRS) caiu 13% em moeda local. Excluindo o resultado da alienação de act. financ., o resultado líquido da Energias do Brasil nos 9M10 cresceu 11%.

Em Mai-10, a EDP Brasil pagou um dividendo de R\$296.3M, correspondente a R\$1,88 por acção.

# Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.070,2</b>	<b>973,2</b>	<b>10%</b>	<b>+97</b>
Forn. e serviços externos	214,3	177,7	21%	+37
Custos com Pessoal	117,6	115,2	2,1%	+2
Custos com benefícios Sociais	20,7	29,8	-31%	-9
Outros custos operac. (Liq.)	59,0	53,9	9,5%	+5
<b>Custos Operacionais</b>	<b>411,6</b>	<b>376,6</b>	<b>9,3%</b>	<b>+35</b>
<b>EBITDA</b>	<b>658,6</b>	<b>596,7</b>	<b>10%</b>	<b>+62</b>
Provisões	10,8	8,2	31%	+3
Deprec. e Amortizações Líquidas	137,7	124,7	10%	+13
<b>EBIT</b>	<b>510,2</b>	<b>463,7</b>	<b>10%</b>	<b>+46</b>

Na actividade de distribuição no Brasil, o **EBITDA nos 9M10 aumentou 10% relativamente aos 9M09**. O EBITDA ajustado de desvios tarifários cresceu 5%. A margem bruta aumentou 10% no período, principalmente devido a:

**Recuperação significativa nos 9M10 dos volumes de energia vendida e distribuída:** volume de energia vendida a clientes finais aumentou 7% nos 9M10 (+8% vs. 9M08) e 4% no 3T10 comparativamente ao 3T09. No segmento residencial e comercial, o volume vendido cresceu 5% nos 9M10 e 2% no 3T10 reflectindo: (i) aumento de 3% no número de clientes e (ii) aumento do consumo por cliente suportado no crescimento da penetração de electrodomésticos. No segmento industrial, o volume de energia vendida aumentou 12% nos 9M10, reflectindo a recuperação da produção industrial brasileira. 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 29% nos 9M10 (+15% no 3T10 relativamente ao 3T09 e +2% vs. os 9M08) reflectindo uma forte recuperação da procura principalmente do sector do minério e siderúrgico e uma base de comparação mais fraca nos 9M09. No entanto, o volume de electricidade distribuída no 3T10 caiu 1% face ao 2T10 devido a uma redução do volume de electricidade vendido pela Escelsa por baixas temperaturas no Estado de Espírito Santo, que apresentaram valores abaixo da média histórica para este Estado, principalmente em Julho e Agosto, o que implicou uma menor utilização de equipamento eléctrico como o ar condicionado.

**Impacto positivo dos reajustes tarifárias anuais (Escelsa desde Ago-09 e Bandeirante desde Out-09)**, 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. No entanto, a ANEEL publicou um draft das alterações regulatórias a no qual propõe uma alteração do retorno sobre o RAB para 7,15% depois de impostos. Todos os pressupostos deste draft estão em discussão pública e serão apenas aplicados ao próximo período regulatório (a partir de Out-11 e Aug-13 para a Bandeirante e Escelsa, respectivamente).

**Impacto positivo de desvios tarifários ao nível da margem bruta maiores nos 9M10 do que nos 9M09.** A margem bruta em IFRS da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários em termos de fluxo de caixa, enquanto a margem bruta em GAAP Brasileiro está mais próxima da margem bruta normalizada. Os desvios tarifários passados que estão a ser recuperados pela EDP através das tarifas, ascenderam nos 9M10 a R\$89M face a R\$104M nos 9M09. Por outro lado, um **desvio tarifário do período de R\$15M** foi criado nos 9M10 (contra um desvio tarifário de R\$64M nos 9M09). Este desvio tarifário foi criado devido a um aumento dos encargos sectoriais por alteração da metodologia de cálculo por parte do regulador. Consequentemente, os recebimentos futuros da actividade regulada diminuiram de R\$114M a recuperar em Set-09 para R\$31M em Set-10 a devolver ao sistema pela EDP Brasil na próxima revisão anual tarifária.

**Os custos com pessoal aumentaram 2% no período** em resultado da actualização salarial anual. Os fornecimentos e serviços externos aumentaram devido a: (1) condições meteorológicas adversas (tempestades e cheias) no início de 2010, que implicaram um aumento da quantidade de chamadas para o número grátis de apoio ao cliente e um aumento dos trabalhos de reparação e manutenção e (2) alteração da legislação com imposição de níveis de atendimento a clientes mais duros. Os outros custos operacionais nos 9M10 aumentaram em consequência de uma multa relacionada com um "blackout" eléctrico no final de 2009 nas áreas de concessão da Bandeirante e da Escelsa. Este custo está ainda em discussão com o regulador (R\$4M).

