



# Resultados 2010

## Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director

Sónia Pimpão

Elisabete Ferreira

Ricardo Farinha

Pedro Coelhas

Noélia Rocha

Tel: +351 21 001 2834

Email: [ir@edp.pt](mailto:ir@edp.pt)

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

## Webcast da Conferência de Imprensa em Português

**3 de Março às 17 horas com acesso disponível em directo a partir de:**

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

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

**Lisboa, 3 de Março de 2011**

# 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)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>5.404</b>	<b>5.105</b>	<b>5,9%</b>	<b>+299</b>
Fornecimentos e serviços externos	862	768	12%	+94
Custos com pessoal	575	540	6,5%	+35
Custos com benefícios sociais	153	158	-3,2%	-5
Rendas de concessão	251	249	0,8%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	(50)	27	-	-77
<b>Custos Operacionais</b>	<b>1.792</b>	<b>1.742</b>	<b>2,8%</b>	<b>+49</b>
<b>EBITDA</b>	<b>3.613</b>	<b>3.363</b>	<b>7,4%</b>	<b>+250</b>
Provisões	104	75	39%	+29
Depreciações e amortiz. líquidas (1)	1.447	1.319	10%	+128
<b>EBIT</b>	<b>2.063</b>	<b>1.970</b>	<b>4,7%</b>	<b>+93</b>
Result. da alienação de act. financ.	61	60	1,9%	+1
Resultados financeiros	(485)	(487)	0,4%	+2
Resultados em associadas	23	25	-6,7%	-2
<b>Resultado Antes de Impostos</b>	<b>1.662</b>	<b>1.568</b>	<b>6,0%</b>	<b>+94</b>
IRC e Impostos diferidos	427	400	6,9%	+27
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	1.235	1.168	5,7%	+67
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>1.079</b>	<b>1.024</b>	<b>5,4%</b>	<b>+55</b>
Interesses minoritários	156	144	8,0%	+12

Dados-chave Operacionais	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.096	12.096	0,0%	-
Capacidade instalada (MW)	21.990	20.624	7%	+1.366

Dados-chave Financeiros (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
FFO	2.903	2.310	26%	+593
Investimento operacional	2.667	3.235	-18%	-567
Manutenção	694	678	2%	+16
Expansão	1.973	2.556	-23%	-583
Investimentos financeiros Líquidos	-165	-133	-24%	-32

Dados-chave de Balanço (€ M)	Dez-10	Dez-09	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	7.855	7.294	7,7%	+561
Dívida líquida	16.345	14.007	17%	+2.338
Receb. futuros da actividade regulada	1.443	596	142%	+847
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,5x	4,2x	-	+0,3x
Dívida líquida ajustada (2) /EBITDA (x)	4,1x	3,9x	-	+0,2x

**O EBITDA cresceu 7% (+€250M), para €3.613M em 2010, suportado por:** (i) +31% (+€170M) na **actividade eólica** impulsionada pela maior produção (+32%) decorrente da expansão de portfólio; (ii) +22% (+€124M) **no Brasil**, impulsionado pela apreciação do Real em 19% e pela retoma da procura de electricidade; e **(3) +13% (+€109M) nas redes reguladas**, suportado pela actividade regulada de gás (+52%, +€82M, decorrente do início de consolidação dos activos adquiridos à Gas Natural e de maiores proveitos regulados em Espanha). Excluindo o impacto cambial, (+€109M do Brasil, €13M nos EUA), o EBITDA cresceu 4% em 2010.

**Em 2010, 88% do EBITDA teve origem em actividades reguladas e contratadas a longo prazo**, reflectindo o nosso perfil de baixo risco na actividade operacional. Por sua vez, o EBITDA das actividades liberalizadas caiu 33% (-€217M), penalizado (i) pela forte base de comparação (2009) que resultou, conforme antecipado, numa quebra da margem bruta unitária e por (ii) menores oportunidades de arbitragem no 2S10. **Para 2011, a EDP tem já 19TWh de vendas estimadas contratadas, a preços próximos de €50/MWh. Paralelamente, c65% da nossa produção esperada (excluindo a produção a carvão ao abrigo do RD 1221/10) está já contratada com uma margem térmica média (incluindo licenças gratuitas de CO<sub>2</sub>) a rondar €10/MWh.**

**Os custos operacionais** subiram 3% (+€49M) suportados por um acréscimo de 10% nos custos controláveis, para €1.438M. Este crescimento resultou de: (i) +1% na P. Ibérica, com o bem sucedido controlo de custos a compensar os efeitos da consolidação de activos de gás (adquiridos em Dez-09) e do acréscimo de capacidade instalada; (ii) +31% na EDPR reflectindo a expansão de actividade; e (iii) +31% no Brasil, essencialmente explicado pela apreciação do BRL (vs. Euro). Em 2010, as poupanças obtidas no programa OPEX atingiram €159M, cumprindo a meta fixada para 2012 com 2 anos de avanço. Adicionalmente, a EDP manteve o rácio OPEX/margem bruta<sup>(4)</sup> em 28%.

**O EBIT subiu 5% para €2.063M**, reflectindo um aumento de 11% nas depreciações, amortizações e provisões líquidas, essencialmente decorrentes de (i) aumento de capacidade instalada, (ii) impacto cambial e (iii) perímetro de consolidação alargado.

**Os custos financeiros líquidos** ascenderam a €485M em 2010, tendo a descida do custo médio da dívida em 50p.b. (de 4,0% em 2009 para 3,5% em 2010) sido compensada por um aumento de 10% na dívida líquida média. As mais valias registadas em 2010 incluem um ganho de €57M registado na venda da posição de 21% na Deca II (Guatemala). Os **interesses minoritários** subiram 8% para €156M em 2010, fruto da maior contribuição da Energias do Brasil resultante da venda de 10% em acções próprias no 4T09. O **resultado líquido** atribuível aos accionistas da EDP subiu 5%, para €1.079M em 2010.

**A dívida líquida subiu de €14,0MM em Dez-09 para €16,3MM em Dez-10**, impulsionada por: (1) €2,0MM investido em projectos de expansão, essencialmente relacionado com nova capacidade de produção (hídrica e eólica); (2) +€0,8MM relacionado com activos regulatórios, os quais ascenderam a €1,4MM em Dez-10; e (3) +€0,4MM de impacto de flutuações cambiais. Até Dez-10, a EDP despendeu €1,2MM em 3.107MW de nova capacidade em construção, 54% do qual em capacidade hídrica e eólica, 45% na central Pecém (com CAE contratado) no Brasil. Excluindo activos regulatórios, o rácio dívida líquida/EBITDA da EDP aumentou de 3,9x para 4,1x em Dez-10, penalizado pelo montante já despendido em nova capacidade em construção. O FFO cresceu 26% para €2.903M em 2010, suportado pelo crescimento do EBITDA em 7% e por menor imposto corrente. Por conseguinte, o FFO/Dívida líquida subiu de 16% em 2009 para 18% em 2010.

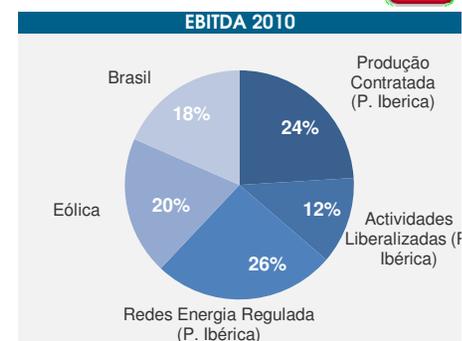
Em Dez-10, a EDP detinha uma **posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €4,4MM**. Adicionalmente, **em Jan-11 e Feb-11, a EDP reforçou a sua posição de liquidez em €1,4MM, para €5,8MM**, com base: (1) €0,9MM obtidos a partir de 2 emissões obrigacionistas, a 3 e 5 anos; (2) €0,3MM através de um contrato de financiamento assinado com o BEI, com um prazo de 15 anos; (3) €0,2MM obtidos com a securitização do défice tarifário em Espanha. Esta posição de liquidez permite cobrir a nossas necessidades de fundos esperadas nos próximos 24 meses.

(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  
(4) OPEX = F.S.E.+Custos Pessoal+Custos com benefícios sociais (excluindo custos com reestruturação); Margem bruta ajustada de proveitos de PTCs.

# Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10	2T10	3T10	4T10
Produção Contratada LP	876,7	823,1	6,5%	+54	216,4	203,8	190,4	212,6	213,8	208,4	216,3	238,1
Actividades Liberalizadas	448,9	665,6	-33%	-217	163,2	131,4	183,3	187,6	161,6	118,5	88,2	80,6
Redes Reguladas P. Ibérica	938,4	829,3	13%	+109	218,4	191,0	197,9	222,0	237,6	226,5	214,3	260,1
Eólico	712,7	542,5	31%	+170	154,4	116,4	97,7	174,0	184,5	158,4	130,2	239,6
Brasil	674,0	550,2	22%	+124	111,9	124,0	151,0	163,2	165,6	175,6	153,9	178,9
Outros	(37,9)	(47,9)	21%	+10	(15,2)	(5,3)	(3,8)	(23,6)	(23,6)	3,9	17,1	-35,3
<b>Consolidado</b>	<b>3.612,8</b>	<b>3.362,9</b>	<b>7,4%</b>	<b>+250</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>	<b>962,0</b>



O EBITDA consolidado do Grupo EDP cresceu 7% (+€250M) para €3.613M em 2010, suportado pela actividade da EDP Renováveis (+€170M), pelas nossas operações no Brasil (+€124M) e pelas redes reguladas (+€109M). O EBITDA das actividades liberalizadas recuou €217M em 2010. Excluindo o impacto cambial (+€109M do Brasil e +€13M da actividade eólica nos EUA), o EBITDA aumentou 4%.

**PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA** – O EBITDA subiu 7% para €877M, suportado pelo acréscimo de produção nas nossas mini-hídricas (+69%), a nova capacidade instalada sob o regime especial, resultados com combustíveis mais altos (proveito de €19M em 2010 vs. custo de €34M em 2009) e menores custos de reestruturação (-€18M vs. 2009). Estes impactos mais do que compensaram o fim do PPA da central do Barreiro (-€18M) e normal depreciação da base de activos sob CAE/CMEC.

**ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA - O EBITDA ascendeu a €449M** em 2010, reflectindo uma queda de €217M vs. 2009, decorrente de menores margens térmicas cobertas em 2010 (conforme antecipado) e menos oportunidades de arbitragem entre compras de electricidade no mercado à vista e a produção nas nossas centrais, a qual teve um forte impacto no 4T09 e um reduzido impacto no 2S10. No negócio de electricidade, o EBITDA caiu €191M em 2010, uma vez que o maior volume de vendas a clientes (+40%) não compensou integralmente as menores margens realizadas (-44%, conforme antecipado, de €19/MWh para €11/MWh). Na comercialização de gás, a realização de contratos com clientes a margens inferiores a 2009, devido a um aumento de concorrência no mercado de comercialização em Espanha, justificam a queda de €27M no EBITDA.

**REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA** – O EBITDA subiu 13% (+€109M). O EBITDA das actividades de gás reguladas aumentou €82M, para €241M em 2010, impulsionada pelo início de consolidação dos activos adquiridos à Gas Natural (+€43M), pelo crescimento pro-forma do EBITDA em Espanha (+€12M) e Portugal (+€27M, impulsionado pelo reconhecimento retroactivo de reavaliação de activos).

O EBITDA de distribuição de electricidade em Portugal recuou €4M, para €563M em 2010, penalizado por custos de reestruturação não recorrentes (€29M em 2010 vs €13M em 2009) e pelo menor impacto de ajustamentos tarifários de anos anteriores (€6M em 2010 vs. €15M em 2009). Na electricidade em Espanha, o EBITDA subiu €31M para €135M, impulsionado pela inclusão no 4T10 de €22M de proveitos decorrentes da revisão de proveitos permitidos: €7M referente a 2009, €15M relativo a 2010.

**EÓLICO** – O EBITDA da EDP Renováveis subiu 31% (+€170M) impulsionado por um aumento de 17% na capacidade instalada, para 6.437MW, e por uma subida de 32% na produção (também suportada por 12 meses de contribuição por parte de capacidade instalada em 2009). O preço médio de venda recuou 0,6% para €58/MWh, reflectindo a maior penalização por baixos preços em mercado nos EUA e menores proveitos com coberturas em Espanha (2010 vs. 2009). Estes impactos foram parcialmente compensados pela apreciação do USD face ao Euro (+5%). O factor médio de utilização (29%) manteve-se entre os mais altos do sector, reflectindo o portfólio equilibrado e geograficamente diversificado da EDP Renováveis.

**BRASIL** – O EBITDA aumentou 22% (+€124M) em 2010, suportado por uma apreciação de 19% do Real contra o Euro (+€109M). Em moeda local, o EBITDA subiu 3%, para R\$1.571M (+R\$40M), impulsionado por um crescimento de 6% (+R\$48M) na distribuição, para R\$878M, decorrente da recuperação da procura de electricidade nas nossas áreas de concessão (o volume de electricidade vendida subiu 6%). O EBITDA na produção e comercialização manteve-se quase inalterado em R\$757M em 2010, penalizado pelo tempo seco no Brasil durante o 4T10.

Em linha com a crescente liberalização no mercado, a EDP Soluções comerciais, a nossa plataforma de serviços comerciais partilhados para as actividades de comercialização de electricidade e gás em Portugal (EBITDA: €23M em 2009, €24M em 2010), foi excluída da área de negócio das redes reguladas no 3T (2009 e 2010) e transferida para a área de actividades liberalizadas, no 4T (2009 e 2010).

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

## Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>3.612,8</b>	<b>3.362,8</b>	<b>7,4%</b>	<b>+250</b>
Provisões	103,6	74,7	39%	+29
Amortizações	1.469,0	1.334,1	10%	+135
Compensações de amortizações	(22,3)	(15,5)	-43%	-7
<b>EBIT</b>	<b>2.062,5</b>	<b>1.969,6</b>	<b>4,7%</b>	<b>+93</b>

Resultados Financeiros (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(557,6)	(540,8)	-3,1%	-17
Custos financeiros capitalizados	168,7	150,4	12%	+18
Diferenças de câmbio e derivados	(49,7)	(45,8)	-8,6%	-4
Rendimentos de participações de capital	16,2	25,0	-35%	-9
Outros ganhos e perdas financeiros	(62,5)	(75,5)	17%	+13
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(485,0)</b>	<b>(486,7)</b>	<b>0,4%</b>	<b>+2</b>

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	10,2	9,9	3%	+0
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	4,5	5,2	-13%	-1
EDP Renováveis (subsidiárias)	4,9	3,9	24%	+1
Outros	3,9	6,1	-37%	-2
<b>Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas</b>	<b>23,5</b>	<b>25,2</b>	<b>-7%</b>	<b>-2</b>

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
ESC 90 (49%) - Telecoms Brasil	-	19,1	-	-19
Soto IV (25%) - CCGT Espanha	-	12,9	-	-13
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	57,0	-	-	+57
Outros	3,8	27,7	-86%	-24
<b>Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.</b>	<b>60,8</b>	<b>59,7</b>	<b>2%</b>	<b>+1</b>

Taxa Imposto (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>1.661,8</b>	<b>1.567,7</b>	<b>6,0%</b>	<b>+94</b>
IRC e impostos diferidos	427,2	399,8	6,9%	+27
Taxa de imposto efectiva (%)	25,7%	25,5%	0,2 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	-	-	-

Interesses Minoritários (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	16,9	24,7	-32%	-8
HC Energia	(1,0)	0,6	-	-2
Subsidiárias Gás Portugal	7,8	2,1	271%	+6
Energias do Brasil	132,3	116,3	14%	+16
Outros	(0,3)	0,4	-	-1
<b>Interesses Minoritários</b>	<b>155,7</b>	<b>144,1</b>	<b>8%</b>	<b>+12</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 participações 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 10% no período (+128M), devido: i) a um aumento das amortizações na EDPR (+€111M), decorrente do crescimento da capacidade instalada e do impacto cambial da apreciação do Dólar face ao Euro (+5%); ii) a um aumento da amortizações na Energias do Brasil (+€35M), decorrente essencialmente do impacto cambial da apreciação do Real face ao Euro (+19%); iii) à entrada em operação das CCGT de Lares 1 e 2 em Portugal (+€15M); iv) à consolidação pela primeira vez dos activos de gás adquiridos à Gas Natural (+€18M); e v) impacto positivo da extensão da vida útil em diversas centrais em Portugal.

### Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos suportados** aumentaram 3% para €558M, com o aumento de 10% na dívida média líquida a compensar a queda de c50pb do custo médio da dívida. O custo médio da dívida recuou de 4% em 2009 para 3,5% em 2010, em linha com a redução das taxas de juro de curto prazo (em Dez-10, c56% da dívida da EDP está indexada a taxa variável, sendo a taxa mais utilizada a Euribor a 3 meses, que caiu de uma média de 1,2% em 2009 para uma média de 0,8% em 2010);

b) Os **custos financeiros capitalizados** subiram €18M no período para €169M, reflectindo essencialmente um aumento do imobilizado em curso relativo à central a carvão de Pecém no Brasil.

c) As **diferenças de câmbio e derivados** caíram €4M para uma perda de €50M em 2010, reflectindo operações de cobertura nos mercados energéticos relacionadas com a nossa actividade de produção (-€23M em 2010 vs. -€7M em 2009).

d) A rubrica de **outros ganhos e perdas financeiras** inclui, entre outros, custos de parcerias com investidores institucionais que aumentaram 8% para €65M (vs. €54M em 2009). O ano 2010 inclui um custo não recorrente no Brasil de R\$52M (€22M) relativo à actualização financeira de um custo relacionado com o racionamento do consumo de electricidade do ano 2001. O ano 2009 inclui uma perda de €29M para reflectir a diminuição do valor de mercado da participação de capital que a EDP detém no BCP.

**Ganhos e perdas em empresas associadas:** em Out-10, a EDP vendeu por USD 127M a participação de 21% que detinha na DECA II (Guatemala), que em 2010 contribuiu com €4,5M para o resultado líquido do Grupo EDP. Em Dez-10, a Região Administrativa Especial de Macau e a CEM (com um contributo de €10M para o resultado da EDP em 2010), formalizaram a renovação do contrato de concessão desta última por 15 anos.

Os **ganhos e perdas na alienação de activos financeiros** incluem em 2010 um ganho de €57M relacionados com a venda da participação de 21% que detinha na DECA II (Guatemala). Em 2009, 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%); ii) o reconhecimento de um ganho de €19M com a venda da participação detida pela Energias do Brasil na ESC 90 (telecomunicações) e iii) a contabilização de um ganho de capital de €29M relativos à venda da participação na Sonaecom (8%) em Out-09.

Os **interesses minoritários** aumentaram 8% no período para €156M em 2010, devido a um aumento dos interesses minoritários na Energias do Brasil, decorrente da venda de 10% do capital em 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 (-30% no período para €80M em 2010).

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

# Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10	2T10	3T10	4T10
Prod. contratada (P. Ibérica)	96,0	127,6	-25%	-32	21,0	28,6	22,9	55,0	12,8	22,9	25,1	35,1
Liberalizado (P. Ibérica)	466,4	703,9	-34%	-237	292,2	108,8	135,3	167,7	54,8	94,4	105,3	211,9
Redes reguladas (P. Ibérica)	369,3	366,7	0,7%	+3	63,4	94,7	92,2	112,4	66,2	83,9	78,2	141,0
Eólico	1.231,7	1.690,4	-27%	-459	403,5	509,0	539,9	238,8	382,0	452,3	285,3	112,1
Brasil	427,3	258,5	65%	+169	39,7	56,5	64,2	98,1	39,5	82,3	111,4	194,1
Outros	76,6	87,6	-13%	-11	20,6	14,9	20,6	34,8	17,3	3,3	41,6	14,4
<b>Grupo EDP</b>	<b>2.667,3</b>	<b>3.234,7</b>	<b>-18%</b>	<b>-567</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>708,7</b>
<b>Expansão</b>	<b>1.972,9</b>	<b>2.556,3</b>	<b>-23%</b>	<b>-583</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>520,0</b>
<b>Manutenção</b>	<b>694,4</b>	<b>678,5</b>	<b>2,3%</b>	<b>+16</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>188,7</b>



O investimento operacional ascendeu a €2.667M em 2010, 74% do qual canalizado para 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, 79% do investimento de expansão destinou-se ao desenvolvimento de nova capacidade eólica e hídrica e 80% do investimento total foi canalizado para actividades reguladas e contratadas a longo prazo.

O investimento de expansão recuou €583M, para €1.973M em 2010, devido ao menor investimento na produção convencional no mercado liberalizado na Península Ibérica (-€258M) e em produção eólica (-€459M). A redução do investimento de expansão nas nossas actividades liberalizadas decorre do pagamento em 2009 de €232M pelos direitos de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão (237MW) e Alvito (224MW) em Portugal.

Em 2010 a EDP investiu €982M em 1.340MW de nova capacidade que entrou em operação no período: (1) €895M investidos na conclusão de 885MW de nova capacidade eólica que iniciou operações em 2010 e em trabalhos finais com capacidade eólica que entrou em operação em 2009; (2) €81M em Soto 5 (CCGT de 428MW em Espanha), em operação comercial desde Dez-10; (3) €6M despendidos na conclusão de 25MW de cogeração em Portugal (central de Barreiro) e de 2MW no Brasil (mini-hídrica de Rio Bonito). A Dez-10, a EDP tinha um total de 22GW em capacidade instalada.

O investimento de manutenção ascendeu a €694M em 2010, influenciado pelo projecto de desnitrificação na nossa central a carvão de Sines (sob o regime CAE/CMEC), pela apreciação do BRL, por trabalhos de manutenção pluri-angulares e pelo investimento na novos escritórios do grupo no Porto.

**Até Dez-10, a EDP despendeu €1,2MM em 3.107MW actualmente em construção.** Em Portugal, a EDP despendeu já €451M na construção de 8 centrais hídricas, num total de 2.129MW e com arranque previsto entre 2011 e 2015. As primeiras centrais a iniciar exploração serão Picote II e Bemposta II (437MW, 74% do investimento já realizado), no final de 2011; Alqueva II (256MW, 60% do investimento realizado), em Jul-12. Desde Out-10, a EDP iniciou a construção Salomonde II (repotenciação com 207MW) e de Foz Tua (nova central com 251MW), ambas em Portugal. Em termos de **capacidade eólica**, a EDP investiu €158M em 590MW em construção. No Brasil, a EDP investiu já €532M (82% do total previsto) na central a carvão Pecém (360MW), com arranque previsto no final de 2011. Adicionalmente, a EDP pagou €1,1MM por direitos de concessão hídricas: (1) €296M pelo direito de construir e operar 3 novas centrais em Portugal e (2) €759M pelo direito de operar as centrais hídricas sob CAE/CMEC até 2047 (em média).

Jan-00	MW	Investim. 2010
Eólico	885	894,6
Hídrica (Brasil)	2	2,6
CCGT Pen. Ibérica	428	81,4
Eólico	25	3,2
<b>Total</b>	<b>1.340</b>	<b>981,8</b>

Projectos em Construção (€ M)	MW	Investim. 2010	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	2.129	257,9	450,6
Eólico (2)	590	405,7	157,5
Carvão Brasil	360	216,7	531,6
Hídrica Brasil	18	10,9	30,9
Regime especial (excl. eólico)	10	5,9	6,6
<b>Total</b>	<b>3.107</b>	<b>897,2</b>	<b>1.177,3</b>

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

# Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>3.612,8</b>	<b>3.362,8</b>	<b>7,4%</b>	<b>+250</b>
Imposto corrente	(186,3)	(531,0)	65%	+345
Juros financeiros líquidos	(557,6)	(539,5)	-3,3%	-18
Resultados de associadas e dividendos	39,6	50,1	-21%	-10
Outros ajustamentos	(5,5)	(32,5)	83%	+27
<b>FFO</b>	<b>2.903,0</b>	<b>2.309,8</b>	<b>26%</b>	<b>+593</b>
Juros financeiros líquidos	557,6	539,5	3,3%	+18
Resultados e dividendos de associadas	(39,6)	(50,1)	-21%	-10
Investimento em fundo de maneo	(1.578,8)	1.122,4	-	-2.701
Défice e desvios tarifários	(847,4)	1.296,8	-	-2.144
Outros	(731,5)	(174,4)	-	-557
<b>Cash Flow Operacional</b>	<b>1.842,1</b>	<b>3.921,6</b>	<b>-53%</b>	<b>-</b>
Investimento operacional de expansão	(1.972,9)	(2.556,3)	-23%	-583
Investimento operacional em benfeitorias	(694,4)	(678,5)	2%	+16
Var. de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(49,9)	137,9	-	+188
<b>Cash Flow Operacional Líquido</b>	<b>(875,1)</b>	<b>824,7</b>	<b>0%</b>	<b>-</b>
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	(164,8)	(132,5)	-	-32
Juros financeiros líquidos pagos	(440,9)	(470,9)	6,4%	+30
Dividendos recebidos de associadas	37,4	48,8	-23%	-11
Dividendos pagos	(649,1)	(507,2)	28%	+142
Receb. antecipados de parceiros instit. nos EUA	228,4	333,5	-32%	-105
Variação Cambial	(378,9)	(72,1)	-426%	-307
Outras variações não operacionais	(95,1)	(141,3)	33%	-105
<b>Redução/(Aumento) da Dívida Líquida</b>	<b>(2.338,1)</b>	<b>(117,1)</b>	<b>-1897%</b>	<b>+46</b>
Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Principais Investimentos Financeiros</b>	<b>283,7</b>	<b>451,6</b>	<b>-37%</b>	<b>-168</b>
Perímetro consolidação EDP Renováveis	64,8	75,4	-14%	-11
Activos de Gás	198,4	315,3	-37%	-117
Outros	20,5	60,9	-66%	-40
<b>Principais Desinvestimentos Financeiros</b>	<b>118,9</b>	<b>319,0</b>	<b>-63%</b>	<b>-200</b>
Perímetro consolidação EDP Renováveis	17,6	-	-	+18
CCGT Soto IV	-	17,0	-	-17
ESC9U (Brasil)	-	34,4	-	-34
Acções Próprias Energias do Brasil	-	164,7	-	-165
Sonacem	-	57,9	-	-58
DECA II (Guatemala)	91,2	-	-	+91
Outros	10,2	45,0	-77%	-35
<b>(Investimentos) Financeiros Líquidos/Desinvestimentos</b>	<b>(164,8)</b>	<b>(132,5)</b>	<b>-24%</b>	<b>-32</b>

O **FFO aumentou 26% no período (+€593M) para €2.903M** devido ao aumento de €250M do EBITDA (ver explicação em "Decomposição do EBITDA") e do impacto positivo (+€345M) de um imposto corrente mais baixo. A queda do imposto corrente reflecte o menor valor suportado em 2010 e um imposto anormalmente alto em 2009. Em 2010, o imposto corrente beneficiou da não tributação de proveitos relativos à actividade regulada em Portugal por receber no final de 2010 (€612M). Em 2009, de acordo com a Lei fiscal Portuguesa, o encaixe de €1,7MM decorrente da venda sem recurso do direito ao recebimento do défice tarifário em Portugal (em 2007-09) deu origem a um imposto corrente adicional no valor de €0,4MM. A liquidação deste imposto ocorreu no 2T10, conforme reflectido na rubrica "Investimento em fundo de Maneo – Outros".

O **cash flow operacional consolidado recuou €2.079M para €1,842M** reflectindo essencialmente a variação de recebimentos futuros da act. Regulada (-€2.144M). Excluindo o impacto das variações de recebimentos futuros da act. Regulada e o impacto do imposto corrente anual relativo a esta operação, o cash flow operacional teria um crescimento positivo, na ordem de dois dígitos.

O **investimento operacional de expansão diminuiu 23% em 2010 para €1.973M** 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 Alvito em Portugal no 1T09. A diminuição do "fundo de maneo relacionado com fornecedores de imobilizado" reflecte o adiantamento por conta da venda de activos de transmissão à REE (€58M). Esta operação foi aprovada pelas autoridades competentes em Fev-11.

Os **desinvestimentos financeiros** incluem principalmente receitas de: (1) cauções de depósitos nos EUA de parcerias institucionais e (2) venda da participação de 21% na Deca II (Guatemala) no montante de USD127M. Os **investimentos financeiros** em 2010 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 e (3) o pagamento da primeira tranche relativa ao exercício da opção de venda detida pelo Ente Vasco de Energia sobre uma participação de 29,4% da NGE

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 pelo "fair value" das coberturas de dívida.

Em conclusão, a **dívida líquida** em 2010 aumentou €2,3MM.

Em relação a 2011, importa referir que irá ser proposto na próxima Assembleia Geral de Accionistas, a distribuição de um dividendo por acção de €0,17. Ainda em 2011, a EDP espera proceder à alienação de activos, no valor de €0,5MM, estando actualmente em estudo diversas opções de activos.

# Balanço Consolidado



Activo (€ M)	Dez vs. Dez		
	Dez-10	Dez-09	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.324	18.435	1.889
Activos intangíveis	9.963	9.627	337
Investimentos financeiros	591	618	-28
Impostos diferidos activos	515	661	-146
Activos detidos para venda	31	-	31
Inventários	357	273	84
Clientes (líquido)	2.187	2.008	179
Outros devedores (líquido)	5.025	4.737	288
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	36	85	-49
Caixa e equivalentes de caixa	1.511	2.190	-678
<b>Total do Activo</b>	<b>40.541</b>	<b>38.634</b>	<b>1.907</b>
Capital Próprio (€ M)	Dez-10	Dez-09	Δ Abs.
Capital	3.657	3.657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	388	382	6
Resultado líquido, transitados e reservas	3.810	3.255	500
<b>"Equity Value" Contabilístico</b>	<b>7.855</b>	<b>7.294</b>	<b>561</b>
Interesses Minoritários	2.930	2.684	246
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>10.785</b>	<b>9.978</b>	<b>807</b>
Passivo (€ M)	Dez-10	Dez-09	Δ Abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	14.887	13.486	1.401
Empréstimos (curto-prazo)	3.004	2.794	210
Provisões para riscos e encargos	431	344	87
Conta de hidráulicidade	75	113	-38
Impostos diferidos passivos	856	772	84
Credores e outros passivos (líquido)	10.502	11.146	-644
<b>Total do Passivo</b>	<b>29.756</b>	<b>28.656</b>	<b>1.100</b>
<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>40.541</b>	<b>38.634</b>	<b>1.907</b>
Recebimentos Futuros da Act. Regulada (€ M)	Dez-10	Dez-09	Δ Abs.
Portugal (1)	201	(509)	709
Espanha (2)	759	501	258
Brasil (1)	(5)	18	-23
Revisibilidade dos CMEC's	488	585	-97
<b>Recebimentos Futuros da Activid. Regulada</b>	<b>1.443</b>	<b>596</b>	<b>847</b>
Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership (€ M)	Dez-10	Dez-09	Δ Abs.
Pensões (3)	1.104	1.109	-5
Actos médicos	800	770	30
"Institutional partnership" - Passivo líquido (4)	934	835	99
<b>Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership</b>	<b>2.839</b>	<b>2.715</b>	<b>124</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.

Os **activos fixos tangíveis** aumentaram €1,9MM vs. Dez-09 para €20,3MM no seguimento: (1) dos investimentos realizados na construção de novas centrais eléctricas, nomeadamente hídricas e eólicas e (2) um aumento da rede eléctrica regulada. O aumento dos **activos intangíveis** em €0,3MM vs Dez-09 está relacionado com: (1) aumento do goodwill da Naturgas (+ €0,2MM) resultante do acordo para aquisição pela EDP da participação minoritária detida pelo Ente Vasco na Naturgas e (2) impacto positivo de variações cambiais (€0,1MM). Note-se que em Dez-10, o balanço da EDP incluía €3,8MM de trabalhos em curso, (13% do total de €30,3MM 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 €622M em Dez-10, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras na CEM (21%), BCP (2,6%), REN (3,5%) e Ampla (7,7%). Activos detidos para venda incluem activos de rede vendidos à REE, cuja aprovação pelas autoridades competentes ocorreu em Fev-11.

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 €0,3MM 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 2010. Em Dez-10, o balanço da EDP continuava a incluir €1,436M de activos da actividade regulada a receber no futuro, excluindo os activos da actividade regulada a receber no futuro do Brasil e gás em Portugal, que não são reconhecidos em IFRS.

O aumento de €0,5MM 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.

O aumento de €0,2MM vs. Dez-09 dos **interesses minoritários** está principalmente relacionado com a apreciação do real face ao euro (BRL/EUR 2,22 em 31-Dez-10 vs. 2,51 em 31-Dez-09).

Os €10,5MM de **credores e outros passivos** incluem €1,9MM 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 €0,6MM vs. Dez-09 reflecte a diminuição do desvio tarifário positivo em Portugal (€0,7MM) e o pagamento anormalmente alto de imposto decorrente da venda sem recurso dos direitos ao recebimento do défice tarifário em 2009 (€0,4MM liquidado no 2T10 conforme descrito na secção "Cash Flow").

O **passivo líquido relativo a parcerias institucionais** relacionado com as operações eólicas nos EUA totalizaram €934M em Dez-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 na distribuição e comercialização de último recurso de electr. e gás em Portugal  
 (3) Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDPD, que estão a ser recuperados na tarifa.

(2) Montantes líquidos dos custos com "CO2 Clawback".  
 (4) Ajustado por proveitos não-recorrentes diferidos.

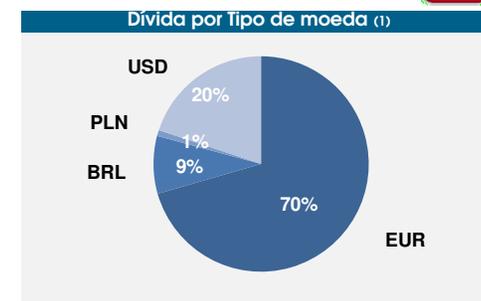
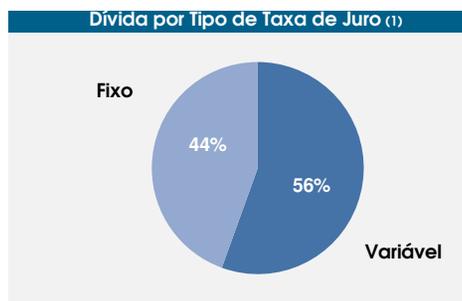
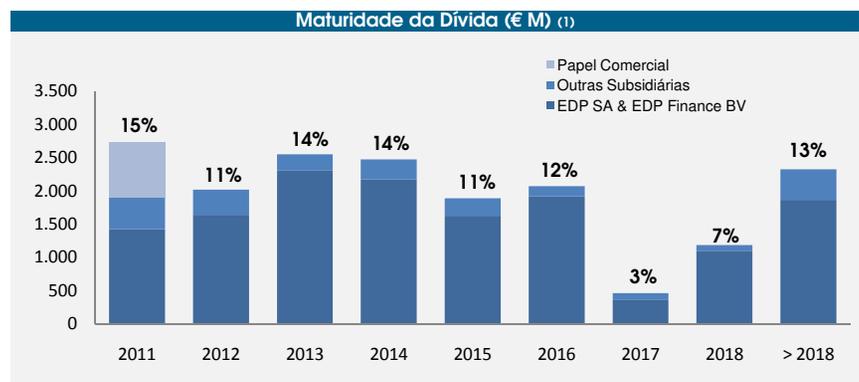
# Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por Empresa (€ M)	2010	2009	EDP %
EDP S.A. e EDP Finance BV	15.161,5	13.704,9	100%
EDP Produção	189,3	200,9	100%
HC Energia	75,0	335,8	97%
EDP Renováveis	728,9	539,3	78%
Portgás	68,0	100,9	72%
Energias do Brasil	1.452,0	1.245,6	65%
<b>Dívida Financeira Nominal</b>	<b>17.674,6</b>	<b>16.127,4</b>	-
Juros da dívida a liquidar	265,1	245,5	-
<b>Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar</b>	<b>17.939,7</b>	<b>16.372,9</b>	-
*Fair value*(dívida coberta)	(48,0)	(91,8)	-
<b>Dívida Financeira</b>	<b>17.891,6</b>	<b>16.281,1</b>	-
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>1.511,2</b>	<b>2.189,6</b>	<b>-31%</b>
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	579,6	1.305,4	
EDP Renováveis	423,7	443,6	
Energias do Brasil	507,9	440,5	
<b>Activos Financ. ao Justo Valor atrav. Resultados</b>	<b>35,7</b>	<b>84,9</b>	<b>-58%</b>
<b>Dívida Líquida do Grupo EDP</b>	<b>16.344,7</b>	<b>14.006,7</b>	<b>17%</b>

Rating da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
<b>EDP SA &amp; EDP Finance BV</b>	<b>A-/CW-/A2</b>	<b>A3/CW-/P2</b>	<b>A-/Stab/F2</b>
Último relatório de Rating	03-12-2010	21-12-2010	17-06-2010

Rádios de Dívida	2010	2009
Dívida Líquida / EBITDA	4,5x	4,2x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,1x	3,9x



A dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada da EDP em 2010 foi 4,5x e 4,1x respectivamente.