Margem Bruta	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta IFRS</b>	<b>1.070</b>	<b>973</b>	<b>10%</b>	<b>+97</b>
Desvio Tarifário (1)	15	64	-77%	-50
Desvios Períodos Anteriores (2)	(89)	(104)	-15%	+15
Outros	25	26	-1,3%	-0
<b>Margem Bruta Brasil GAAP</b>	<b>1.021</b>	<b>959</b>	<b>6,5%</b>	<b>+62</b>
<b>Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)</b>	<b>(31)</b>	<b>114</b>	<b>-</b>	<b>-145</b>
<b>Clientes Ligados (Milhares)</b>	<b>2.711,0</b>	<b>2.620,9</b>	<b>3,4%</b>	<b>+90</b>
Bandeirante	1.488,1	1.434,7	3,7%	+53
Escelsa	1.222,9	1.186,1	3,1%	+37
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>17.782</b>	<b>15.529</b>	<b>15%</b>	<b>+2.253</b>
Bandeirante	10.744	9.747	10%	+997
Escelsa	7.038	5.782	22%	+1.256
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	6.795	5.273	29%	+1.521
<b>Electricidade Vendida (GWh)</b>	<b>10.987</b>	<b>10.256</b>	<b>7,1%</b>	<b>+732</b>
<b>Bandeirante</b>	<b>6.738</b>	<b>6.326</b>	<b>6,5%</b>	<b>+412</b>
Resid., Comerc. e Outros	4.338	4.187	3,6%	+151
Industrial	2.400	2.139	12%	+261
<b>Escelsa</b>	<b>4.249</b>	<b>3.930</b>	<b>8,1%</b>	<b>+319</b>
Resid., Comerc. e Outros	3.460	3.230	7,1%	+229
Industrial	789	700	13%	+90

Investimento e Custos Operac.	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos controláveis (3)</b>	<b>331,9</b>	<b>292,9</b>	<b>13%</b>	<b>+39</b>
Custos control./cliente (R\$/cliente)	122,4	111,8	9,6%	+11
Custos control./km rede (R\$/km)	3,9	3,5	13%	+0
Empregados (#)	2.003	2.026	-1,1%	-23
<b>Invest. Operacional (R\$M)</b>	<b>234,0</b>	<b>221,9</b>	<b>5,5%</b>	<b>+12</b>
Rede de Distribuição (Km)	84,2	84,2	0,0%	+0

(1) 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.

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

(3) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

# Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>604,8</b>	<b>596,4</b>	<b>1,4%</b>	<b>+8</b>
Fornecimentos e serviços externos	42,8	34,9	23%	+8
Custos com pessoal	26,9	25,3	6,3%	+2
Custos com benefícios Sociais	1,7	3,0	-43%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	7,9	12,1	-34%	-4
<b>Custos Operacionais</b>	<b>79,3</b>	<b>75,2</b>	<b>5,5%</b>	<b>+4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>525,4</b>	<b>521,2</b>	<b>0,8%</b>	<b>+4</b>
Provisões	(0,7)	0,9	-	-2
Deprec. e amortizações líquidas	110,5	103,4	6,9%	+7
<b>EBIT</b>	<b>415,6</b>	<b>417,0</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-1</b>

Produção	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (R\$ M)</b>	<b>604,8</b>	<b>596,4</b>	<b>1,4%</b>	<b>+8</b>
Lajeado	262,5	257,5	1,9%	+5
Peixe Angical	206,2	206,2	0,0%	+0
Energest (15 centrais hídricas)	136,0	132,7	2,5%	+3
<b>Capacidade Instalada - Hídrica (MW)</b>	<b>1.734</b>	<b>1.725</b>	<b>0,5%</b>	<b>+9</b>
Lajeado	903	902	0,1%	+1
Peixe Angical	452	452	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	380	371	2,3%	+9
<b>Energia Vendida (GWh)</b>	<b>5.923</b>	<b>5.789</b>	<b>2,3%</b>	<b>+133</b>
Lajeado	2.578	2.425	6,3%	+154
Peixe Angical	1.723	1.703	1,2%	+20
Energest (15 centrais hídricas)	1.622	1.662	-2,4%	-40
<b>Preço Médio de Venda (R\$/MWh)</b>	<b>118,9</b>	<b>118,5</b>	<b>0,3%</b>	<b>+0</b>
Lajeado	102,1	106,3	-4,0%	-4
Peixe Angical	150,9	149,0	1,3%	+2
Energest (15 centrais hídricas)	111,6	105,2	6,0%	+6
<b>Investimento Operac. (R\$ Milhões)</b>	<b>311,0</b>	<b>228,4</b>	<b>36%</b>	<b>+83</b>
Manutenção	28,4	25,5	11%	+3
Expansão	282,7	202,9	39%	+80
Pécem	272,0	126,6	115%	+145
Outros	10,7	76,3	-86%	-66
<b>Empregados (#)</b>	<b>252</b>	<b>251</b>	<b>0,4%</b>	<b>+1</b>

Comercialização	9M10	9M09	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	23,3	45,3	-49%	-22
Custos operacionais (R\$ M)	0,8	19,1	-96%	-18
EBITDA (R\$ M)	22,6	26,3	-14%	-4
Vendas electricidade (GWh)	5.946	6.243	-4,8%	-297
Número de clientes (#)	84	107	-21%	-23

## PRODUÇÃO:

O EBITDA da actividade de produção aumentou 1% no período, suportado por uma subida de 1% da margem bruta.

A capacidade instalada aumentou 1% em resultado da repotenciação das centrais hídricas de Suíça (+3MW no 4T09) e de Rio Bonito (+4MW no 4T09 e +2MW no 1T10).

O volume vendido aumentou 2% nos 9M10 (relativamente ao 3T10 +27% vs. 1T10 e +20% vs. 2T10) reflectindo a alocação ao semestre do volume anual contratado em PPA, o que implicou uma alocação de maior volume de energia no segundo semestre de 2010, quando é esperada uma recuperação dos preços em mercado (o preço médio aumento de 178% no trimestre de R\$40,7 no 2T10 para R\$113,3 no 3T10).

O preço médio de venda manteve-se estável nos 9M10. Toda a capacidade instalada da Energias do Brasil é contratada sob PPA com preços ajustados à inflação e com uma maturidade média de 15 anos.