Em Nov-10, a EDP assinou um contrato de financiamento na modalidade revolving, no montante de €2MM com o prazo de cinco 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 €1,4MM, teve uma procura 1,4 vezes superior. A transacção foi organizada pela própria EDP, na modalidade de Club Deal, contando com a participação de 21 bancos.

Em Dez-10, o montante de papel comercial ascendeu a €0,84MM. A EDP pretende continuar a realizar o "rollforward", tendo como suporte o financiamento na modalidade "revolving" renovada no montante de €2MM, que encontra-se totalmente disponível.

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

Em Jan-11, o FADE, Fundo de Amortização do Défice Eléctrico Espanhol, lançou uma emissão de obrigações totalmente garantida pelo Reino de Espanha. Esta primeira parcela totaliza o montante de €2MM, com vencimento em Mar-14 e a EDP recebeu €102,5M. Uma segunda emissão foi realizada em Fevereiro no montante de €2MM com vencimento em Jun-15 dos quais a EDP receberá €102,5M.

Em Dez-10, as linhas de crédito disponíveis totalizavam €2.892M, o que implicou um total de caixa e linhas de crédito disponíveis no montante de €4.439M. Com base nos fundos obtidos nas operações acima descritas (em Jan-11 e Fev-11), a nossa liquidez permite cobrir as nossas necessidades de caixa nos próximos 24 meses.

O prazo médio da dívida era de 5 anos em Dez-10. 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 Dez-10). A nossa principal taxa de referência é a Euribor a 1 mês/Euribor 3 meses.

Em 2010, as agências de rating reafirmaram o rating e o outlook da EDP. Em Jun-10, Fitch reafirmou o rating em 'A-' atribuindo outlook estável. Em Dez-10, a Standard & Poor's e Moody's colocaram a EDP em revisão para possível baixa do rating em reflexo da colocação do rating da República Portuguesa em revisão para possível baixa do rating.

A dívida relacionada com "Outras Subsidiárias" 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.

(1) Valor Nominal.



# Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal (1)			Espanha			Península Ibérica		
	2010	2009	Δ%	2010	2009	Δ%	2010	2009	Δ%
Hidroeléctrica	14,9	7,9	88%	38,7	23,9	62%	53,6	31,8	69%
Nuclear	-	-	-	61,8	52,8	17%	61,8	52,8	17%
Carvão	6,6	11,9	-45%	22,1	33,9	-35%	28,6	45,8	-37%
CCGT	10,7	11,5	-7%	64,6	78,3	-17%	75,3	89,7	-16%
Fuel/gas/diesel	0,0	0,3	-85%	1,8	2,1	-12%	1,9	2,4	-22%
Auto-consumo	-	-	-	(6,6)	(7,1)	-7,3%	(6,6)	(7,1)	-7,3%
(-) Bombagem	(0,5)	(0,9)	-45%	(4,4)	(3,7)	18%	(4,9)	(4,7)	5,6%
<b>Regime Convencional</b>	<b>31,7</b>	<b>30,7</b>	<b>3,2%</b>	<b>178,1</b>	<b>180,0</b>	<b>-1,1%</b>	<b>209,7</b>	<b>210,7</b>	<b>-0,5%</b>
Eólica	9,0	7,5	20%	42,7	36,2	18%	51,7	43,7	18%
Outras	8,9	6,9	29%	47,8	43,3	10%	56,7	50,3	13%
<b>Regime Especial</b>	<b>17,9</b>	<b>14,4</b>	<b>24%</b>	<b>90,5</b>	<b>79,5</b>	<b>14%</b>	<b>108,4</b>	<b>94,0</b>	<b>15%</b>
Importação/(exportação)	2,6	4,8	-45%	(8,3)	(8,1)	2,9%	(5,7)	(3,3)	72%
<b>Consumo Referido à Emissão</b>	<b>52,2</b>	<b>49,9</b>	<b>4,7%</b>	<b>260,2</b>	<b>251,4</b>	<b>3,5%</b>	<b>312,4</b>	<b>301,3</b>	<b>3,7%</b>
Corrigido temperatura, dias úteis			3,3%			2,9%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2010	2009	Δ%	2010	2009	Δ%	2010	2009	Δ%
Procura convencional	34,8	28,9	21%	265,1	241,1	10,0%	299,9	270,0	11%
Procura para produção electricidade	22,3	23,5	-5%	135,6	160,9	-16%	157,9	184,4	-14%
<b>Procura Total</b>	<b>57,1</b>	<b>52,4</b>	<b>9,0%</b>	<b>400,7</b>	<b>402,0</b>	<b>-0,3%</b>	<b>457,8</b>	<b>454,4</b>	<b>0,8%</b>

A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) subiu 3,7% em 2010, suportada pela retoma em Portugal e Espanha (procura corrigida de dias úteis e temperatura: +3,3% e +2,9%, respectivamente). No 4T10, Portugal e Espanha cresceram a um ritmo semelhante (+3,8% vs 4T09) reflectindo o fim do impacto positivo de consumo adicional decorrente da ligação de alguns grandes clientes industriais em Portugal, no 1S09. Em 2010, quase metade da produção na P.I. foi livre de emissões CO<sub>2</sub>. Apesar do aumento da procura total (+11TWh), a procura térmica caiu 23% (32TWh), reflectindo: (1) +22TWh de produção hídrica líquida, suportada por coeficientes de hidraulicidade acima da média (1,3x); (2) +9TWh de produção nuclear, decorrente de paragens mais longas em 2009; (3) +8TWh de produção eólica, sustentada pela expansão da capacidade instalada (+12%); e (3) +6,4TWh no regime especial.

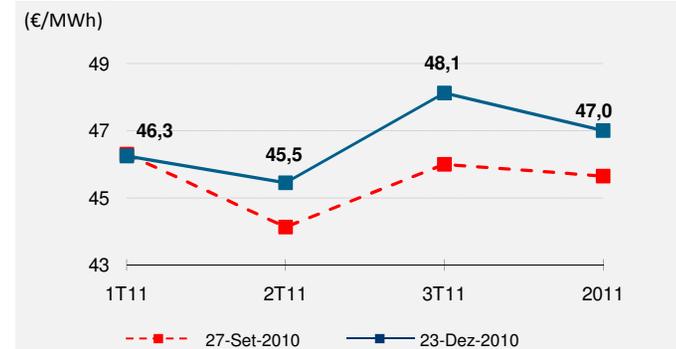
Os factores médios de utilização de centrais CCGTs e a carvão recuaram em 2010 (-8pp para 32%, -11pp para 23%, respetivamente, em Espanha), espelhando a redução estrutural das horas de funcionamento nas centrais térmicas. No 4T10, o factor médio de utilização das CCGTs (29%) ultrapassou o das centrais a carvão (25%), suportado por uma maior flexibilidade tecnológica e pelas condições de abastecimento de gás na P.I. A capacidade térmica na P.I. subiu 4% com o encerramento de capacidade a fuelóleo/gasóleo e carvão (-1,5GW), por um lado, e com o arranque de novos grupos CCGT (+2,5GW), por outro.

O preço médio à vista recuou 2% vs 3T10, para €43/MWh no 4T10, reflectindo a menor procura residual térmica (c-20%). Em 2010, o preço médio de electricidade em Portugal foi €0,3/MWh mais alto do que em Espanha (€36,9) e as importações líquidas caíram 45% por força da maior contribuição de tecnologias renováveis (hídrica/eólica) para o mix de produção. O preço médio final da electricidade em Espanha subiu 7% em 2010, impulsionado pelo 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 em 2010, com o crescimento da procura convencional (+11%) a compensar o menor consumo de gás na produção de electricidade (-14%) resultante de menores horas de funcionamento das CCGTs. A diferença entre o preço de gás implícito nos contratos de LP na P.I. (do qual CMP constitui uma aproximação) e o preço à vista (NBP) estreitou significativamente: no 4T10, o CMP manteve-se estável enquanto o NBP desceu 17% face ao 3T10 devidos a condições atmosféricas adversas no Norte da Europa.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	2010	2009	Δ%
Hídrica	21,2	21,2	-
Nuclear	7,4	7,4	-
Carvão	11,9	12,2	-2,3%
CCGT	27,5	24,1	14%
Fuel/gas/diesel	4,7	6,0	-21%
<b>Regime Convencional</b>	<b>72,8</b>	<b>70,9</b>	<b>2,7%</b>
Eólica	23,9	21,3	12%
PRE's (outras)	17,2	16,7	3,1%
<b>Regime Especial</b>	<b>41,2</b>	<b>38,0</b>	<b>8,3%</b>
<b>Total</b>	<b>114,0</b>	<b>108,9</b>	<b>4,6%</b>

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



Factores Chave	2010	2009	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,31	0,77	70%
Espanha	1,33	0,77	73%
Preço de electricidade à vista, €/MWh (1)			
Portugal	37,2	37,6	-1,1%
Espanha	36,9	37,0	-0,2%
Preço final electricidade à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	45,7	42,6	7,4%
Direitos de emissão de CO <sub>2</sub> , €/ton (1)	14,5	13,3	8,7%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	86,2	69,9	23%
Gás (CMP), €/MWh (1)	21,6	21,9	-1,4%
Gás NBP, €/MWh (1)	16,8	11,9	41%
Brent, USD/Barril (1)	80,2	62,2	29%
EUR/USD (1)	1,33	1,39	-4,9%

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



DR Operacional (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Receitas CAE/CMEC</b>	<b>1.068,4</b>	<b>1.224,5</b>	<b>-13%</b>	<b>-156</b>
Receitas no mercado (i)	755,5	689,0	9,7%	+67
Desvio anual (ii)	221,3	395,5	-44%	-174
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	91,6	140,1	-35%	-48
<b>Custos Directos: CAE/CMEC</b>	<b>106,5</b>	<b>279,0</b>	<b>-62%</b>	<b>-173</b>
Carvão	134,8	225,1	-40%	-90
Fuel	9,2	24,7	-63%	-16
CO <sub>2</sub> e outros custos (líquidos)	(37,4)	29,2	-	-67
<b>Margem Bruta CAE/CMEC</b>	<b>961,9</b>	<b>945,5</b>	<b>1,7%</b>	<b>+16</b>
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	59,2	51,8	14%	+7
Mini-hídricas	55,3	32,2	71%	+23
<b>Margem Bruta Regime Especial</b>	<b>114,4</b>	<b>84,0</b>	<b>36%</b>	<b>+30</b>
Custos operacionais	199,7	206,3	-3,2%	-7
<b>EBITDA</b>	<b>876,7</b>	<b>823,1</b>	<b>6,5%</b>	<b>+54</b>
Amortizações & provisões líquidas	213,8	263,5	-19%	-50
<b>EBIT</b>	<b>662,9</b>	<b>559,7</b>	<b>18%</b>	<b>+103</b>
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Líq.) r	(14,6)	(9,5)	-53%	-5
Empregados (#)	1.400	1.430	-2,1%	-30

CAE/CMEC: Dados-chave	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Disponibil. Real/Contratada</b>				
Hídrica	1,01	1,02	-1,6%	-0,0
Térmica	1,10	1,10	-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 (2)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	1.657	1.713	-3,3%	-56

Regime Especial: Dados-chave	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção de Electricidade (GWh)</b>	<b>2.459</b>	<b>2.115</b>	<b>16%</b>	<b>+344</b>
Mini-hídricas Portugal	622	368	69%	+254
Térmica em Portugal	1.003	854	17%	+149
Térmica em Espanha	834	894	-6,6%	-59
<b>Margem Bruta Média (€/MWh)</b>				
Mini-hídricas Portugal	89	88	1,2%	+1
Térmica em Portugal	29	25	14%	+4
Térmica em Espanha	36	34	7,1%	+2

Investimento Operacional (€M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção PPA/CMEC</b>	<b>79,8</b>	<b>83,8</b>	<b>-5%</b>	<b>-4</b>
Recorrente - Hídricas	22,9	21,0	9%	+2
Recorrente - Térmicas	21,6	35,6	-39%	-14
Não recorrentes (ambiental)	35,3	27,1	30%	+8
<b>Regime Especial</b>	<b>16,2</b>	<b>43,8</b>	<b>-63%</b>	<b>-28</b>
Expansão	12,3	36,2	-66%	-24
Manutenção	3,9	7,6	-49%	-4
<b>Total</b>	<b>96,0</b>	<b>127,6</b>	<b>-25%</b>	<b>-32</b>

Em 2010, o EBITDA da produção contratada de longo prazo cresceu 7% para €877M, suportado por uma maior produção nas nossas centrais mini-hídricas, pela nova capacidade instalada sob o regime especial, resultados com combustíveis mais altos e menores custos de reestruturação. Estes impactos mais do que compensaram o efeito do termo do CAE da central do Barreiro (Dez-09) e normal depreciação da base de activos sob CAE/CMEC.

A margem bruta de CAE/CMEC subiu 2% para €962M em 2010, 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 €19M em 2010 (vs um custo de €34M em 2009). Note-se que em resultado da nossa estratégia de cobertura de risco decorrente destas variações através de produtos derivados, este impacto é compensado ao nível de resultados financeiros. Por outro lado, a margem bruta foi também influenciada pelo fim do PPA da central do Barreiro (€-18M) e pela normal depreciação da base de activos com CAE. A redução de 1% na capacidade instalada em regime CAE/CMEC resultou da exclusão da central a fuelóleo do Barreiro (56MW), em Dez-09. Em perspectiva, importa mencionar o fim do CAE para a central do Carregado (a fuel óleo) em 31-Dez-10. Esta central tem 710MW e a uma contribuição de €94M (margem bruta) ou €60M (EBIT 2010). Em linha com o passado, a EDP manteve uma disponibilidade das suas centrais térmicas acima do nível contratado: +10% nas centrais térmicas e +1% nas hídricas.

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €221M em 2010. O desvio gerado nas centrais térmicas em 2010 (€242M a recuperar) resultou de uma produção muito baixa e de uma margem unitária abaixo do valor inicialmente contratado nos CMEC. O desvio gerado nas centrais hídricas foi negativo em €21M (valor a devolver ao sistema): neste caso o menor preço de venda (abaixo da referência dos CMEC para 2010: €53/MWh<sup>(3)</sup>) foi mais que compensado pela elevada produção.

A margem bruta no regime especial aumentou 36% para €114M em 2010 impulsionada pela maior produção em centrais mini-hídricas (+69%) 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 (Abr-10).

Os custos operacionais recuaram 3% para €200M em 2010, com os menores custos de reestruturação registados em 2010 (-€18M face a 2009) a mais que compensaram o impacto de nova capacidade em operação e de abate de equipamento. As amortizações líquidas e provisões desceram 19% em 2010, influenciado pelo exclusão da central do Barreiro e pela extensão da vida útil em diversas centrais.

O investimento operacional na produção contratada de LP ascendeu a €96M em 2010, 50% do qual destinado a projectos não recorrentes. De um total de €47M despendidos em projectos não recorrentes, €12M destinaram-se a nova capacidade em regime especial (10MW de cogeração) e €35M foram investidos no projecto de desnitrificação de Sines (66% do investimento total já incorrido). Este projecto em Sines deverá entrar em funcionamento no 2S11 e será remunerado sob regime CAE/CMEC: 8,5% ROA antes de inflação e impostos; totalmente amortizado até 2017.

## NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

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

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

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

(1) Inclui €2M de perdas realizadas em 2010 (vs. €45M em 2009);

(2) Inclui Aguireira 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 (1) (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>820,2</b>	<b>1.017,7</b>	<b>-19%</b>	<b>-198</b>
Produção de electricidade	474,2	676,0	-30%	-202
Portugal	172,3	252,5	-32%	-80
Espanha	292,6	441,4	-34%	-149
Ajustamentos	9,3	-17,8	-	+27
Comercialização de electricidade	273,2	246,4	11%	+27
Comercialização de gás	72,8	95,3	-24%	-22
Custos operacionais	371,3	352,1	5,4%	+19
<b>EBITDA</b>	<b>448,9</b>	<b>665,6</b>	<b>-33%</b>	<b>-217</b>
Provisões	93,2	46,3	101%	+47
Depreciações e amortizações líquidas	225,1	198,1	14%	+27
<b>EBIT</b>	<b>130,6</b>	<b>421,2</b>	<b>-69%</b>	<b>-291</b>

**O EBITDA das actividades liberalizadas ascendeu a €449M em 2010**, representando uma queda de 33% face a uma forte base de comparação. Em 2009, a margem bruta unitária da electricidade foi €19/MWh, beneficiando da nossa política de hedging, de oportunidades de arbitragem atractivas decorrentes dos baixos preços no mercado à vista e do forte aumento dos proveitos de serviços de sistema no 4T10. **A margem bruta das actividades liberalizadas recuou 19% (-€198M)**, suportada por (i) -€175M na electricidade, uma vez que o maior volume de vendas a clientes (+40%) não permitiu compensar as menores margens realizadas (-44%, em conforme antecipado); e (ii) -€22M na comercialização de gás, decorrente de uma contracção de margens por força do maior peso do segmento industrial no nosso portfólio e de maior concorrência.