Os custos operacionais cresceram 6% nos 9M10 reflectindo custos jurídicos associados à fusão de todas as empresas do grupo Lajeado e antecipação de trabalhos relacionados com o meio ambiente e manutenção e conservação.

O investimento operacional aumentou 36% nos 9M10 para R\$311M. O investimento operacional de expansão representa 91% 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\$1,024M até Set-10 (67% do total). O investimento operacional de expansão em outros nos 9M10 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 de R\$240M no primeiro ano de funcionamento com "repasse" 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\$304M.

## COMERCIALIZAÇÃO LIBERALIZADA:

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. Nos 9M10, o EBITDA diminuiu R\$4M relativamente ao período homólogo, devido a: (1) um ganho extraordinário no 1T10, devido a um acordo com um cliente para rescisão contratual por decisão do próprio (R\$6M) e (2) reactivação do contrato de fornecimento com a Ampla no 3T09 que originou uma margem adicional (+R\$21,4M). Este facto implicou um aumento ao nível dos custos operacionais, devido ao registo da respectiva provisão pelo diferencial entre tarifa contratual e o valor anteriormente pago por este cliente (+R\$10,4M). Excluindo estes impactos, o EBITDA nos 9M10 cresceu 9% para R\$17M.



## **Demonstrações de Resultados**

## Demonstração de Resultados por Área de Negócio



9M10 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
<b>Margem Bruta</b>	<b>784,1</b>	<b>539,7</b>	<b>1.347,6</b>	<b>587,2</b>	<b>727,4</b>	<b>8,4</b>	<b>3.994,5</b>
Fornecimentos e serviços externos	73,7	103,6	316,5	142,6	121,9	(136,7)	621,6
Custos com pessoal	53,3	38,4	138,0	36,5	69,9	99,8	435,9
Custos com benefícios sociais	15,7	1,7	57,9	1,6	10,2	2,2	89,3
Rendas de concessão	3,9	-	178,8	5,7	-	(0,7)	187,7
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(0,9)	27,7	(22,0)	(72,4)	30,4	46,4	9,2
<b>Custos Operacionais</b>	<b>145,6</b>	<b>171,4</b>	<b>669,2</b>	<b>114,1</b>	<b>232,4</b>	<b>11,0</b>	<b>1.343,7</b>
<b>EBITDA</b>	<b>638,5</b>	<b>368,3</b>	<b>678,3</b>	<b>473,1</b>	<b>495,1</b>	<b>(2,6)</b>	<b>2.650,8</b>
Provisões	(4,0)	52,4	1,6	(0,1)	6,1	12,2	68,3
Depreciações e amortizações líquidas (1)	178,0	153,0	267,5	306,9	110,7	63,7	1.079,8
<b>EBIT</b>	<b>464,4</b>	<b>163,0</b>	<b>409,1</b>	<b>166,3</b>	<b>378,3</b>	<b>(78,5)</b>	<b>1.502,7</b>

9M09 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
<b>Margem Bruta</b>	<b>754,5</b>	<b>638,0</b>	<b>1.293,5</b>	<b>435,0</b>	<b>567,4</b>	<b>(9,6)</b>	<b>3.678,9</b>
Fornecimentos e serviços externos	68,5	95,4	313,9	103,5	84,1	(135,5)	529,8
Custos com pessoal	48,8	41,8	133,0	30,3	54,7	99,7	408,3
Custos com benefícios sociais	26,3	1,5	64,7	0,3	13,5	3,7	110,1
Rendas de concessão	3,9	-	179,7	3,6	-	(0,9)	186,2
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(3,6)	21,3	(5,1)	(71,2)	28,2	47,8	17,4
<b>Custos Operacionais</b>	<b>143,9</b>	<b>160,0</b>	<b>686,2</b>	<b>66,5</b>	<b>180,5</b>	<b>14,7</b>	<b>1.251,8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>610,6</b>	<b>478,0</b>	<b>607,3</b>	<b>368,5</b>	<b>387,0</b>	<b>(24,3)</b>	<b>2.427,1</b>
Provisões	1,4	4,9	1,8	(0,1)	7,6	18,3	34,0
Depreciações e amortizações líquidas (1)	190,1	134,0	232,7	219,9	83,1	61,2	921,0
<b>EBIT</b>	<b>419,0</b>	<b>339,1</b>	<b>372,8</b>	<b>148,8</b>	<b>296,3</b>	<b>(103,9)</b>	<b>1.472,2</b>