**No negócio de electricidade**, importa referir que quase dois terços da nossas necessidades de electricidade em 2010 foram satisfeitas por compras na *pool*, reflectindo a nossa posição forte no negócio de comercialização de electricidade e a nossa capacidade para adaptar em cada momento o volume de produção própria em função do custo relativo de produção própria e de compras na *pool*.

**Volumes:** O volume total vendido cresceu 15TWh em 2010, suportado por (i) vendas a clientes mais elevadas (+8,7TWh, +40%), impulsionadas pela expansão do mercado livre total e por (ii) maior volume vendido no mercado grossista (+5,6TWh, +48%). As compras de electricidade na *pool* duplicaram em 2010 em resultado do seu menor custo relativo, comparativamente com a produção própria. No 4T10, as oportunidades de arbitragem foram mais escassas e a nossa produção cresceu 14% suportada pela produção hídrica e a carvão (mais competitiva no 4T10 vis-a-vis as compras na *pool* mais caras).

**Margens (2)(3):** A margem média alcançada foi €11/MWh (-44%) em 2010, conforme antecipado. O custo médio da electricidade vendida cresceu 9% em 2010, impulsionado por um custo de produção mais alto (+8%) e, em menor escala, por um custo da electricidade comprada na *pool* mais elevado (+3). O preço médio de venda caiu 7% influenciado pelas vendas a clientes de retalho (-14%). Em perspectiva, o aumento de preço grossista de electricidade deixa menor espaço para oportunidades de arbitragem entre produção própria e compras na *pool*.

**Para 2011, a EDP tem já 19TWh de vendas estimadas contratadas, a preços próximos de €50/MWh. Paralelamente, c65% da nossa produção esperada (excluindo a produção a carvão com base em carvão Espanhol, ao abrigo do RD 1221/10) está já contratada com uma margem térmica média (incluindo licenças gratuitas de CO<sub>2</sub>) a rondar €10/MWh.**

Performance Electricidade	2010	2009	Δ%	2010	2009	Δ%
	<b>Produção (GWh)</b>			<b>Custo Variável (€/MWh) (2)</b>		
Produção Electricidade	17.144	18.206	-6%	35,2	32,5	8,3%
Compras de Electricidade	32.012	16.098	99%	41,7	40,5	3,0%
<b>Fontes de Electricidade</b>	<b>49.156</b>	<b>34.304</b>	<b>43%</b>	<b>39,4</b>	<b>36,2</b>	<b>8,8%</b>

	<b>Vendas Electric. (GWh)</b>			<b>Preço Médio (€/MWh) (3)</b>		
Perdas na Rede	1.455	917	-	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	30.395	21.714	40%	51,6	60,0	-14%
Mercado Grossista	17.306	11.673	48%	49,4	44,7	10,7%
<b>Destinos de Electricidade</b>	<b>49.156</b>	<b>34.304</b>	<b>43%</b>	<b>49,3</b>	<b>53,2</b>	<b>-7%</b>

Margem Bruta Electricidade (€ M)	2010	2009	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	9,9	17,0	-42%	-7
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	0,8	2,1	-64%	-1
Margem Unitária (€/MWh)	10,6	19,1	-44%	-8
Volume Total (TWh)	49,2	34,3	43%	+15
<b>Fontes &amp; Destinos Electricidade</b>	<b>522,3</b>	<b>654,3</b>	<b>-20%</b>	<b>-132</b>
<b>Servicos Comerciais Partilhados (1)</b>	<b>166,0</b>	<b>169,6</b>	<b>-2%</b>	<b>-4</b>
<b>Outros (5)</b>	<b>59,1</b>	<b>98,4</b>	<b>-40%</b>	<b>-39</b>
<b>Total</b>	<b>747,3</b>	<b>922,4</b>	<b>-19%</b>	<b>-175</b>

Destinos de Gás (TWh)	2010	2009	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	25,5	22,8	12%	+3
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberalizado	36,7	22,2	65%	+15
<b>Total</b>	<b>62,3</b>	<b>45,0</b>	<b>38%</b>	<b>+17</b>

**No negócio de gás**, a margem bruta foi €73M (-€22M vs. 2009). Apesar do menor custo de abastecimento resultante de compras à vista pontuais ao longo de 2010 (tirando proveito da nossa posição curta em gás), a margem bruta unitária foi pressionada pelo aumento de concorrência no Mercado ibérico, num contexto de excesso de gás e baixos preços no mercado internacional. O nosso abastecimento de gás em 2010 baseou-se num portfólio anual de 4,3bcm. Por sua vez, o consumo de gás aumentou 38%, para 62TWh (5,3bcm), impulsionado por vendas a clientes e pela consolidação (desde 31-Dez-09) do portfólio de clientes de retalho adquiridos à Gas Natural (em Múrcia e Cantabria). O consumo de gás nas nossas centrais cresceu 12%, suportado pela adição de nova capacidade: +863MW de CCGT a partir do 4T09 (Lares em Portugal) e +428MW desde Dez-10 (Soto 5: em testes desde Ago-10).

(1) Inclui EDP Sol. Comerciais, a empresa de serviços comerciais partilhados em Portugal;

(2) Inclui custos com combustíveis, custos com CO<sub>2</sub> líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema;

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

(4) Inclui resultados de cobertura de electricidade;

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

# Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2010	2009	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>474,2</b>	<b>676,0</b>	<b>-30%</b>	<b>-202</b>
Portugal	172,3	252,5	-32%	-80
Espanha	292,6	441,4	-34%	-149
Ajustamentos	9,3	-17,8	-	+27
Fornecimentos e serviços externo:	56,3	63,2	-11%	-7
Custos com pessoal	33,3	39,2	-15%	-6
Custos com benefícios sociais	1,8	-0,2	-	+2
Outros custos operacionais (líq.)	24,4	22,0	11%	+2
<b>Custos Operacionais</b>	<b>115,7</b>	<b>124,2</b>	<b>-7%</b>	<b>-8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>358,4</b>	<b>551,8</b>	<b>-35%</b>	<b>-193</b>
Provisões	32,1	25,2	28%	+7
Deprec. e amortizações líquidas	204,0	177,7	15%	+26
<b>EBIT</b>	<b>122,3</b>	<b>348,8</b>	<b>-65%</b>	<b>-227</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>772</b>	<b>780</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-8</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.

Não obstante uma subida de 14% no 4T10, a produção das nossas centrais em mercado em 2010 ficou 6% aquém de 2009, em 17TWh. 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 boa parte das nossas necessidades do negócio de comercialização através de compras na pool. Mesmo assim, a subida mais rápida do preço na pool no 4T10 (quando comparada com o custo da nossa produção) proporcionou um aumento de funcionamento das nossas centrais. O custo médio de produção unitário das nossas centrais de produção em mercado aumentou 8% para €35/MWh, impulsionado por um custo de gás mais alto e pelo maior peso de CCGTs no mix de geração. De acordo com o RD 14/2010, toda a produção de electricidade em Espanha está sujeita a uma taxa de €0.5/MWh a partir de 1-Jan-11. A nossa produção convencional em Espanha ascendeu a 10,7TWh em 2010.

**CCGTs:** A produção foi 9,3TWh, equivalente a um factor médio de utilização em linha com a média do sector (32%). A produção total recuou 4% em 2010, tendo a menor procura térmica na P. Ibérica (a qual justificou uma queda de 16% na produção ibérica em CCGTs) compensado o impacto de das nossas adições de capacidade: 2 novos grupos em Portugal (Lares 1 e 2, 863MW) desde 4T09; 1 novo grupo em Espanha (Soto 5, 428MW) desde Dez-10. O custo médio de produção aumentou 20% em 2010, 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>. Em perspectiva, o desfasamento entre o aumento do preço de Brent e o seu reflexo no custo de gás poderá proporcionar uma ligeira melhoria dos factores de utilização das CCGTs nos próximos meses. A partir de Jan-11, as nossas centrais em Portugal (2,039MW) recebem garantia de potência: €20/kW/ano durante 10 anos.

**Carvão:** A produção atingiu 4,2TWh, com o factor médio de produção (33%) a superar consistentemente a média de Espanha (23%). Mesmo assim, a produção recuou 28% em 2010, afectada pela paragem mais longa do que normal em Aboño 2, no 1T10, e pela significativa contracção da procura térmica. Em perspectiva, esperamos que o regime de funcionamento de carvão continue afectado por uma fraca procura térmica e pelo aumento de custo de carvão. Mesmo assim, as nossas centrais deverão continuar a beneficiar da sua maior eficiência, localização favorável e da queima de carvão espanhol em Soto 3 (1.3TWh) ao abrigo do RD 1221/2010. O custo médio da produção a carvão recuou 7% em 2010, suportado pela nossa estratégia de abastecimento, maior contribuição de gases siderúrgicos e menor défice de emissão de CO<sub>2</sub> no período.

Em 2010, as nossas centrais térmicas aumentaram significativamente o volume vendido nos mercados complementares (2,8TWh vs 0,6TWh em 2009), fazendo uso da sua flexibilidade num contexto de peso crescente de vento no sistema, especialmente no 1T10.

As emissões totais de CO<sub>2</sub> recuaram 17% em 2010, suportado pela redução de 28% na produção a carvão. Desta forma, as emissões totais ficaram 8% aquém das licenças gratuitas atribuíveis ao período.

**Hídrica e nuclear:** A produção hídrica cresceu 54% em 2010, refletindo uma pluviosidade extrema no 1T10 e elevados níveis de armazenamento em barragens ao longo do ano. A produção nuclear subiu 7%, refletindo uma paragem mais longa do que o previsto na central de Trillo durante 7 semanas no 1T09 em comparação com uma paragem de 4 semanas para recarga de combustível no 2T10.

**Os custos operacionais** caíram 7% (-€8M) em 2010, essencialmente suportados pelo fim do CO<sub>2</sub> *clawback* (€16M em 2009). As **amortizações e provisões líquidas** subiram 16% em 2010 reflectindo o aumento de capacidade instalada.

O **investimento operacional** em produção liberalizada ascendeu a €453M, 86% do qual referente ao desenvolvimento de nova capacidade de produção. Do investimento em expansão total (€390M) em 2010: (1) €306M foram maioritariamente despendidos na construção de 5 repotenciações de centrais hídricas (Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova III, Salamonde II) e de 3 novas centrais hídricas (Baixo Sabor, Ribeiradio e Foz Tua), com arranque previsto em 2011/15; (2) €84M investidos em nova capacidade CCGT, nomeadamente em Soto 5 (428MW), com arranque comercial em Dez-10, em Espanha. O **investimento em manutenção** ascendeu a €63M influenciado por trabalhos plurianuais.

Dados-chave	2010	2009	Δ%	Δ Abs.
<b>Produção Electricidade (GWh)</b>	<b>17.144</b>	<b>18.206</b>	<b>-5,8%</b>	<b>-1.062</b>
CCGT	9.342	9.690	-3,6%	-349
Carvão	4.244	5.865	-28%	-1.621
Hidroeléctrica	2.368	1.538	54%	+830
Nuclear	1.190	1.113	6,9%	+77
<b>Custos Variáveis (€/MWh) (1)</b>	<b>35,2</b>	<b>32,5</b>	<b>8,3%</b>	<b>+2,7</b>
CCGT	51,4	42,8	20%	+8,6
Carvão	27,4	29,5	-7%	-2,1
Hidroeléctrica	0,9	-	-	+0,9
Nuclear	3,7	3,4	11%	+0,4
<b>Factores de Utilização (%)</b>				
CCGT	32%	43%	-	-11p.p.
Carvão	33%	46%	-	-13p.p.
Hidroeléctrica	30%	19%	-	10p.p.
Nuclear	87%	82%	-	6p.p.
<b>Emissões CO<sub>2</sub> (M. ton.)</b>				
Total de emissões (2)	9,1	10,9	-17%	-2
Licenças gratuitas (2)	9,8	9,7	0,2%	+0

Investimento Operacional (€ M)	2010	2009	Δ%	Δ Abs.
<b>Expansão</b>	<b>389,7</b>	<b>648,0</b>	<b>-40%</b>	<b>-258</b>
CCGT	84,1	245,9	-66%	-162
Hidroeléctrica	305,6	402,1	-24%	-96
<b>Manutenção</b>	<b>63,3</b>	<b>47,4</b>	<b>34%</b>	<b>+16</b>
Recorrente	63,6	48,7	31%	+15
Não recorrente (ambiental)	(0,3)	(1,3)	76%	+1
<b>Total</b>	<b>453,0</b>	<b>695,4</b>	<b>-35%</b>	<b>-242</b>

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

(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 (1) (€ M)	Comercialização Electricidade			
	2010	2009	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>273,2</b>	<b>246,4</b>	<b>11%</b>	<b>+27</b>
Fornecimentos e serviços externos	162,1	152,2	7%	+10
Custos com pessoal	44,8	41,6	8%	+3
Custos com benefícios sociais	5,7	5,2	11%	+1
Outros custos operacionais (líq.)	2,3	(7,3)	-	+10
<b>Custos Operacionais</b>	<b>215,0</b>	<b>191,7</b>	<b>12%</b>	<b>+23</b>
<b>EBITDA</b>	<b>58,2</b>	<b>54,7</b>	<b>6%</b>	<b>+4</b>
Provisões	24,5	21,0	17%	+4
Depreciações e amortizações líquidas	20,6	19,8	4%	+1
<b>EBIT</b>	<b>13,1</b>	<b>13,9</b>	<b>-6%</b>	<b>-1</b>

DR Operacional (€ M)	Comercialização Gás			
	2010	2009	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>72,8</b>	<b>95,3</b>	<b>-24%</b>	<b>-22</b>
Fornecimentos e serviços externos	22,0	21,8	1%	+0
Custos com pessoal	3,3	3,8	-13%	-1
Custos com benefícios sociais	0,1	0,1	-2,2%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	15,2	10,5	44,4%	+5
<b>Custos Operacionais</b>	<b>40,5</b>	<b>36,2</b>	<b>12%</b>	<b>+4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>32,3</b>	<b>59,1</b>	<b>-45%</b>	<b>-27</b>
Provisões	36,6	0,1	-	+36
Depreciações e amortizações líquidas	0,5	0,5	-5%	-0
<b>EBIT</b>	<b>-4,8</b>	<b>58,4</b>	<b>-</b>	<b>-63</b>

Dados-chave	2010	2009	Δ%	Δ Abs.
<b>Electricidade em Portugal</b>				
Volume Vendido (GWh)	8.794	5.529	59%	+3.266
Quota de Mercado (%)	51%	65%	-	-14 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	51,0	66,4	-23%	-15
Número de Clientes (mil)	314	260	21%	+54
<b>Electricidade em Espanha</b>				
<b>Mercado Livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	20.342	15.445	32%	+4.897
Quota de Mercado (%)	12%	11%	-	1 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	51,9	61,5	-16%	-10
Número de Clientes (mil)	651	527	24%	+124
<b>Comercial. Último Recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	1.099	614	79%	+484
Número de Clientes (mil)	359	422	-15%	-63
<b>Gás em Espanha &amp; Portugal</b>				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	29.809	21.261	40%	8.549
Espanha - Quota Mercado (%)	11%	8,8%	-	2 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	6.938	983	-	5.955
Portugal - Quota Mercado (%) (2)	28%	18%	-	10 p.p.
Margem Bruta Média (€/MWh)	0,8	2,4	-69%	-2
Número de Clientes (mil)	824	834	-1%	-10
<b>Investimento Oper. (Electr.&amp;Gás, P. Ib.)</b>	<b>13,5</b>	<b>17,1</b>	<b>-21%</b>	<b>-4</b>
<b>Empregados (Port&amp;Esp, P. Ibérica)</b>	<b>951</b>	<b>1.024</b>	<b>-7%</b>	<b>-73</b>

As nossas subsidiárias que operam na comercialização liberalizada têm contratos intra-grupo de abastecimento de electricidade e gás. Em linha com a crescente liberalização de mercado em Portugal, a EDP Soluções Comerciais (plataforma comercial de serviços partilhados em Portugal) foi incluída no perímetro de consolidação de comercialização de electricidade em 2009 e 2010. A sua contribuição para o EBITDA foi de €23M em 2009 e €24M em 2010.

**Comercialização de electricidade em Portugal** – O volume vendido a clientes no mercado livre cresceu 59% para 8,8TWh em 2010, suportado pela expansão do mercado livre (que duplicou) e pela redução da nossa quota de mercado, de 65% em 2009 para 51% em 2010. No 4T10, 38% do consumo total em Portugal centrou-se no mercado livre e a quota da EDP manteve-se estável (vs 3T10) em c50%. O preço médio de venda recuou 23% em 2010, para €51/MWh, fruto do maior peso do segmento industrial e das actuais condições de mercado.

**Comercialização de electricidade em Espanha** – O volume vendido aos nossos clientes livres em Espanha subiu 32% impulsionado pela expansão da base de clientes (+24%) e com o acordo alcançado com a CIDE<sup>(3)</sup> (Jul-09). 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 16%, para €52/MWh em 2010, verificando-se uma estabilização de preços após o ajustamento de preços contratados às actuais condições de mercado. Adicionalmente, importa referir que, como resultado do movimento de liberalização ocorrido em Jul-09, os volumes vendidos 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 por uma tendência de aumento dos custos de sistema.