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

# Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10	2T10	3T10	4T10
Receitas de electricidade	2.877,3	2.409,1	2.744,3	2.991,3	3.118,7	2.927,8	3.100,3	-
Receitas de gás	326,2	209,4	185,6	260,3	336,8	284,3	330,5	-
Outras Receitas	29,8	38,0	35,9	91,0	38,8	56,3	45,2	-
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>3.233,3</b>	<b>2.656,4</b>	<b>2.965,8</b>	<b>3.342,6</b>	<b>3.494,3</b>	<b>3.268,4</b>	<b>3.476,0</b>	-
Electricidade	1.464,8	1.045,2	1.343,9	1.486,6	1.688,5	1.558,2	1.700,7	-
Gás	218,3	128,0	98,5	196,4	221,4	193,9	211,8	-
Combustíveis	272,3	273,4	287,3	222,7	172,4	176,4	270,2	-
Materiais diversos e mercadorias	17,1	16,8	11,1	10,5	9,7	13,2	27,7	-
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>1.972,5</b>	<b>1.463,5</b>	<b>1.740,8</b>	<b>1.916,1</b>	<b>2.092,0</b>	<b>1.941,7</b>	<b>2.210,5</b>	-
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.260,8</b>	<b>1.193,0</b>	<b>1.225,1</b>	<b>1.426,4</b>	<b>1.402,3</b>	<b>1.326,7</b>	<b>1.265,5</b>	-
Fornecimentos e serviços externos	165,5	187,9	176,3	238,4	194,2	210,4	217,1	-
Custos com pessoal	141,3	142,5	124,5	131,7	150,5	145,9	139,5	-
Custos com benefícios sociais	35,4	30,6	44,1	48,2	32,8	28,1	28,5	-
Rendas de concessão	61,8	62,5	61,9	62,4	62,7	62,7	62,3	-
Outros custos operacionais (líquidos)	7,6	8,0	1,8	9,8	22,5	(11,6)	(1,8)	-
<b>Custos Operacionais</b>	<b>411,7</b>	<b>431,5</b>	<b>408,5</b>	<b>490,6</b>	<b>462,7</b>	<b>435,4</b>	<b>445,6</b>	-
<b>EBITDA</b>	<b>849,1</b>	<b>761,4</b>	<b>816,6</b>	<b>935,8</b>	<b>939,6</b>	<b>891,2</b>	<b>820,0</b>	-
Provisões	4,7	14,1	15,2	40,7	10,1	29,2	29,0	-
Depreciações e amortizações líquidas (1)	312,3	300,1	308,5	397,7	340,9	364,3	374,6	-
<b>EBIT</b>	<b>532,1</b>	<b>447,2</b>	<b>492,8</b>	<b>497,4</b>	<b>588,6</b>	<b>497,7</b>	<b>416,4</b>	-
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	12,9	15,0	2,8	29,1	5,8	(1,0)	(2,2)	-
Resultados financeiros	(165,5)	(121,7)	(92,1)	(107,4)	(118,1)	(114,8)	(115,0)	-
Resultados em associadas	4,6	9,1	7,2	4,3	6,9	6,2	5,2	-
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>384,1</b>	<b>349,6</b>	<b>410,6</b>	<b>423,4</b>	<b>483,2</b>	<b>388,1</b>	<b>304,4</b>	-
IRC e Impostos diferidos	88,0	105,5	115,6	90,6	129,0	102,9	73,6	-
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	296,1	244,1	295,0	332,7	354,2	285,2	230,8	-
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>265,3</b>	<b>214,1</b>	<b>268,6</b>	<b>275,8</b>	<b>309,2</b>	<b>255,6</b>	<b>209,5</b>	-
Interesses minoritários	30,8	30,0	26,4	57,0	45,0	29,6	21,3	-

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

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>9M10</b> (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>2.937,6</b>	<b>1.996,6</b>	<b>591,4</b>	<b>3.815,3</b>	<b>1.202,2</b>	<b>1.570,2</b>	<b>(1.874,6)</b>	<b>10.238,6</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>1.778,9</b>	<b>1.899,2</b>	<b>4,1</b>	<b>2.695,8</b>	<b>906,3</b>	<b>842,8</b>	<b>(1.883,0)</b>	<b>6.244,1</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.158,7</b>	<b>97,4</b>	<b>587,2</b>	<b>1.119,5</b>	<b>295,9</b>	<b>727,4</b>	<b>8,4</b>	<b>3.994,5</b>
Fornecimentos e serviços externos	115,1	45,4	142,6	281,8	51,6	121,9	(136,7)	621,6
Custos com pessoal	78,6	10,5	36,5	116,4	24,2	69,9	99,8	435,9
Custos com benefícios sociais	17,0	0,3	1,6	57,4	0,6	10,2	2,2	89,3
Outros Custos Operacionais (Líquido)	20,5	0,3	(66,7)	152,6	14,0	30,4	45,7	196,8
<b>Custos Operacionais</b>	<b>231,2</b>	<b>56,6</b>	<b>114,1</b>	<b>608,2</b>	<b>90,3</b>	<b>232,4</b>	<b>11,0</b>	<b>1.343,7</b>
<b>EBITDA</b>	<b>927,5</b>	<b>40,8</b>	<b>473,1</b>	<b>511,3</b>	<b>205,5</b>	<b>495,1</b>	<b>(2,6)</b>	<b>2.650,8</b>
Provisões	34,9	13,5	(0,1)	1,7	(0,1)	6,1	12,2	68,3
Depreciações e amortizações líquidas (1)	327,5	3,2	306,9	214,1	53,7	110,7	63,7	1.079,8
<b>EBIT</b>	<b>565,1</b>	<b>24,2</b>	<b>166,3</b>	<b>295,4</b>	<b>151,9</b>	<b>378,3</b>	<b>(78,5)</b>	<b>1.502,7</b>

<b>9M09</b> (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>2.591,8</b>	<b>1.302,9</b>	<b>440,9</b>	<b>3.635,9</b>	<b>859,0</b>	<b>1.199,6</b>	<b>(1.174,4)</b>	<b>8.855,6</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>1.356,6</b>	<b>1.227,6</b>	<b>5,8</b>	<b>2.503,8</b>	<b>615,5</b>	<b>632,2</b>	<b>(1.164,8)</b>	<b>5.176,8</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.235,2</b>	<b>75,2</b>	<b>435,0</b>	<b>1.132,1</b>	<b>243,5</b>	<b>567,4</b>	<b>(9,6)</b>	<b>3.678,8</b>
Fornecimentos e serviços externos	113,6	36,8	103,5	287,7	39,7	84,1	(135,5)	529,8
Custos com pessoal	79,4	8,3	30,3	115,5	20,5	54,7	99,7	408,3
Custos com benefícios sociais	27,6	0,2	0,3	64,3	0,4	13,5	3,7	110,1
Outros Custos Operacionais (Líquido)	20,3	(8,5)	(67,6)	171,2	13,2	28,2	46,8	203,6
<b>Custos Operacionais</b>	<b>240,7</b>	<b>36,8</b>	<b>66,5</b>	<b>638,7</b>	<b>73,8</b>	<b>180,5</b>	<b>14,7</b>	<b>1.251,8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>994,5</b>	<b>38,4</b>	<b>368,5</b>	<b>493,4</b>	<b>169,7</b>	<b>386,9</b>	<b>(24,3)</b>	<b>2.427,0</b>
Provisões	8,6	(2,2)	(0,1)	1,6	0,2	7,6	18,3	34,0
Depreciações e amortizações líquidas (1)	321,4	2,3	219,9	199,8	33,3	83,0	61,2	920,9
<b>EBIT</b>	<b>664,5</b>	<b>38,2</b>	<b>148,8</b>	<b>292,0</b>	<b>136,1</b>	<b>296,3</b>	<b>(103,9)</b>	<b>1.472,2</b>

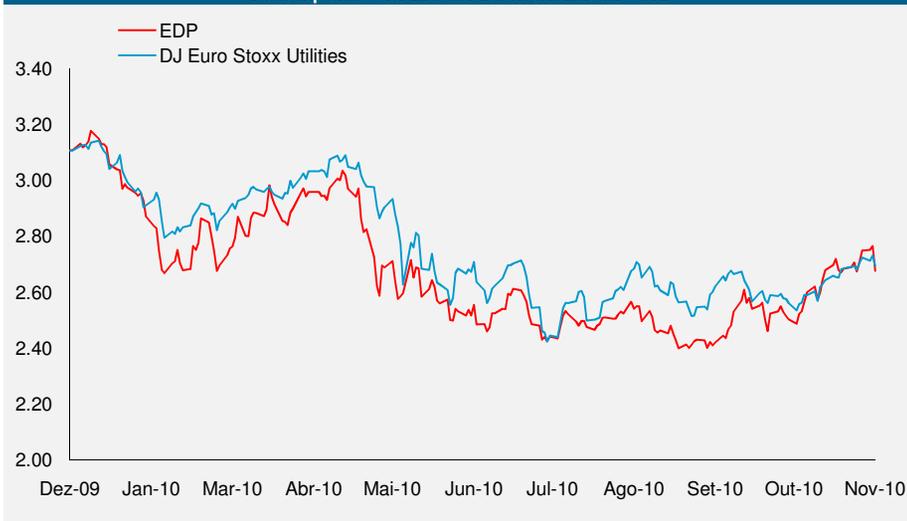
(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.



# Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



Principais Eventos EDP

- Jan-13:** EDP adjudica construção da nova central hidroelétrica Venda Nova III
- Jan-27:** EDP Renováveis entra no mercado eólico italiano através da aquisição de 520 MW em desenvolvimento
- Feb-10:** Substituição do representante da Sonatrach no Conselho Geral e de Supervisão
- Mar-09:** EDP emite obrigações no montante de EUR 1 000 000 000 a 5 anos
- Mar-12:** Comunicação de redução de participação qualificada Pictet
- Abr-16:** Assembleia Geral Anual de Accionistas
- Abr-26:** EDP Renováveis selecciona Vestas para contratar o fornecimento de aerogeradores relativos a um máximo de 2,1 GW de capacidade eólica
- Abr-27:** EDP anuncia pagamento de dividendos a 13 de Maio (dividendo bruto - €0,155)
- Jun-17:** Fitch mantém rating de longo prazo da EDP em 'A-' com outlook estável
- Jun-28:** EDP Renováveis estabelece acordo "tax equity"
- Jun-29:** Blackrock reduz participação na EDP
- Jul-13:** Moody's mantém rating de longo prazo da EDP em 'A3' atribuindo outlook estável
- Jul-28:** EDP reforça controlo da Naturgas
- Jul-29:** EDP vende activos de transporte de electricidade em Espanha à REE
- Ago-04:** ANEEL aprova revisão tarifária da EDP Escelsa
- Ago-23:** Atribuição de garantia de potência para a produção de energia eléctrica em Portugal
- Out-6:** Alteração de Participação Qualificada (Pública e CGD)
- Out-07:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Bandeirante
- Out-21:** EDP aliena a sua participação na Deca II (Guatemala)
- Out-29:** Standard & Poor's mantém o rating da EDP
- Nov-03:** EDP contrata linha de crédito de €2MM

## EDP em Bolsa

	YTD	52W (03-11-2010)	2009
--	-----	---------------------	------

### Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

	YTD	52W (03-11-2010)	2009
Fecho	2,68	2,68	3,11
Max	3,19	3,19	3,22
Min	2,40	2,40	2,34
Média	2,71	2,75	2,88

### Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

	YTD	52W (03-11-2010)	2009
Volume de Negócios (€ M)	4.189	4.866	5.027
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	28	25	19
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.548	1.768	1.743
Volume Médio Diário (milhões de acções)	10,4	9,2	6,7

# EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	9M10	9M09	Δ MW	Δ %	Produção de Electricidade (GWh)	9M10	9M09	Δ GWh	Δ %
<b>CAE/CMEC</b>	<b>6.931</b>	<b>6.987</b>	<b>-56</b>	<b>-0,8%</b>	<b>CAE/CMEC</b>	<b>13.768</b>	<b>12.176</b>	<b>1.592</b>	<b>13%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>4.094</b>	<b>4.094</b>	-	-	<b>Hídrico</b>	<b>10.574</b>	<b>4.974</b>	<b>5.599</b>	<b>113%</b>
Flo de água	1.860	1.860	-	-	Flo de água	6.821	3.299	3.522	
Albufeira	2.234	2.234	-	-	Albufeira	3.753	1.675	2.078	
<b>Carvão</b>	<b>1.180</b>	<b>1.180</b>	-	-	<b>Carvão</b>	<b>3.193</b>	<b>6.943</b>	<b>-3.750</b>	<b>-54%</b>
Sines	1.180	1.180	-	-	Sines	3.193	6.943	-3.750	
<b>Fuel</b>	<b>1.657</b>	<b>1.713</b>	<b>-56</b>		<b>Fuel</b>	<b>2</b>	<b>259</b>	<b>-257</b>	<b>-99%</b>
Setúbal	946	946	-	-	Setúbal	-6	185	-191	
Carregado	710	710	-	-	Carregado	8	-3	11	
Barreiro	-	56	-56		Barreiro	-	77	-77	
<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>473</b>	<b>455</b>	<b>18</b>	<b>3,9%</b>	<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>1.885</b>	<b>1.525</b>	<b>361</b>	<b>24%</b>
Mini-Hídricas	160	160	0		Mini-Hídricas	465	237	228	
Cogeração+Resíduos	275	257	18		Cogeração+Resíduos	1.272	1.204	68	
Biomassa	38	38	-		Biomassa	148	83	65	
<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>5.999</b>	<b>5.096</b>	<b>903</b>	<b>18%</b>	<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>12.637</b>	<b>14.262</b>	<b>-1.625</b>	<b>-11%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>910</b>	<b>910</b>	-		<b>Hídrico</b>	<b>1.712</b>	<b>1.127</b>	<b>585</b>	<b>52%</b>
Portugal	484	484	-		Portugal	958	484	474	
Espanha	426	426	-		Espanha	754	643	111	
<b>Carvão</b>	<b>1.460</b>	<b>1.460</b>	<b>0</b>		<b>Carvão</b>	<b>2.871</b>	<b>4.834</b>	<b>-1.963</b>	<b>-41%</b>
Aboño I	342	342	-		Aboño I	807	1.017	-209	
Aboño II	536	536	-		Aboño II	1.538	2.604	-1.066	
Soto Ribera II	236	236	-		Soto Ribera II	175	510	-334	
Soto Ribera III	346	346	-		Soto Ribera III	350	704	-353	
<b>CCGT</b>	<b>3.308</b>	<b>2.405</b>	<b>903</b>	<b>38%</b>	<b>CCGT</b>	<b>7.202</b>	<b>7.507</b>	<b>-305</b>	<b>-4,1%</b>
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-		Ribatejo (3 grupos)	2.140	4.852	-2.711	
Lares (2 grupos)	863	-	863		Lares (2 grupos)	1.903	-	1.903	
Castejón (2 grupo)	843	811	32		Castejón (2 grupo)	2.125	1.622	502	
Soto IV (1 grupo)	426	418	8		Soto IV (1 grupo)	1.034	1.032	2	
<b>Nuclear</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	-		<b>Nuclear</b>	<b>853</b>	<b>795</b>	<b>58</b>	<b>7%</b>
Trillo	156	156	-		Trillo	853	795	58	
<b>Fuel</b>	<b>165</b>	<b>165</b>	-		<b>Fuel</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	
Tunes	165	165	-		Tunes	0	-	0	
<b>Eólico (Maior detalhe na página 16)</b>	<b>6.181</b>	<b>4.882</b>	<b>1.299</b>	<b>27%</b>	<b>Eólico</b>	<b>9.818</b>	<b>7.295</b>	<b>2.523</b>	<b>35%</b>
Europa	3.066	2.573	493		Europa	4.615	3.225	1.390	
EUA	3.101	2.295	806		EUA	5.178	4.050	1.128	
Brasil	14	14	-		Brasil	24	19	5	
<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>1.734</b>	<b>1.725</b>	<b>9</b>	<b>0,5%</b>	<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>5.124</b>	<b>5.097</b>	<b>27</b>	<b>0,5%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>1.734</b>	<b>1.725</b>	<b>9</b>	<b>0,5%</b>	<b>Hídrico</b>	<b>5.124</b>	<b>5.097</b>	<b>27</b>	<b>0,5%</b>
Lajeado	903	902	1		Lajeado	2.306	2.385	-79	
Peixe Angical	452	452	-		Peixe Angical	1.710	1.508	202	
Energest	380	371	9		Energest	1.109	1.204	-96	
<b>TOTAL</b>	<b>21.318</b>	<b>19.145</b>	<b>2.173</b>	<b>11%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>43.233</b>	<b>40.355</b>	<b>2.878</b>	<b>7,1%</b>

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

# EDP - Volumes distribuidos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	9M10	9M09	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>35.539</b>	<b>33.836</b>	<b>1.703</b>	<b>5,0%</b>
Muito Alta Tensão	1.101	1.136	-35	-3,1%
Alta / Média Tensão	15.730	14.676	1.054	7,2%
Baixa Tensão	18.709	18.024	684	3,8%
<b>Espanha</b>	<b>6.837</b>	<b>6.704</b>	<b>133</b>	<b>2,0%</b>
Alta / Média Tensão	4.936	4.811	125	2,6%
Baixa Tensão	1.901	1.893	8	0,4%
<b>Brasil</b>	<b>17.782</b>	<b>15.529</b>	<b>2.253</b>	<b>15%</b>
Clientes Livres	6.795	5.273	1.521	29%
Industrial	3.190	2.839	351	12%
Residencial, Comercial & Outros	7.798	7.417	381	5,1%
<b>TOTAL</b>	<b>60.158</b>	<b>56.069</b>	<b>4.089</b>	<b>7,3%</b>