**Comercialização de gás (P. Ibérica)** – A nossa actividade de comercialização de gás em 2010 ficou marcada por compras pontuais de gás à vista em complemento aos nossos contratos de abastecimento de gás de longo prazo. Estas compras pontuais permitiram-nos reduzir o nosso custo médio de gás, criando espaço para um reforço significativo da carteira de clientes e para ganhos de quota de mercado: +2 pp para 11% em Espanha; +10p.p. para 28% (incluindo vendas a centrais de cogeração). O volume comercializado em Espanha cresceu 40% em 2010, impulsionado pela consolidação (desde 31-Dez-09) do portfólio adquirido à Gas Natural e por novos clientes em carteira. Em Portugal, a actividade iniciou-se em Abr-09 e o volume vendido atingiu 6,9TWh em 2010. No 4T10, o volume cresceu 10% vs. o 3T10, evidenciando uma estabilização do portfólio. A margem bruta na P. Ibérica caiu de €2,4/MWh em 2009 para €0,8/MWh em 2010 influenciada pelo maior peso do segmento industrial na carteira e pelas menores margens decorrentes de maior concorrência.

O crescimento dos custos operacionais em 2010 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). As provisões na comercialização de gás (€37M em 2010) estão relacionadas com contratos com clientes em vigor.

## Perspectivas:

**As margens na comercialização de electricidade e gás**, tanto em Portugal como em Espanha, deverão manter-se sob pressão nos próximos trimestres, reflectindo o actual enquadramento concorrencial, o aumento dos custos de sistema (na electricidade) e o aumento de custo de gás (indexado ao preço de petróleo) num contexto de excesso de gás na P. Ibérica.

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

(1) Inclui EDP Sol Comerciais, plataforma de serviços comerciais partilhados do grupo em Portugal; (2) Com base no segmento de consumo GN>10.000 m³/ano; (3) CIDE: associação de pequenas distribuidoras de electricidade em Espanha.

# EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Europa (€ M)			EUA (USD M)			EDP Renováveis (€ M) (1)		
	2010	2009	Δ %	2010	2009	Δ %	2010	2009	Δ %
<b>Margem Bruta</b>	<b>562,2</b>	<b>436,4</b>	<b>29%</b>	<b>364,5</b>	<b>282,7</b>	<b>29%</b>	<b>840,6</b>	<b>642,0</b>	<b>31%</b>
Fornecimentos e serviços externo:	87,4	68,7	27%	123,3	90,9	36%	196,2	148,3	32%
Custos com pessoal	20,1	13,9	45%	32,3	29,2	10,6%	54,8	42,5	29%
Outros custos operac. (líquidos)	(7,0)	5,5	-	(173,3)	(135,3)	28,0%	(123,2)	(91,4)	34,8%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>100,6</b>	<b>88,0</b>	<b>14%</b>	<b>(17,7)</b>	<b>(15,3)</b>	<b>-16%</b>	<b>127,9</b>	<b>99,5</b>	<b>29%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>461,7</b>	<b>348,4</b>	<b>33%</b>	<b>382,2</b>	<b>298,0</b>	<b>28%</b>	<b>712,7</b>	<b>542,5</b>	<b>31%</b>
Provisões	(0,2)	(0,2)	-	-	-	-	(0,2)	(0,2)	-
Deprec. e amortizações líquidas	207,6	153,3	35%	281,6	218,7	29%	423,0	311,9	36%
<b>EBIT</b>	<b>254,2</b>	<b>195,3</b>	<b>30%</b>	<b>100,7</b>	<b>79,3</b>	<b>27%</b>	<b>289,9</b>	<b>230,8</b>	<b>25,6%</b>
Result. alienação act. financ.	0,0	0,3	-100%	-	-	-	0,0	0,3	-100%
Resultados financeiros	(229,6)	(167,9)	37%	(84,2)	(69,8)	21%	(174,1)	(72,4)	140%
Resultados em associadas	5,0	4,2	-	-	(0,4)	-	5,0	3,9	-
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>29,6</b>	<b>31,9</b>	<b>-7%</b>	<b>16,5</b>	<b>9,1</b>	<b>81%</b>	<b>120,8</b>	<b>162,5</b>	<b>-26%</b>
IRC e impostos diferidos	12,8	7,3	75%	-	0,0	-	37,8	44,8	-16%
Operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	16,9	24,5	-31%	16,5	9,1	81%	83,0	117,8	-29,5%
<b>Accionistas da EDPR</b>	<b>12,9</b>	<b>21,0</b>	<b>-39%</b>	<b>16,5</b>	<b>9,1</b>	<b>81%</b>	<b>80,2</b>	<b>114,3</b>	<b>-30%</b>
Interesses minoritários	3,9	3,5	-	-	-	-	2,8	3,4	-18%
<b>Empregados (#)</b>	<b>398</b>	<b>365</b>	<b>9%</b>	<b>332</b>	<b>303</b>	<b>10%</b>	<b>833</b>	<b>721</b>	<b>16%</b>

EDP Renováveis	2010	2009	Δ %
Cotação no fim do período (€/acção)	4,34	6,63	-35%
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,34	1,44	7,2%
Euro/USD - Taxa média do período	1,33	1,39	4,6%

Dados relevantes de Balanço (€ M)	2010	2009	Δ %
Empréstimos bancários e outros	273,7	61,0	348,8%
Dívida c/ empresas Grupo EDP (líquida)	2.574,7	2.072,5	24%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>2.848,4</b>	<b>2.133,5</b>	<b>34%</b>
<b>Dívida Financeira</b>	<b>3.533,6</b>	<b>2.673,4</b>	<b>32%</b>
<b>Interesses Minoritários</b>	<b>125,5</b>	<b>107,5</b>	<b>17%</b>
<b>Passivo Liq<sup>2</sup> Parcerias Invest. Institucionais (2)</b>	<b>934,3</b>	<b>835,1</b>	<b>12%</b>
<b>Valor Contabilístico</b>	<b>5.268,0</b>	<b>5.220,1</b>	<b>0,9%</b>

Resultados Financeiros (€ M)	2010	2009	Δ %
Juros financeiros líquidos	(166,9)	(87,3)	91%
Custos parcerias c/ investidores institucionais	(64,8)	(54,1)	-20%
Custos capitalizados	68,4	74,7	-8%
Diferenças cambiais	(1,4)	5,4	-
Outros	(9,5)	(11,1)	14%
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(174,1)</b>	<b>(72,4)</b>	<b>-140%</b>

Custos Operacionais (3)	2010	2009	Δ %
Opex / MW Médio em Operação (€ mil)	42,6	42,7	-0%
Opex / MWh (€)	35,4	36,6	-3,3%

A EDP Renováveis (EDPR) é a subsidiária do Grupo EDP que concentra todas as operações eólicas em 11 países. Em 2010, as operações na Europa contribuíram para c60% do EBITDA da EDPR e as dos EUA (em 6 mercados diferentes) foram responsáveis por c40% do EBITDA da EDPR.

O **EBITDA da EDPR cresceu 31% para €713M em 2010**, impulsionada por um aumento de produção (+32%) decorrente das adições de capacidade em 2010 (+17%, para 6.437MW) e pelos 12 meses de contribuição de capacidade instalada em 2009. O preço médio de recuo 0,6% €58,4/MWh em 2010, suportado por menores proveitos obtidos com coberturas e por uma maior penalização decorrente de baixos preços de mercado nos EUA. O factor médio de utilização (29%) manteve-se entre os mais altos do sector, reflectindo o equilibrado e geograficamente diversificado portfólio da EDPR. Adicionalmente, a subida do EBITDA foi suportada por uma transacção concretizada em Out-10 para encurtar a maturidade de um contrato CAE de 200 MW de 2022 para 2015 (\$21M de encaixe, cristalizando o valor dos últimos anos do CAE). As **depreciações e amortizações líquidas** aumentaram 36%, para €423M em 2010, reflectindo a expansão de capacidade.

Na Europa, o **EBITDA** subiu 33% em 2010, reflectindo factores de utilização mais elevados (+1pp para 27%) e as adições de capacidade em 2010 (+12%) e 2009; este impacto compensou o menor preço médio de venda em 2010 (-3%). Nos **EUA, o EBITDA em moeda local** subiu 28% suportado pelas adições de capacidade em 2010 (+23%) e 2009; por um factor de utilização estável e preço médio de venda 1% mais baixo. Em 2010, a contribuição das operações nos EUA para o EBITDA foram positivamente influenciadas pela apreciação do USD vs. Euro: +4,6% com impacto de +€13M no EBITDA da EDPR.

A Dez-10, 41% da dívida financeira da EDPR estava expressa em USD, em resultado da estratégia de financiamento de operações nos EUA através de dívida denominada em USD (através de empréstimos da EDP) e de fundos provenientes de parcerias institucionais com investidores locais.

A **dívida financeira da EDPR cresceu 32%** (+€0,9MM) para €3,5MM a Dez-10, reflectindo essencialmente os investimentos efectuados na construção de nova capacidade eólica e, em menor escala, o impacto cambial de uma apreciação do Dólar face ao Euro (€104M). Os empréstimos para com a EDP foram contratados a taxa fixa por 10 anos. Por sua vez, a dívida externa para com instituições financeiras está sobretudo relacionada com projectos em Project Finance, com um perfil de longo prazo. Em 2010, o aumento dívida líquida a instituições financeiras e outros é maioritariamente explicado pelo acréscimo de €191M da dívida a instituições financeiras, reflexo de desenvolvimento de projectos na Polónia e no Brasil.

Os passivos referidos como **parcerias institucionais nos EUA** aumentaram de €835M em 2009 para €934M em 2010 suportados: i) pela conclusão da estrutura Vento III em Junho, do estabelecimento de novos acordos "tax equity" para o parque eólico de Meadow Lake II (99 MW), em Set-10, e de Kittitas Valley (101MW) em Dez-10; ii) impacto cambial (+€65M).

Os **custos financeiros** subiram de €72M em 2009 para €174M em 2010, impulsionado por juros financeiros líquidos mais altos decorrentes da subida em 34% da dívida líquida e do aumento do custo médio de dívida (de 4,8% em 2009 para 5,2% em 2010, devido um alargamento dos spreads na dívida contratada desde 2009).

(1) Inclui Holding, outros e ajustamentos de consolidação; (2) Líquido de proveitos diferidos e caução de depósitos. (3) FSE, custos com pessoal e outros custos operacionais; Exclui proveitos de PTCs e outros resultados extraordinários.

## EDP Renováveis: capacidade instalada e investimento operacional



Capacidade Instalada (MW)	Bruta	% Detida (1)	Capacidade Contrib. para EBITDA			
			Dez-10	Dez-09	Δ %	Δ Abs
<b>Espanha</b>	<b>2.405</b>	<b>1.908</b>	<b>2.050</b>	<b>1.861</b>	<b>10%</b>	<b>189</b>
Regime transitório RD 661/2007	1.414	1.074	1.153	1.091	5,7%	62
	991	834	897	770	16%	127
<b>Portugal</b>	<b>838</b>	<b>818</b>	<b>599</b>	<b>595</b>	<b>0,7%</b>	<b>4</b>
Antiga Remun.	599	579	599	595	0,7%	4
Nova Remun.	239	239	-	-	-	-
<b>França</b>	<b>284</b>	<b>284</b>	<b>284</b>	<b>220</b>	<b>29%</b>	<b>64</b>
<b>Polónia</b>	<b>120</b>	<b>116</b>	<b>120</b>	<b>120</b>	<b>0%</b>	<b>-</b>
<b>Bélgica (PPA)</b>	<b>57</b>	<b>40</b>	<b>57</b>	<b>57</b>	<b>0,0%</b>	<b>-</b>
<b>Roménia</b>	<b>90</b>	<b>77</b>	<b>90</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>90</b>
<b>EUA</b>	<b>3.459</b>	<b>3.242</b>	<b>3.224</b>	<b>2.624</b>	<b>23%</b>	<b>600</b>
CAE/Hedged	2.660	2.478	2.459	1.888	30%	571
Mercado	799	764	764	735	4%	29
<b>Brasil</b>	<b>14</b>	<b>8</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>0,0%</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>7.266</b>	<b>6.492</b>	<b>6.437</b>	<b>5.491</b>	<b>17%</b>	<b>947</b>

Em Dez-10, a capacidade total instalada da EDPR ascendeu a 6.437MW em 8 países, o que representa um crescimento anual de 17%. Adicionalmente, a EDPR detém 239MW através da participação que detém no consórcio Eólicas de Portugal (consolidada pelo método da equivalência patrimonial). Em linha com a estratégia de risco controlado do grupo, do total da capacidade instalada da EDPR em Dez-10, 50% é remunerada em regime regulado, 38% sob a forma de CAE e apenas 12% está exposta aos preços do mercado à vista.

Em 2010, a EDPR adicionou um total de 947MW (+256MW no 4T10) à sua capacidade instalada, dos quais 600MW nos EUA e 347MW na Europa. Nos EUA, 83% dos novos MW instalados reportam-se ao mercado PJM e 17% ao mercado WECC. Na Europa os aumentos de capacidade efectuaram-se de forma mais dispersa em termos geográficos: 189MW em Espanha, 90MW na Roménia, 64MW em França e 4MW em Portugal. Foram ainda adicionados 154MW ao longo de 2010 através do consórcio Eólicas de Portugal (atribuíveis à EDPR).

No final de Dez-10, a EDPR detinha 649MW de capacidade eólica em fase de construção: i) 590MW a consolidar ao nível do EBITDA, dos quais 34% em Espanha, 23% na Roménia, 17% nos EUA, 12% na Polónia e Brasil e 2% na Bélgica; e ii) 58MW atribuíveis à EDPR correspondentes à participação no consórcio Eólicas de Portugal (a consolidar pelo método de equivalência patrimonial). Todos os projectos em construção irão funcionar em regime de remuneração de longo prazo.

MW EBITDA	Em Constr.	Pipeline			Prosp.	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3		
<b>Espanha</b>	<b>201</b>	<b>300</b>	<b>436</b>	<b>2.089</b>	<b>2.121</b>	<b>5.146</b>
<b>Portugal (2)</b>	<b>58</b>	<b>199</b>	<b>23</b>	<b>74</b>	<b>200</b>	<b>555</b>
<b>Resto da Europa</b>	<b>221</b>	<b>148</b>	<b>688</b>	<b>2.743</b>	<b>1.796</b>	<b>5.595</b>
França	-	71	60	149	351	631
Polónia	70	-	442	738	660	1.910
Roménia	138	57	-	556	-	751
Outros (3)	13	20	186	1.300	785	2.303
<b>EUA &amp; Canadá</b>	<b>99</b>	<b>1.075</b>	<b>6.508</b>	<b>7.245</b>	<b>4.237</b>	<b>19.164</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>649</b>	<b>1.802</b>	<b>7.808</b>	<b>12.607</b>	<b>8.844</b>	<b>31.711</b>

O investimento operacional ajustado de cash grants recebido totalizou €1.232M em 2010: 50% dos quais investidos nos EUA, 44% na Europa e 6% no Brasil. O investimento total da EDPR no período reflecte não apenas os 590MW de capacidade em construção, para os quais foram canalizados €406M 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 €895M 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, 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.

Actualmente a EDPR possui mais de 31GWn de projectos em carteira, dispersos por 11 países. Em 2010, foram atribuídos à EDPR 1,3GWn respeitantes a um projecto *off-shore* no Reino Unido, tendo ainda a EDPR entrado no mercado eólico Italiano, através de projectos no valor de 991MW (cujos primeiros MW se estimam ser instalados no final de 2011) e iniciado o desenvolvimento dos primeiros 100MW no Canadá.

Para 2011, a EDPR estima instalar 800MW-900MW de capacidade eólica sendo a maior parte na Europa.

Investimento Operacional (€ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
Espanha	111	561	-80%	-449
Portugal	8	102	-92%	-94
Resto da Europa	420	351	19,5%	+69
<b>Europa</b>	<b>539</b>	<b>1.014</b>	<b>-47%</b>	<b>-474</b>
EUA - Investimento operacional bruto	783	826	-5,2%	-43
EUA - Cash grant recebido	(169)	(156)	-9%	-13
<b>EUA - Inv. Operacional Líquido</b>	<b>614</b>	<b>670</b>	<b>-25,7%</b>	<b>-212</b>
<b>Brasil</b>	<b>72</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>+70</b>
<b>Outros</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>59%</b>	<b>+3</b>
<b>Total</b>	<b>1.232</b>	<b>1.690</b>	<b>-27%</b>	<b>-459</b>

(1) Capacidade instalada não ajustada pela participação de 80% detida na Genesa (subsidiária da EDPR em Espanha). (2) Inclui Eólicas de Portugal, consolidada pelo método de equivalência patrimonial. (3) Inclui: Bélgica, Itália e Reino Unido.

# EDP Renováveis: Performance Operacional



Dados Operacionais	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA MW</b>	<b>6.437</b>	<b>5.491</b>	<b>17%</b>	<b>+947</b>
<b>EBITDA MW + Eólicas de Portugal</b>	<b>6.676</b>	<b>5.576</b>	<b>20%</b>	<b>+1.101</b>
Eólicas de Portugal	239	85	182%	+154
<b>Factor Médio de Utilização (%)</b>	<b>29%</b>	<b>29%</b>	-	<b>0 pp</b>
<b>Europa</b>	<b>27%</b>	<b>26%</b>	-	<b>1 pp</b>
Portugal	29%	28%	-	1 pp
Espanha	27%	26%	-	1 pp
Resto da Europa	24%	23%	-	1 pp
<b>EUA</b>	<b>32%</b>	<b>32%</b>	-	<b>-0 pp</b>
<b>Brasil</b>	<b>26%</b>	<b>22%</b>	-	<b>4 pp</b>
<b>Electricidade Produzida (GWh)</b>	<b>14.352</b>	<b>10.907</b>	<b>32%</b>	<b>+3.445</b>
<b>Europa</b>	<b>6.632</b>	<b>4.975</b>	<b>33%</b>	<b>+1.656</b>
Portugal	1.472	1.275	15%	+197
Espanha	4.355	3.275	33%	+1.081
Resto da Europa	804	426	89%	+378
<b>EUA</b>	<b>7.689</b>	<b>5.905</b>	<b>30%</b>	<b>+1.784</b>
<b>Brasil</b>	<b>31</b>	<b>26</b>	<b>17%</b>	<b>+5</b>

A produção de energia eólica em 2010 cresceu 32% para 14,4TWh, suportado pela maior capacidade instalada (+17%) e pela maior contribuição (por 12 meses) da capacidade instalada durante 2009. A produção em mercados europeus (46% do total) cresceu 33% em 2010, suportada pela maior base de activos (+12%) e pela melhoria do factor médio de utilização (+1pp para 27%). A produção eólica dos EUA (54% da produção total da EDPR) cresceu 30% em 2010, suportada pela subida de 23% na capacidade instalada e por um factor médio de utilização estável (32%) proporcionado pela dispersão geográfica dos nossos activos.