Cientes Ligados (mil)	9M10	9M09	Abs. Δ	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>6.144</b>	<b>6.108</b>	<b>35,4</b>	<b>0,6%</b>
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	23	0,3	1,2%
Baixa Tensão Especial	34	33	0,6	1,9%
Baixa Tensão	6.086	6.052	34,5	0,6%
<b>Espanha</b>	<b>649</b>	<b>642</b>	<b>7,5</b>	<b>1,2%</b>
Finais	383	434	-51,0	-12%
Acesso	266	207	58,5	28%
<b>Brasil</b>	<b>2.711</b>	<b>2.621</b>	<b>90,1</b>	<b>3,4%</b>
Bandeirante	1.488	1.435	53,4	3,7%
Escelsa	1.223	1.186	36,8	3,1%
<b>TOTAL</b>	<b>9.504</b>	<b>9.371</b>	<b>133,0</b>	<b>1,4%</b>

Redes	9M10	9M09	Abs. Δ	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>327.047</b>	<b>323.695</b>	<b>3.351</b>	<b>1,0%</b>
Portugal	220.725	217.917	2.808	1,3%
Espanha	22.097	21.594	503	2,3%
Brasil	84.225	84.184	40	0,0%

Perdas (% da electricidade entrada na rede)			
Portugal	-7,4%	-7,3%	-0,0 pp
Espanha	-3,7%	-5,0%	1,2 pp
Brasil			
Bandeirante	-11,0%	-11,0%	-0,1 pp
Técnicas	-5,4%	-5,1%	-0,4 pp
Comerciais	-5,6%	-5,9%	0,3 pp
Escelsa	-14,8%	-14,7%	-0,0 pp
Técnicas	-8,5%	-8,8%	0,4 pp
Comerciais	-6,3%	-5,9%	-0,4 pp

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	9M10	9M09	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>5.048</b>	<b>4.343</b>	<b>706</b>	<b>16%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	2.212	1.923	289	15%
Média Pressão (P > 4 Bar)	2.813	2.396	418	17%
GPL	23	24	-0	-1,8%
<b>Espanha</b>	<b>34.250</b>	<b>14.392</b>	<b>19.858</b>	<b>138%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	18.008	5.386	12.622	234%
Média Pressão (P > 4 Bar)	16.242	9.006	7.236	80%
<b>TOTAL</b>	<b>39.299</b>	<b>18.735</b>	<b>20.564</b>	<b>110%</b>

Pontos de Abastecimento (mil)	9M10	9M09	Abs. Δ	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>240,8</b>	<b>215,2</b>	<b>25,6</b>	<b>12%</b>
Finais	240,3	215,1	25,2	12%
Acesso	0,5	0,1	0,4	411%
<b>Espanha</b>	<b>979,4</b>	<b>701,7</b>	<b>277,8</b>	<b>40%</b>
Finais	-	-	-	-
Acesso	979,4	701,7	277,8	40%
<b>TOTAL</b>	<b>1.220,3</b>	<b>916,9</b>	<b>303,4</b>	<b>33%</b>

Redes	9M10	9M09	Abs. Δ	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>12.812</b>	<b>9.321</b>	<b>3.491</b>	<b>37%</b>
Portugal	3.689	3.371	318	9,4%
Espanha	9.123	5.950	3.173	53%
Distribuição	8.736	5.588	3.148	56%
Transporte	387	362	25	7,0%

# EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



## Principais Acontecimentos 3T10

- **Jul-10: CCGT Ribatejo** mantém registo no EMAS\*;
- **Jul-10:** Sevares (cogeradora) obtém certificação do Sistema de Gestão Ambiental; Sidergás obtém registo EMAS\*;
- **Ago-10: CCGT Lares** obtém certificação do Sistema de Gestão Ambiental;
- **Ago-10: Projecto Mobi.E** - Ligação do 1º posto de carregamento de veículos eléctricos;
- **Set-10: EDP líder das Utilities 2010/211- Pelo 3º ano consecutivo**, a EDP integrou os índices DJSI World e DJSI Europe, e foi considerada pela 1ª vez líder das Utilities no referencial de avaliação em Sustentabilidade da SAM;
- **Set-10: Projecto Kakuma** - EDP e Alto Comissariado das Nações Unidas para os refugiados (ACNUR) visitaram o campo de refugiados Kakuma para verem os projectos que a EDP está a desenvolver na área das energias renováveis.

## EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2006)

	9M10	9M09	Δ %
<b>Índice de Sustentab.</b>	<b>129</b>	<b>123</b>	<b>4,8%</b>
Comp. Ambiental Peso %	150 36%	137 36%	9,2%
Comp. Económica Peso %	114 33%	114 33%	0,0%
Comp. Social Peso %	120 31%	116 31%	3,6%

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

	9M10	9M09	Δ %
<b>Valor Económico (€M)(1)</b>			
Directo Gerado	9.912	8.528	16%
Distribuído	6.832	5.662	21%
Acumulado	3.080	2.866	7,5%

## Métricas Sociais

	9M10	9M09	Δ %
<b>Empregados (c)</b>	<b>12.065</b>	<b>11.980</b>	<b>0,7%</b>
<b>Formação (horas forma)</b>	<b>276.601</b>	<b>218.810</b>	<b>26%</b>
Acidentes em Serviço	32	32	0,0%
Índ. Gravidade EDP (Tg)	119	147	-19%
Índ. Frequência EDP (Tf)	2,06	2,07	-0,7%
Índ. Frea. EDP+PSE(f) (Tf)	5,07	4,52	12%

## Métricas Ambientais

	9M10	9M09	Δ %
<b>Emissões Atmosféricas (kt) (a)</b>			
CO <sub>2</sub>	10.372,8	15.577,5	-33%
NOx	12,0	26,4	-55%
SO <sub>2</sub>	6,6	16,2	-59%
Partículas	0,299	0,792	-62%
<b>Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)</b>			
CO <sub>2</sub>	236,37	376,66	-37%
NOx	0,27	0,47	-42%
SO <sub>2</sub>	0,15	0,31	-51%
<b>Consumo de Energia Primária (TJ) (b)</b>	<b>126.949</b>	<b>173.047</b>	<b>-27%</b>
<b>Capacidade Líquida Max. Certificada (%)</b>	<b>68%</b>	<b>64%</b>	<b>4 pp</b>
<b>Utilização de Água (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>751.642</b>	<b>1.336.768</b>	<b>-44%</b>
<b>Total Resíduos (t) (e)</b>	<b>360.033</b>	<b>459.264</b>	<b>-22%</b>
<b>Despesas Ambientais (€ mil)</b>	<b>56.874</b>	<b>58.135</b>	<b>-2,2%</b>
<b>Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)</b>	<b>3,9</b>	<b>37,0</b>	<b>-89%</b>

## Métricas Ambientais - Emissões de CO<sub>2</sub>

Emissões de CO <sub>2</sub>	Absoluto (ktCO <sub>2</sub> )		Específicas (t/MWh)		Produção (d) (GWh)	
	9M10	9M09	9M10	9M09	9M10	9M09
<b>PPA/CMEC</b>	<b>2.909</b>	<b>6.369</b>			<b>3.195</b>	<b>7.553</b>
Carvão	2.882	6.027	0,90	0,87	3.193	6.943
Fuel Oil & Gás Natural	27	342	14,12	0,56	2	610
<b>Produção Liberalizada</b>	<b>6.628</b>	<b>8.465</b>			<b>10.073</b>	<b>12.340</b>
Carvão	3.878	5.700	1,35	1,18	2.871	4.834
CCGT	2.750	2.764	0,38	0,37	7.202	7.507
<b>Regime Especial</b>	<b>835</b>	<b>744</b>	<b>0,29</b>	<b>0,27</b>	<b>2.924</b>	<b>2.733</b>
<b>Produção Térmica</b>	<b>10.373</b>	<b>15.578</b>	<b>0,64</b>	<b>0,69</b>	<b>16.192</b>	<b>22.627</b>
<b>Produção Livre de Emissões de CO<sub>2</sub></b>					<b>27.693</b>	<b>18.730</b>
<b>Total Emissões de CO<sub>2</sub></b>			<b>0,24</b>	<b>0,38</b>	<b>43.884</b>	<b>41.357</b>

(a) Excluindo frota automóvel.

(b) Incluindo frota automóvel.

(c) Excluindo Órgãos Sociais.

(d) Inclui vapor (1.504 GWh: 9M10 vs. 1.800 GWh: 9M09).

(e) Resíduos encaminhados para destino final.

(f) PSE: Prestadores de Serviços Externos.

\*Sistema Comunitário de Eco-Gestão e Auditoria

(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

## IFRIC 12 - Impacto nas Demonstrações Financeiras



### Balço Consolidado (€M)

	Set-10	Dez-09
<b>Activos intangíveis</b>		
Activos afectos à concessão		
Portugal		
Energia eléctrica		
Distribuição	2.370,9	2.424,5
Produção	120,1	123,0
Gás	280,5	264,0
Brasil		
Energia eléctrica		
Distribuição e transporte	855,6	849,4
Activos fixos tangíveis	(5.832,8)	(5.684,2)
Valores a receber por Concessões - IFRIC 12	450,2	370,3
<b>Impacto total no activo</b>	<b>(1.755,4)</b>	<b>(1.653,1)</b>
Subsídios e participações de investimento imobilizado - Não correntes	(2.851,5)	(2.672,3)
Subsídios e participações de investimento imobilizado - Correntes	1.096,1	1.019,1
<b>Impacto total no passivo</b>	<b>(1.755,4)</b>	<b>(1.653,1)</b>

### Demonstração de Resultados (€M)

	9M10	9M09
Amortizações de direitos de concessão	241,6	230,3
Amortizações de imobilizado corpóreo	(318,8)	(304,2)
Compensações de amortizações	77,0	73,8
Outros	0,3	0,1
<b>Impacto total no resultado</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

A IFRIC 12 foi adoptada pela Comissão da União Europeia em 25 de Março de 2009, aplicando-se aos exercícios que iniciem após aquela data. No Grupo EDP, a aplicação desta interpretação é obrigatória a partir de 1 de Janeiro de 2010, sendo obrigatória a apresentação de comparativos para o exercício de 2009.

A IFRIC 12 tem como objectivo fornecer um enquadramento contabilístico à actividade desenvolvida por operadores de infraestruturas em regime de concessão público-privada, na qual esteja subjacente a prestação de serviços de utilidade pública.

A IFRIC 12 aplica-se aos contratos de concessão publico-privados nos quais o concedente: controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes; controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos; controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Em resultado da aplicação da IFRIC 12, aos negócios da distribuição de gás, distribuição de electricidade e produção de electricidade, a demonstração de resultados consolidada apresenta uma reclassificação de amortizações corpóreas para incorpóreas.