Em 2010, 84% da produção total da EDPR foi vendida através de regimes de remuneração pré-estabelecidos a longo prazo, enquanto 16% da produção total foi vendida em mercados de electricidade à vista nos EUA. O peso do volume de energia vendida em regimes de remuneração estável a longo prazo deverá aumentar significativamente após a entrada em vigor dos diversos contratos de longo prazo (CAEs) assinados durante 2010 para 841MW: 571 MW já instalados em 2010, 270MW com arranque previsto em 2011/12.

O preço médio de venda nos EUA em 2010 baixou 1%, para USD48/MWh, afectado pelo aumento do peso da produção vendida em mercados à vista (30% em 2010 face vs. 19% em 2009) que resultou do aumento da capacidade instalada e menos contratos de longo prazo fechados em 2009 e no 1S10. O preço médio dos nossos contratos de longo prazo subiu 3% em 2010 para USD54/MWh, reflectindo os preços superiores nos novos contratos e a existência de contratos que estipulam subidas anuais de preços. O preço médio de venda em mercados à vista em 2010 subiu 4% para USD31/MWh, mantendo-se em níveis historicamente baixos devido à lenta recuperação da procura de electricidade e aos preços persistentemente deprimidos de gás natural nos EUA.

O Preço médio de venda em Espanha caiu 6% para €79/MWh em 2010, reflectindo (i) o menor preço implícito nos volumes contratados a prazo em 2010 vs. 2009 (cobertura de risco associado a capacidade abrangida pelo regime transitório) e (ii) um aumento do peso da capacidade remunerada pelo novo regime (RD661/2007). O preço médio realizado no mercado à vista (pool) em 2010 foi de €34,5/MWh, em linha com 2009. As vendas a prazo totalizaram 1,8TWh, com um preço médio de €44/MWh (ao qual acresce prémio de €38/MWh). Da produção total de 4,4TWh em Espanha, 80% foi vendida com mecanismos de preço mínimo ou com cobertura de risco através de vendas a prazo. Assim, apenas 20% da produção foi vendida no mercado, com prémio fixo (0,9TWh). Para 2011, 85% da produção esperada tem um preço mínimo garantido ou está coberta por vendas a prazo, com um preço médio que ronda €44/MWh. No final de 2010 o governo espanhol (através do RD1614/2010) retirou incerteza regulatória ao sector, estabelecendo a remuneração para o período da vida útil dos parques instalados até final de 2012. É expectável que a redução temporária do prémio por MWh produzido sob o novo regime (RD 661/2007) tenha um impacto reduzido para a EDPR.

Em Portugal, o preço médio de venda recuou 1% em 2010 (€93,8/MWh), suportado pela indexação inversamente proporcional da tarifa ao número de horas de funcionamento dos parques (o factor médio de utilização em 2010 aumentou 1 p.p. para 29% como reflexo de recursos eólicos acima da média). Portugal tem um mercado regulado que proporciona tarifas estáveis e remuneração atractiva.

O preço médio de venda no resto da Europa ascendeu a €94/MWh em 2010 (+5% vs 2009) suportado pela maior contribuição da Polónia (€111,5/MWh em 2010, com base na electricidade vendida no mercado à vista e no certificado verde vendido através de contrato a longo prazo com preço fixo). Em França, apesar de beneficiar de uma tarifa estável, o preço médio de venda diminuiu 3%, reflectindo o período de testes (a tarifas inferiores) da capacidade recentemente instalada; ii) Na Bélgica, o preço médio do nosso contrato de longo prazo foi de €112/MWh em 2010.

Em síntese, a margem bruta cresceu 31% para €841M em 2010, impulsionada por: i) Espanha (+30%), decorrente de maior produção (+33%) e do aumento do factor médio de utilização (+1pp para 27%, acima da média do mercado espanhol); e ii) dos EUA (+35%), decorrente de uma subida de 30% na produção. A margem bruta do RoE duplicou para €79M, suportada pelo forte aumento da produção e subida do preço médio de venda. Nos EUA, o aumento de 34% da margem bruta ajustada, deve-se em parte a um crescimento de 29% nas receitas provenientes das parcerias institucionais.

Tarifa Eólica	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Preço médio venda</b>	<b>58,4</b>	<b>58,8</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-0</b>
<b>Europa (€/MWh)</b>	<b>84,2</b>	<b>87,2</b>	<b>-3,5%</b>	<b>-3</b>
Portugal	93,8	94,5	-0,7%	-1
Espanha (1)	79,1	84,0	-6%	-5
Preço médio obtido na pool	34,5	34,5	0%	-0
Resto da Europa	93,8	89,7	4,6%	+4
<b>EUA (USD/MWh)</b>	<b>47,7</b>	<b>48,2</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-0</b>
Preço PPA/Cobertura	53,9	52,4	2,8%	+1
Mercado	31,1	29,8	4%	+1
<b>Brasil (BRL/MWh)</b>	<b>254,4</b>	<b>247,9</b>	<b>2,6%</b>	<b>+7</b>

Margem Bruta	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (€ M)</b>	<b>840,6</b>	<b>642,0</b>	<b>31%</b>	<b>+199</b>
<b>Europa</b>	<b>562,2</b>	<b>436,4</b>	<b>29%</b>	<b>+126</b>
Portugal	140,3	123,1	14%	+17
Espanha (2)	331,2	254,0	30%	+77
Resto da Europa	78,5	39,1	101%	+39
Outros & Ajustamentos	12,3	20,1	-39%	-8
<b>EUA</b>	<b>275,0</b>	<b>203,5</b>	<b>35%</b>	<b>+72</b>
<b>Brasil</b>	<b>3,2</b>	<b>2,4</b>	<b>37%</b>	<b>+1</b>
<b>Outros</b>	<b>0,2</b>	<b>-0,2</b>	-	<b>+0</b>
<b>Margem Bruta Ajustada EUA (€ M)</b>	<b>382,0</b>	<b>286,1</b>	<b>34%</b>	<b>+96</b>
Margem Bruta	275,0	203,5	35%	+72
Receitas PTCs & Outras	107,0	82,7	29%	+24

(1) Incluindo os ganhos com cobertura (2010: €5,9/MWh and 2009: €2,7/MWh). (2) Excluindo os ganhos com cobertura (2010: €11M vs. 2009: €19M), 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)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.341,1</b>	<b>1.344,7</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-4</b>
Fornecimentos e serviços externos	322,1	327,7	-1,7%	-6
Custos com pessoal	128,7	134,0	-4,0%	-5
Custos com benefícios sociais	102,4	89,6	14%	+13
Rendas de concessão	238,4	239,5	-0,5%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	(13,3)	(13,0)	-1,8%	-0
<b>Custos Operacionais</b>	<b>778,3</b>	<b>777,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>+1</b>
<b>EBITDA</b>	<b>562,7</b>	<b>566,9</b>	<b>-0,7%</b>	<b>-4</b>
Provisões	4,8	6,9	-30%	-2
Depreciações e amortizações líquidas	243,2	241,9	0,5%	+1
<b>EBIT</b>	<b>314,7</b>	<b>318,1</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-3</b>

Margem Bruta	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (€ M)</b>	<b>1.341,1</b>	<b>1.344,7</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-4</b>
Mg bruta regulada - período actual	1.324,0	1.321,2	0,2%	+3
Mg bruta não-regulada	17,1	23,5	-27%	-6
<b>Rede de Distribuição</b>				
Prov. reguladas - período actual (€ M)	1.212,9	1.207,4	0,5%	+6
Electricidade entrada na rede (GWh)	51.614	49.422	4,4%	+2.192
Clientes ligados à rede (mil)	6.149,0	6.119,8	0,5%	+29
<b>Comercialização de Último Recurso</b>				
Prov. reguladas - período actual (€ M)	113,4	116,0	-2,3%	-3
Clientes fornecidos (mil)	5.791,7	5.842,8	-0,9%	-51
Electricidade entrada na rede (GWh)	33.484	40.452	-17%	-6.967
Preço de compra mercado (€/MWh)	47,4	46,9	1,1%	+1
<b>Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M)</b>				
<b>Início do período</b>	<b>(508,9)</b>	<b>1.145,4</b>	<b>-</b>	<b>-1.654</b>
Desvios tarifários anos anteriores (2)	509,1	(1.357,8)	-	+1.867
Gerado no período	194,5	(361,1)	-	+556
Outros (3)	(6,4)	64,6	-	-71
<b>Fim do período</b>	<b>188,4</b>	<b>(508,9)</b>	<b>-</b>	<b>+697</b>

Investimento & Custos Operac.	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (4)</b>	<b>450,8</b>	<b>461,7</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-11</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	73,3	75,4	-2,8%	-2
Custos control./km de rede (€/km)	2.046,3	2.115,8	-3,3%	-69
Empregados (#)	3.691	3.795	-2,7%	-104
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>239,2</b>	<b>236,3</b>	<b>1,3%</b>	<b>+3</b>
Rede de distribuição (Km)	220,3	218,2	1,0%	+2
Tempo de interrup. equivalente (min.) (5)	116	121	-4,7%	-6

**O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso em Portugal diminuiu 1% para €563M em 2010**, devido sobretudo a custos não recorrentes de reestruturação de RH (€29M em 2010 vs. €13M em 2009) e a um impacto positivo mais reduzido de ajustamentos de anos anteriores (€6M em 2010 vs. €15M em 2009). Excluindo estes efeitos, o EBITDA aumentou 4%. De notar que a partir do 3T10 a EDP Soluções Comerciais, plataforma de serviços comerciais partilhados para a comercialização de electricidade e gás, foi excluída desta área de negócio para os anos de 2009 e 2010 e transferida para as actividades liberalizadas.

**A electricidade entrada na rede de distribuição** aumentou 4% no período para 51,6 TWh em 2010 (+3% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), reflectindo uma melhoria da procura no segmento industrial, nomeadamente de indústrias exportadoras tais como pasta de papel e químicos. **Os proveitos regulados da actividade de distribuição** mantiveram-se estáveis, totalizando €1.213M em 2010. Adicionalmente, a EDP Distribuição (EDP D) registou um desvio tarifário positivo de €62M a devolver às tarifas decorrente essencialmente de um mix de consumo e tarifas diferente do que o assumido pela ERSE.

Em 2010, a electricidade comercializada pela nossa **comercializadora de último recurso**, a EDP Serviço Universal (EDP SU), caiu 19% para 31 TWh (1 TWh abaixo do estimado pela ERSE), reflexo da passagem de clientes, essencialmente industriais, para o mercado liberalizado. A quota de mercado da EDP SU em termos de electricidade comercializada caiu de 82% em 2009 para 64% em 2010. No que se refere às compras de electricidade: i) os volumes adquiridos aos produtores em regime especial (PRE) aumentaram 25% (21% acima da estimativa da ERSE); e ii) o custo médio total com a compra de electricidade ficou 13% acima do previsto devido a um custo médio da PRE superior (€98/MWh vs. 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. estimativa da ERSE de €51/MWh). O maior volume de electricidade adquirida a PREs a preços superiores originou um desvio tarifário negativo de €256M suportado pela EDP SU a recuperar nas tarifas.

Em síntese, um desvio tarifário negativo de €195M foi gerado ao longo de 2010, o que em conjunto com a devolução através das tarifas de €509M de desvios tarifários positivos de anos anteriores, resultou num montante de €188M de recebimentos futuros da actividade regulada.

**Os custos operacionais controláveis** caíram 2% em 2010: i) os FSE beneficiaram de uma redução dos custos comerciais e *back office* que compensou o aumento dos custos com O&M decorrentes das condições atmosféricas adversas verificadas no 1T10; ii) os custos com pessoal desceram 4%, reflectindo essencialmente a redução do número de empregados e uma actualização salarial média anual de 1,5% em 2010. Os custos com benefícios sociais subiram 14% resultante sobretudo do programa de reestruturação de RH: €29M em 2010 relativos a 84 pré-reformas vs. €13M em 2009 relativos a 38 pré-reformas.

**O investimento operacional** totalizou €239M, com enfoque na expansão da rede e na melhoria da qualidade do serviço. Apesar das condições atmosféricas adversas no 1T10, o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) reduziu-se para 116 minutos em 2010.

Em Dez-10, a ERSE fixou em 8,56% a taxa de remuneração das nossas actividades reguladas para 2011, traduzindo-se numa margem bruta regulada para 2011 de €1.309M. A ERSE definiu um aumento médio de 3,8% para as tarifas em BTN para 2011, assumindo uma previsão de consumo de 49 TWh (2,5% de aumento face ao verificado em 2010), um preço médio de aquisição de energia eléctrica de 47 €/MWh (incluindo serviços de sistema) e uma produção PRE de 16 TWh (9,2% abaixo da produção PRE de 2010) a um custo médio de 98 €/MWh. Para os grandes clientes (MAT, AT, MT e BTE) 2011 será um ano de transição, o último no qual a tarifa de último recurso lhes será facultada. Em 2010 estes clientes representaram 34% da procura de último recurso e €5M de receitas reguladas. A reinterpretção por parte da ERSE do DL 90/2006 de 24 de Maio, referente a custos do sistema relacionados com cogeração em 2009, 2010 e 2011, irá criar um novo montante de recebimentos futuros da actividade regulada para a EDP de €185M em Dez-11: 40% a ser recuperado em 2012 e 60% em 2013.

(1) 2009 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)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>183,8</b>	<b>179,2</b>	<b>2,6%</b>	<b>+5</b>
Fornecimentos e serviços externos	53,8	57,9	-7,0%	-4
Custos com pessoal	19,6	18,5	6,2%	+1
Custos com benefícios sociais	3,6	2,9	22%	+1
Outros custos operac. (líquidos)	(28,3)	(4,1)	-585%	-24
<b>Custos Operacionais</b>	<b>48,8</b>	<b>75,1</b>	<b>-35%</b>	<b>-26</b>
<b>EBITDA</b>	<b>135,0</b>	<b>104,1</b>	<b>30%</b>	<b>+31</b>
Provisões	1,0	5,4	-	-4
Deprec. e amortizações líquidas	33,2	30,7	8,2%	+3
<b>EBIT</b>	<b>100,8</b>	<b>68,0</b>	<b>48%</b>	<b>+33</b>

Margem Bruta	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>183,8</b>	<b>179,2</b>	<b>2,6%</b>	<b>+5</b>
Margem bruta regulada	165,5	148,9	11%	+17
Margem bruta não-regulada	18,3	30,3	-40%	-12
<b>Proveitos Regulados (€ M)</b>	<b>165,5</b>	<b>148,9</b>	<b>11%</b>	<b>+17</b>
Distribuição	152,4	133,5	14%	+19
Transporte	7,3	7,4	-0,8%	-0
Gestão Comercial de Redes	5,8	8,1	-28%	-2
<b>Distribuição</b>				
Electricidade distribuída (GWh)	9.320	9.131	2,1%	+189
Clientes ligados (mil)	651,0	644,5	1,0%	+6
<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)	35,9	62,1	-42%	-26
Gerado no período	214,2	195,8	9,4%	+18
Outros (4)	7,6	(40,3)	-	+48
<b>Fim do período</b>	<b>759,1</b>	<b>501,4</b>	<b>51%</b>	<b>+258</b>

Investimento & Custos Operac.	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (5)</b>	<b>73,5</b>	<b>76,4</b>	<b>-3,8%</b>	<b>-3</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	112,9	118,5	-4,7%	-6
Custos control./km de rede (€/Km)	3.300	3.491	-5,5%	-191
Empregados (#)	386	368	4,89%	+18
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>40,1</b>	<b>44,4</b>	<b>-10%</b>	<b>-4</b>
Rede ('000 Km)	22,3	21,9	1,8%	+0
Tempo de interrup. equív. (min.) (7)	46	55	-16%	-9

**O EBITDA da actividade distribuição de electricidade em Espanha cresceu 30%** para €135M em 2010: i) 2009 inclui 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); ii) 2010 inclui um proveito operacional de €17M consequência da aplicação da IFRIC18(6); e (iii) inclusão no 4T10 de €22M de receitas reguladas de 2009 (+€7M) e 2010 (+€15M) decorrentes da revisão dos proveitos regulados constantes na Ordem Ministerial publicada em Dez-10.

Excluindo estes impactos, o **EBITDA recorrente aumentou 18%**, beneficiando de uma redução dos fornecimentos e serviços externos, resultante de uma queda nos custos de *back-office*, bem como de um incremento de 4% na margem bruta, em resultado de proveitos regulados mais elevados. De notar que a actividade de comercialização de último recurso está agora incorporada nas nossas actividades liberalizadas na Península Ibérica. No 3T10, de forma a cumprir a Lei 17/2007 de 4 de Julho, que obriga as empresas distribuidoras a alienarem os seus activos de transporte à REE, a HC assinou um acordo para a venda dos seus activos de transporte à REE pelo valor de €58M. Esta operação foi aprovada em Fev-11 e irá gerar no 1T11 um ganho não recorrente de c€23M ao nível do EBITDA.

**A electricidade distribuída** pela HC essencialmente na região das Astúrias, aumentou 2%, reflectindo uma recuperação da actividade no sector industrial e também da procura no segmento residencial. **Os proveitos regulados** totalizaram €166M em 2010, aumentando 11%: depois de provisoriamente estabelecidos os proveitos de 2010, em Dez-09, estes foram revistos em alta em Dez-10, mediante ordem ministerial publicada pelo governo Espanhol, contendo a remuneração para a actividade regulada de distribuição de electricidade. Os proveitos regulados atribuídos à HC Distribución para 2011 ascenderam a €166M (excluindo o transporte).

Ao longo de 2010 o governo fixou aumentos médios das tarifas de último recurso de 2,6% para 1S10 vs. 2S09 e de 5,1% para o 4T10 vs. 1S10. Para o 1T11 foi definido um aumento médio de 10% para a tarifa de último recurso, assumindo um custo médio em *baseload* da electricidade de €49/MWh ao passo que as tarifas de acesso não sofreram alterações.

Apesar dos aumentos de 2010, as tarifas pagas pelos consumidores de electricidade foram insuficientes para cobrir os custos do sistema eléctrico, criando um défice líquido relativo ao sistema eléctrico de €3,5MM na liquidação financeira do sistema eléctrico Espanhol de Dez-10 (referente a Out-10) dos quais 6,08% (€212M) são atribuíveis à HC Energia. O montante do défice de 2010 para o sistema Espanhol estimado pela CNE na liquidação financeira de Fev-11 (referente a Dez-10) é de €4,9MM. Em Dez-10 o governo aumentou os montantes dos défices reconhecidos para 2010, 2011 e 2012, estabelecendo um montante máximo de €5,5MM para 2010 (vs. €3,0MM fixado em Abr-09), €3,0MM para 2011 (vs. €2,0MM em Abr-09) e €1,5MM para 2012 (vs. €1,0MM em Abr-09). Em Dez-10, o **montante de recebimentos futuros da actividade regulada** totalizava €759M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €212M do défice tarifário de 2010; ii) €232M relativos ao défice de 2009; e iii) €315M relativos ao défice acumulado dos anos 2006-08. De notar que nos primeiros dois meses de 2011 foi securitizado um total de €4MM do deficit tarifário Espanhol pelo FADE (o fundo responsável pela securitização) dos quais cerca de €205m correspondem à HC Energia.

**Os custos operacionais controláveis** caíram 4%, devido a custos com fornecimentos e serviços externos mais reduzidos, explicados por uma diminuição dos custos com marketing e *back-office*, no seguimento do fim das tarifas reguladas em Jul-09.

**O investimento operacional** diminuiu 10% (€4M), reflectindo um aumento dos subsídios ao investimento e uma redução dos investimentos fora da nossa área de incumbência (Astúrias). O tempo de interrupção equivalente caiu para 46 minutos, o valor mais baixo de sempre, justificado por investimentos de melhoria da rede, beneficiando a qualidade de serviço.

(1) 2009 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 montantes de défices tarifários. (5) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (6) Com a aplicação da IFRIC 18, os activos recebidos dos clientes com vista a assegurar a ligação dos mesmos à sua rede de distribuição energética, são registados ao seu justo valor por contrapartida de proveitos operacionais, sendo amortizados pela sua vida útil. (7) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

# Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total			Actividade Regulada	2010	2009	% Δ	Abs. Δ
	2010	2009	Δ 10/09	2010	2009	Δ 10/09	2010	2009	Δ 10/09					
<b>Margem Bruta</b>	<b>63,7</b>	<b>39,9</b>	<b>60%</b>	<b>251,1</b>	<b>180,3</b>	<b>39%</b>	<b>314,8</b>	<b>220,3</b>	<b>43%</b>	<b>Número de Clientes Ligados (mil)</b>	<b>1.229,2</b>	<b>1.185,2</b>	<b>3,7%</b>	<b>+44</b>
Fornecimentos e serviços externo:	13,4	11,0	21%	33,8	22,8	49%	47,2	33,8	40%	Portugal	245,3	221,4	11%	+24
Custos pessoal	4,7	4,8	-0,7%	21,3	19,4	10%	26,0	24,2	7,8%	Espanha <sup>(2)</sup>	983,9	963,8	2,1%	+20
Custos benefícios sociais	0,2	0,1	104%	0,5	0,4	7,8%	0,7	0,6	28%	<b>Gas Distribuído (GWh)</b>	<b>52.487</b>	<b>25.101</b>	<b>109%</b>	<b>+27.386</b>
Outros custos operac. (líquidos)	(2,8)	2,9	-	2,9	0,4	590%	0,2	3,3	-95%	Portugal	6.843	6.133	12%	+710
<b>Custos Operacionais</b>	<b>15,6</b>	<b>18,8</b>	<b>-17%</b>	<b>58,6</b>	<b>43,0</b>	<b>36%</b>	<b>74,1</b>	<b>61,9</b>	<b>20%</b>	Espanha	45.644	18.968	141%	+26.676
<b>EBITDA</b>	<b>48,2</b>	<b>21,1</b>	<b>128%</b>	<b>192,5</b>	<b>137,3</b>	<b>40%</b>	<b>240,7</b>	<b>158,4</b>	<b>52%</b>	<b>Receitas Reguladas (€ M)</b>	<b>288,1</b>	<b>200,5</b>	<b>44%</b>	<b>+88</b>
Provisões	0,7	0,7	-0,9%	-0,1	0,2	-	0,6	0,9	-33%	Portugal	63,7	39,9	60%	+24
Debrec. e amortizações líquidas	11,4	11,1	2,1%	60,7	33,8	80%	72,0	44,9	60%	Espanha	224,4	160,5	40%	+64
<b>EBIT</b>	<b>36,1</b>	<b>9,3</b>	<b>289%</b>	<b>131,9</b>	<b>103,3</b>	<b>28%</b>	<b>168,0</b>	<b>112,6</b>	<b>49%</b>	Distribuição	199,9	140,3	42%	+60
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>39,9</b>	<b>33,8</b>	<b>18%</b>	<b>50,1</b>	<b>44,1</b>	<b>13,6%</b>	<b>90,0</b>	<b>77,9</b>	<b>16%</b>	Transporte	24,4	20,2	21%	+4
Distribuição	39,9	33,8	18%	31,4	19,5	62%	71,3	53,3	34%	<b>Rede (Km)</b>	<b>13.764</b>	<b>12.573</b>	<b>9,5%</b>	<b>+1.191</b>
Transporte	-	-	-	18,6	24,6	-24%	18,6	24,6	-24%	Portugal - Distribuição	3.827	3.508	9,1%	+318
<b>Empregados (#)</b>	<b>102</b>	<b>101</b>	<b>1,0%</b>	<b>378</b>	<b>285</b>	<b>33%</b>	<b>480</b>	<b>386</b>	<b>24%</b>	Espanha	9.521	8.703	9,4%	+818
										Distribuição <sup>(2)</sup>	417	362	15%	+55
										Transporte				

A 31-Dez-09, a Naturgas Energia (NGE) concluiu a aquisição à Gas Natural de 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 2013. Actualmente, a HC Energia detém uma participação de 75% na NGE.

**O EBITDA das nossas actividades reguladas de gás aumentou 52%** para €241M em 2010, devido à consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural (+€43M) e a um aumento das receitas reguladas em Espanha e Portugal. Excluindo o contributo dos activos adquiridos à Gás Natural, o EBITDA cresceu 25% no período.

Em **Espanha**, a margem bruta da actividade de gás regulado aumentou 39% (+€71M) para €251M em 2010, incluindo o contributo dos activos adquiridos à Gas Natural (+€61M). De notar que a margem bruta de 2010 inclui uma perda não recorrente de €5M, decorrente do ajustamento das receitas reguladas (sobretudo do ano anterior) pelos impactos negativos da crise económica na procura de gás e inflação. Numa base pro-forma, ajustado deste impacto, a margem bruta aumentou 11%. **As receitas reguladas** aumentaram 40% para €224M: i) os activos adquiridos à Gas Natural contribuíram com €52M, relativos a c3.300Km de rede de distribuição e 261 mil pontos de abastecimento; excluindo este contributo, ii) as receitas reguladas da distribuição de gás aumentaram 7%, reflectindo um aumento da extensão da nossa rede, um crescimento de 2% nos pontos de abastecimento para 723 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 um ano de 2009 particularmente baixo em termos comparativos.

O gás distribuído através da rede de baixa pressão (essencialmente clientes residenciais), excluindo as redes adquiridas, aumentou 8% para 7,3TWh em 2010, com base num maior número de pontos de abastecimento; iii) as receitas reguladas de transporte aumentaram 21%, devido a um aumento de 15% da extensão da nossa rede. A Ordem Ministerial de Dez-10 fixou a remuneração para as actividades reguladas de gás. As receitas reguladas atribuíveis à NGE para 2011 totalizam €221M, incluindo a contribuição dos activos adquiridos à Gas Natural bem como do transporte.

Em **Portugal**, as nossas redes são ainda recentes, o que justifica o forte crescimento tanto no número de pontos de abastecimento (+11%) como nos volumes distribuídos (+12%). Por forma a incentivar a ligação de novos clientes à rede, dado o estado embrionário do mercado, o regulador Português estabelece uma tarifa estável por MWh. Este facto conjugado com a reavaliação dos activos para reflectir as condições do contrato de concessão que começou apenas a ser incluído nos proveitos regulados 2010 (com efeitos retroactivos), justificam os €24M de aumento nos **proveitos regulados** em 2010.

Em Jun-10, o regulador Português (ERSE) definiu as tarifas para o ano gás Jul-10/Jun-11. Os 9% fixados como retorno sobre os activos para a distribuição de gás traduziram-se em proveitos regulados de €61M.

Os **custos operacionais controláveis**<sup>(1)</sup> aumentaram 26%, devido à consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural (+€15M). Excluindo este efeito, os custos operacionais controláveis mantiveram-se estáveis.

**O investimento operacional** aumentou €12M para €90M, suportado pelo contributo das empresas adquiridas em Múrcia e Cantábria e pelo investimento no gasoduto de Bergara-Irun (transporte), inaugurado em Out-10 (investimento total de €68M).

(1) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (2) 2009 Pro-forma incluindo os activos adquiridos à Gas Natural

# EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil	2010	2009	Δ %
	2010	2009	Δ %	Δ Abs.	2010	2009	Δ %	Δ Abs.				
<b>Margem Bruta</b>	<b>2.268,5</b>	<b>2.273,7</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-5</b>	<b>973,0</b>	<b>817,0</b>	<b>19%</b>	<b>+156</b>	Cotação no fim do período (R\$/acção)	38,71	33,55	15%
Fornecimentos e serviços externos	400,3	363,0	10%	+37	171,7	130,5	32%	+41	Total de acções (milhões)	158,8	158,8	-
Custos com Pessoal	224,4	204,6	9,7%	+20	96,3	73,5	31%	+23	Acções próprias (milhões)	0,3	0,3	-
Custos com benefícios Sociais	24,1	45,9	-48%	-22	10,3	16,5	-37%	-6	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	102,9	102,9	-
Outros custos operacionais (líquidos)	48,4	128,8	-62%	-80	20,7	46,3	-55%	-26	Euro/Real - Taxa de fim do período	2,22	2,51	13%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>697,1</b>	<b>742,4</b>	<b>-6,1%</b>	<b>-45</b>	<b>299,0</b>	<b>266,8</b>	<b>12%</b>	<b>+32</b>	Euro/Real - Taxa média do período	2,33	2,78	19%
<b>EBITDA</b>	<b>1.571,4</b>	<b>1.531,3</b>	<b>2,6%</b>	<b>+40</b>	<b>674,0</b>	<b>550,2</b>	<b>22%</b>	<b>+124</b>	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	11,3%	-	-
Provisões	19,4	35,6	-46%	-16	8,3	12,8	-35%	-4	Taxa de juro (CDI)	9,80	9,90	-10 pp
Depreciações e amortizações líquidas	374,4	329,0	14%	+45	160,6	118,2	36%	+42	Empregados (#)	2.413	2.357	56
<b>EBIT</b>	<b>1.177,6</b>	<b>1.166,7</b>	<b>0,9%</b>	<b>+11</b>	<b>505,1</b>	<b>419,2</b>	<b>20%</b>	<b>+86</b>	<b>Dados relevantes de Balanço (€ M)</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>Δ %</b>
Result. da alienação de act. financ.	-	127,1	-	-127	-	45,7	-	-46	Dívida líquida	964	809	19%
Resultados financeiros	(218,5)	(239,8)	-8,9%	-21	(93,7)	(86,2)	9%	+8	Recebimentos futuros da actividade regulada	(5)	18	-
Resultados em associadas	(2,6)	(0,2)	-	-2	(1,1)	(0,1)	-	-1	Interesses minoritários	802	680	18%
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>956,6</b>	<b>1.053,8</b>	<b>-9,2%</b>	<b>-97</b>	<b>410,3</b>	<b>378,7</b>	<b>8%</b>	<b>+32</b>	Valor contabilístico	2.114	1.765	20%
IRC e impostos diferidos	249,0	238,6	4,4%	+10	106,8	85,7	25%	+21	<b>Rating e Rácios de Dívida</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>Δ %</b>
Taxa efectiva imposto (%)	26%	23%	3,4 pp	+0	26%	23%	3,4 pp	+0	Dívida líquida / EBITDA	1,4x	1,5x	
Resultado líquido do exercício	707,5	815,2	-13%	-108	303,5	292,9	3,6%	+11				
<b>Accionistas da Energias do Brasil</b>	<b>575,7</b>	<b>670,1</b>	<b>-14%</b>	<b>-94</b>	<b>246,9</b>	<b>240,8</b>	<b>2,6%</b>	<b>+6</b>				
Interesses minoritários	131,8	145,1	-9%	-13	56,5	52,1	8%	+4				
<b>Capex</b>	<b>996,3</b>	<b>719,4</b>	<b>38%</b>	<b>+277</b>	<b>427,3</b>	<b>258,5</b>	<b>65%</b>	<b>+169</b>	<b>Energias do Brasil</b>			<b>Ba1/Sta</b>
									Último relatório de Rating			08-04-10

Em 2010, o EBITDA da EDP Brasil aumentou 3% em moeda local. O EBITDA da distribuição (56% do total) cresceu 6% no período suportado por um forte crescimento da procura, enquanto que o EBITDA da produção (44% do total) aumentou apenas 1% no período penalizado por condições climáticas muito secas no Brasil no 4T10.

Em 2010, a contribuição da EDP Brasil para o EBITDA consolidado foi afectada positivamente pela apreciação de 19% do Real contra o Euro (impacto positivo de €109M no EBITDA).

Em Nov-09, a EDP Brasil vendeu 15,5 milhões de acções (9,8% do seu capital social) através de uma oferta 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 9% no período devido: (1) diminuição ligeira do custo médio da dívida (de 8,9% em 2009 para 8,8% em 2010), e (2) aumento dos proveitos financeiros suportado num crescimento do caixa e equivalentes médio (+87% no período) e da taxa média de remuneração das aplicações financeiras (de 5,1% em 2009 para 6,2% em 2010). e (3) aumento dos custos financeiros capitalizados (R\$58M) relacionados com a construção da central a carvão de Pecém, o que compensou (4) custo extraordinário (R\$52M) relativo à actualização financeira de custos regulatórios relacionados com o racionamento de 2001, identificados pelo regulador apenas em 2010.

A dívida líquida da EDP Brasil em BRL aumentou 6% (em EUR cresceu 19%) impulsionada pelo investimento na construção da central de carvão de Pecém (R\$505M). Os empréstimos associados a este investimento são empréstimos de longo prazo com maturidades entre os 13 e os 17 anos, o que permitiu um aumento do prazo médio da dívida de 4,3 anos em Dez-09 para 5,1 anos em Dez-10. Em Dez-10, 100% da dívida estava denominada em moeda local ou protegida de variação cambial através de derivados. O peso da taxa de juro fixa da EDP Brasil era 64% em Dez-10.

O resultado da alienação de act. financ. em 2009 está relacionado com a venda da nossa participação na empresa de telecomunicações Esc90, o que implicou uma taxa de imposto efectiva mais baixa em 2009. Os interesses minoritários ao nível da EDP Brasil estão relacionados com parceiros minoritários na actividade de produção.

Em suma, o resultado líquido da EDP Brasil em 2010 (em IFRS) caiu 14% em moeda local. Excluindo o resultado da alienação de act. financ., o resultado líquido da Energias do Brasil em 2010 cresceu 9% no período.

Em Mai-10, a EDP Brasil pagou um dividendo de R\$296.3M, correspondente a R\$1,87 por acção. O Conselho de Administração da Energias do Brasil vai propor em Assembleia Geral o pagamento de um dividendo anual de R\$ 352,6M (R\$2,22 por acção), valor superior em 19% ao distribuído em 2009.

# Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.401,7</b>	<b>1.382,9</b>	<b>1,4%</b>	<b>+19</b>
Forn. e serviços externos	301,4	264,0	14%	+37
Custos com Pessoal	160,4	149,9	7,0%	+11
Custos com benefícios Sociais	19,8	37,1	-47%	-17
Outros custos operac. (Liq.)	41,9	101,7	-59%	-60
<b>Custos Operacionais</b>	<b>523,5</b>	<b>552,7</b>	<b>-5,3%</b>	<b>-29</b>
<b>EBITDA</b>	<b>878,2</b>	<b>830,2</b>	<b>5,8%</b>	<b>+48</b>
Provisões	7,6	10,8	-30%	-3
Deprec. e Amortizações Líquidas	187,8	176,3	6,5%	+12
<b>EBIT</b>	<b>682,8</b>	<b>643,1</b>	<b>6,2%</b>	<b>+40</b>
Margem Bruta	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta IFRS</b>	<b>1.402</b>	<b>1.383</b>	<b>1,4%</b>	<b>+19</b>
Desvio Tarifário (2)	114	67	70%	+47
Desvios Períodos Anteriores (1)	(137)	(140)	-2,0%	+3
Outros	(11)	16	-	-28
<b>Margem Regulatória</b>	<b>1.367</b>	<b>1.326</b>	<b>3,1%</b>	<b>+40</b>
<b>Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)</b>	<b>(10)</b>	<b>51</b>	<b>-</b>	<b>-61</b>
<b>Clientes Ligados (Milhares)</b>	<b>2.740,7</b>	<b>2.668,0</b>	<b>2,7%</b>	<b>+73</b>
Bandeirante	1.503,0	1.482,5	1,4%	+20
Escelsa	1.237,7	1.185,4	4,4%	+52
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>23.749</b>	<b>21.313</b>	<b>11%</b>	<b>+2.436</b>
Bandeirante	14.310	13.292	7,7%	+1.018
Escelsa	9.439	8.021	18%	+1.418
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	9.034	7.423	22%	+1.611
<b>Electricidade Vendida (GWh)</b>	<b>14.715</b>	<b>13.890</b>	<b>5,9%</b>	<b>+825</b>
<b>Bandeirante</b>	<b>9.038</b>	<b>8.585</b>	<b>5,3%</b>	<b>+454</b>
Resid., Comerc. e Outros	5.812	5.633	3,2%	+178
Industrial	3.226	2.951	9,3%	+275
<b>Escelsa</b>	<b>5.677</b>	<b>5.305</b>	<b>7,0%</b>	<b>+371</b>
Resid., Comerc. e Outros	4.613	4.350	6,0%	+262
Industrial	1.064	955	11%	+109
Investimento e Custos Operac.	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos controláveis (3)</b>	<b>461,8</b>	<b>413,9</b>	<b>12%</b>	<b>+48</b>
Custos control./cliente (R\$/cliente)	168,5	155,1	8,6%	+13
Custos control./km rede (R\$/km)	5,5	5,0	8,5%	+0
Empregados (#)	2.040	2.014	1,3%	+26
<b>Invest. Operacional (R\$M)</b>	<b>387,7</b>	<b>306,2</b>	<b>27%</b>	<b>+81</b>
Rede de Distribuição (Km)	84,6	82,3	2,9%	+2

Na actividade de distribuição no Brasil, o EBITDA em 2010 aumentou 6% relativamente a 2009. Excluindo o impacto dos desvios tarifários e custos extraordinários (custos de reestruturação de RH e custos com impostos), o EBITDA cresceu 5% no período, principalmente devido a:

**Recuperação significativa em 2010 dos volumes de energia vendida e distribuída:** volume de energia vendida a clientes finais aumentou 6% em 2010 (+8% vs. 2008) e 3% no 4T10 comparativamente ao 4T09. No segmento residencial e comercial, o volume vendido cresceu 4% em 2010 e 2% no 4T10 reflectindo essencialmente o aumento de 3% no número de clientes. No segmento industrial, o volume de energia vendida aumentou 10% em 2010 (+3% vs. 2008), 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), o volume de electricidade distribuída aumentou 22% em 2010 (+4% no 4T10 relativamente ao 4T09 e +6% vs. 2008) reflectindo uma forte recuperação da procura principalmente do sector do minério e siderúrgico e uma base de comparação mais fraca em 2009.

**Impacto positivo dos reajustes tarifários anuais (Escelsa entre Ago-09 e Ago-10 e Bandeirante entre Out-09 e Out-10),** 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. Entretanto, a discussão sobre a nova metodologia para o terceiro ciclo de revisão tarifária, que começou em Set-10, resultou na publicação pela ANEEL de um draft com as alterações regulatórias onde se estabelece um novo retorno sobre o RAB em 7,15% após impostos. Dada a grande quantidade de informação recebidas pelas distribuidoras, o regulador decidiu adiar uma decisão final até que todos os comentários fossem analisadas e as mudanças/melhorias incorporadas. Assim, a ANEEL aprovou uma nova audiência pública para recolher comentários sobre as diretrizes a serem adoptadas nas revisões tarifárias das distribuidoras até que a nova metodologia para o terceiro ciclo de revisão tarifária seja finalizada e vai propor a manutenção dos actuais pressupostos para as revisões tarifárias que ocorram até à aprovação final da nova metodologia. Todos os pressupostos deste draft só serão aplicados no próximo período regulatório (a partir de Out-11 e Aug-13 para a Bandeirante e Escelsa, respectivamente).

**Impacto positivo de desvios tarifários ao nível da margem bruta maiores em 2010 do que em 2009.** A margem bruta em IFRS da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários face às receitas reguladas anuais. Os desvios tarifários passados que estão a ser recuperados pela EDP através das tarifas, ascenderam em 2010 a R\$137M face a R\$140M em 2009. Por outro lado, um desvio tarifário do período de R\$114M foi criado em 2010 (contra um desvio tarifário de R\$67M em 2009). Este desvio tarifário foi criado devido: (1) a um aumento dos encargos sectoriais em consequência do aumento de produção de centrais térmicas e com um custo superior ao definido pelo regulador na tarifa e (2) diferença entre a inflação definida pelo regulador e a inflação ocorrida durante o ano de 2010. Consequentemente, os recebimentos futuros da actividade regulada diminuiram de R\$51M a recuperar em Dez-09 para R\$10M em Dez-10 a devolver ao sistema pela EDP Brasil na próxima revisão anual tarifária.

**Custos operacionais controláveis aumentaram 12% no período em linha com a inflação de 11% em 2010.** Este crescimento é suportado por: (1) os custos com pessoal aumentaram 7% no período, como resultado da actualização salarial anual (5,8% em Nov-09, 1% em Set-10 e 5,5% em Nov-10), (2) os fornecimentos e serviços externos aumentaram devido ao aumento dos custos de outsourcing de O&M na rede e custos comerciais de back office (nova legislação mais exigente na qualidade de serviço aos clientes) e (3) os custos com benefícios sociais diminuíram devido a custos de reestruturação de RH em 2009, relacionadas com a implementação de um novo modelo organizacional. Outros custos operacionais diminuíram 64% devido a: (1) redução dos custos com provisões para clientes de cobrança duvidosa em 2010 (-R\$17M), (2) impacto extraordinário com efeitos retroactivos, em 2010 (-R\$21M), decorrente de uma decisão jurídica sobre créditos fiscais (PIS / Cofins - COSIT27) e (3) custo fiscal extraordinário em 2009 associado ao programa de recuperação fiscal - REFIS (R\$20M).

**O investimento operacional** aumentou 27% no período para R\$388M, 65% dos quais investidos em projectos de expansão. O aumento é suportado por um aumento de 3% na rede de electricidade (+2.350 km).

(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			
	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>832,1</b>	<b>832,0</b>	<b>0,0%</b>	<b>+0</b>
Fornecimentos e serviços externos	59,3	57,3	3%	+2
Custos com pessoal	37,5	33,6	11,7%	+4
Custos com benefícios Sociais	2,5	3,0	-19%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	0,7	15,3	-95%	-15
<b>Custos Operacionais</b>	<b>100,0</b>	<b>109,3</b>	<b>-8,5%</b>	<b>-9</b>
<b>EBITDA</b>	<b>732,0</b>	<b>722,7</b>	<b>1,3%</b>	<b>+9</b>
Provisões	1,6	1,7	-2%	-0
Debrec. e amortizações líquidas	152,2	139,5	9,1%	+13
<b>EBIT</b>	<b>578,3</b>	<b>581,5</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-3</b>

Produção	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (R\$ M)</b>	<b>832,1</b>	<b>832,0</b>	<b>0,0%</b>	<b>+0</b>
Lajeado	361,9	364,7	-0,8%	-3
Peixe Angical	285,7	283,3	0,9%	+2
Energest (15 centrais hídricas)	184,4	184,0	0,2%	+0
<b>Capacidade Instalada - Hídrica (MW)</b>	<b>1.735</b>	<b>1.733</b>	<b>0,1%</b>	<b>+2</b>
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	452	452	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	380	379	0,4%	+2
<b>Energia Vendida (GWh)</b>	<b>8.309</b>	<b>7.985</b>	<b>4,1%</b>	<b>+324</b>
Lajeado	3.713	3.339	11,2%	+374
Peixe Angical	2.374	2.374	-0,0%	-0
Energest (15 centrais hídricas)	2.222	2.272	-2,2%	-50
<b>Preço Médio de Venda (R\$/MWh)</b>	<b>122,9</b>	<b>119,0</b>	<b>3,3%</b>	<b>+4</b>
Lajeado	108,9	106,7	2,1%	+2
Peixe Angical	152,4	149,2	2,1%	+3
Energest (15 centrais hídricas)	112,4	105,4	6,6%	+7
<b>Investimento Operac. (R\$ Milhões)</b>	<b>607,1</b>	<b>407,6</b>	<b>49%</b>	<b>+200</b>
Manutenção	67,3	44,7	50%	+23
Expansão	539,8	362,8	49%	+177
Pécem	505,3	266,8	89%	+239
Outros	34,5	96,1	-64%	-62
<b>Empregados (#)</b>	<b>262</b>	<b>260</b>	<b>0,8%</b>	<b>+2</b>

Comercialização	2010	2009	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	28,6	54,1	-47%	-25
Custos operacionais (R\$ M)	4,1	16,6	-76%	-13
EBITDA (R\$ M)	24,6	37,5	-34%	-13
Vendas electricidade (GWh)	8.263	8.715	-5,2%	-452
Número de clientes (#)	86	120	-28%	-34

## PRODUÇÃO:

O EBITDA da actividade de produção aumentou apenas 1% no período, suportado por um clima seco que afectou a produção hídrica em todo o Brasil.

A capacidade instalada aumentou 2MW em resultado da conclusão da repotenciação da central hídrica de Rio Bonito no 1T10.

O clima muito seco no Brasil no 4T10 implicou a diminuição dos reservatórios das centrais hídricas para níveis extremamente baixos. Isso implicou um aumento na produção de energia térmica e, como consequência, um aumento no preço do mercado spot (de R\$57/MWh médios nos 9M10 para R\$109/MWh médios no 4T10). Uma vez que os contratos CAE em vigor implicam entrega de energia às empresas de distribuição, as nossas empresas de produção tiveram de recorrer ao mercado spot para adquirir energia, sendo o preço spot de mercado superior ao custo da entrada em operação das nossas centrais hídricas. No final, tivemos um impacto de R\$24M em 2010 vs. R\$10M em 2009, relacionadas com a aquisição de energia no mercado (Santa Fé).

O volume de electricidade vendida cresceu 4% no período, devido a um contrato que permitiu a venda de energia (370GWh) em mercado. Este contrato de um ano terminou em 2010 e tinha um preço abaixo do preço médio dos nossos contratos CAE.

O preço médio de venda aumentou 3% no período o que implicou um aumento da margem bruta associada aos contratos CAE em R\$21M. Toda a capacidade instalada da EDP Brasil é contratada sob CAE com preços ajustados à inflação e com uma maturidade média de 15 anos.

Os custos operacionais caíram 8,5% no período reflectindo o impacto extraordinário com efeitos retroactivos, em 2010 (-R\$10M), decorrente de uma decisão jurídica sobre créditos fiscais (PIS / Cofins - COSIT27).

O investimento operacional aumentou 49% em 2010 para R\$607M. O investimento operacional de expansão representa 89% do investimento operacional total, dos quais 94% se referem à construção da central a carvão de Pecém. O início da operação é esperado para o final de 2011, tendo a EDP Brasil já investido R\$1,246M até Dez- 10, sendo expectável um investimento adicional de R\$270M. O investimento operacional de expansão em outros em 2010 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 Jan-12 por um prazo de 15 anos e um EBITDA de R\$240M (correspondente a 50% de participação) 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\$306M.

## 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.

Em 2010, o EBITDA diminuiu R\$13M relativamente ao período homólogo, devido a: (1) a renegociação do contrato com a Ampla a partir de 2010 o que implicou uma diminuição do preço médio por MWh em 35%, (2) diminuição da margem de comercialização em 10% (excluindo o contrato Ampla novo), (3) um ganho extraordinário no 1T10, devido a um acordo com um cliente para rescisão contratual por decisão do próprio (R\$6M) e (4) reactivação do contrato de fornecimento com a Ampla no 3T09 que originou uma margem adicional (+R\$21M). 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\$10M). Excluindo os impactos não recorrentes, o EBITDA em 2010 diminuiu para R\$18M.



## **Demonstrações de Resultados**

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>2010</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.076,3</b>	<b>820,2</b>	<b>1.839,7</b>	<b>840,6</b>	<b>973,0</b>	<b>(145,5)</b>	<b>5.404,3</b>
Fornecimentos e serviços externos	97,8	240,3	423,2	196,2	171,7	(266,9)	862,3
Custos com pessoal	71,2	81,4	174,4	52,6	96,3	99,5	575,4
Custos com benefícios sociais	26,2	7,6	106,7	2,2	10,3	0,3	153,4
Rendas de concessão	5,3	-	238,4	7,8	-	(0,9)	250,5
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(0,9)	41,9	(41,4)	(130,9)	20,7	60,5	(50,0)
<b>Custos Operacionais</b>	<b>199,7</b>	<b>371,3</b>	<b>901,2</b>	<b>127,9</b>	<b>299,0</b>	<b>(107,5)</b>	<b>1.791,5</b>
<b>EBITDA</b>	<b>876,7</b>	<b>448,9</b>	<b>938,4</b>	<b>712,7</b>	<b>674,0</b>	<b>(37,9)</b>	<b>3.612,8</b>
Provisões	(2,6)	93,2	6,4	(0,2)	8,3	-1,6	103,6
Depreciações e amortizações líquidas (1)	216,3	225,1	348,5	423,0	160,6	73,2	1.446,7
<b>EBIT</b>	<b>662,9</b>	<b>130,6</b>	<b>583,5</b>	<b>289,9</b>	<b>505,1</b>	<b>(109,5)</b>	<b>2.062,5</b>

<b>2009</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.029,5</b>	<b>1.017,7</b>	<b>1.744,2</b>	<b>642,0</b>	<b>816,8</b>	<b>(145,0)</b>	<b>5.105,1</b>
Fornecimentos e serviços externos	93,7	237,2	419,3	148,3	130,5	(260,8)	768,2
Custos com pessoal	64,1	84,7	176,7	41,9	73,5	99,1	540,0
Custos com benefícios sociais	43,5	5,0	93,1	0,6	16,5	(0,4)	158,4
Rendas de concessão	5,3	0,0	239,5	5,0	-	(1,2)	248,6
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(0,3)	25,3	(13,8)	(96,4)	46,3	66,1	27,1
<b>Custos Operacionais</b>	<b>206,3</b>	<b>352,1</b>	<b>914,8</b>	<b>99,5</b>	<b>266,8</b>	<b>(97,1)</b>	<b>1.742,4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>823,2</b>	<b>665,6</b>	<b>829,3</b>	<b>542,5</b>	<b>550,0</b>	<b>(47,9)</b>	<b>3.362,8</b>
Provisões	1,0	46,3	13,1	(0,2)	12,8	1,7	74,7
Depreciações e amortizações líquidas (1)	262,5	198,1	317,6	311,9	118,0	110,4	1.318,5
<b>EBIT</b>	<b>559,7</b>	<b>421,2</b>	<b>498,7</b>	<b>230,8</b>	<b>419,2</b>	<b>(160,0)</b>	<b>1.969,6</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	2.992,3	3.118,7	2.927,8	3.100,3	3.389,8
Receitas de gás	326,2	209,4	185,6	260,3	336,8	284,3	330,5	396,6
Outras Receitas	29,8	38,0	35,9	89,9	38,8	56,3	45,2	145,7
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>3.233,3</b>	<b>2.656,4</b>	<b>2.965,8</b>	<b>3.342,4</b>	<b>3.494,3</b>	<b>3.268,4</b>	<b>3.476,0</b>	<b>3.932,1</b>
Electricidade	1.464,8	1.045,2	1.343,9	1.486,6	1.688,5	1.558,2	1.700,7	1.860,8
Gás	218,3	128,0	98,5	196,4	221,4	193,9	211,8	318,2
Combustíveis	272,3	273,4	287,3	222,7	172,4	176,4	270,2	318,2
Materiais diversos e mercadorias	17,1	16,8	11,1	10,5	9,7	13,2	27,7	25,1
<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>2.522,3</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>	<b>1.409,8</b>
Fornecimentos e serviços externos	165,5	187,9	176,3	238,4	194,2	210,4	217,1	240,6
Custos com pessoal	141,3	142,5	124,5	131,7	150,5	145,9	139,5	139,5
Custos com benefícios sociais	35,4	30,6	44,1	48,2	32,8	28,1	28,5	64,0
Rendas de concessão	61,8	62,5	61,9	62,4	62,7	62,7	62,3	62,9
Outros custos operacionais (líquidos)	7,6	8,0	1,8	9,8	22,5	(11,6)	(1,8)	(59,2)
<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>447,8</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>	<b>962,0</b>
Provisões	4,7	14,1	15,2	40,7	10,1	29,2	29,0	35,3
Depreciações e amortizações líquidas (1)	312,3	300,1	308,5	397,7	340,9	364,3	374,6	367,0
<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>	<b>559,8</b>
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	12,9	15,0	2,8	29,1	5,8	(1,0)	(2,2)	58,2
Resultados financeiros	(165,5)	(121,7)	(92,1)	(107,4)	(118,1)	(114,8)	(115,0)	(137,1)
Resultados em associadas	4,6	9,1	7,2	4,3	6,9	6,2	5,2	5,1
<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>	<b>486,1</b>
IRC e Impostos diferidos	88,0	105,5	115,6	90,6	129,0	102,9	73,6	121,7
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	364,4
<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>	<b>304,7</b>
Interesses minoritários	30,8	30,0	26,4	57,0	45,0	29,6	21,3	59,8

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

## Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>2010</b> (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
<b>Proveitos Operacionais</b>	4.131,7	2.775,4	845,1	5.282,9	1.686,8	2.147,6	(2.698,7)	14.170,7
<b>Custos Directos da Actividade</b>	2.581,2	2.502,2	4,4	3.758,1	1.299,2	1.174,6	(2.553,2)	8.766,4
<b>Margem Bruta</b>	1.550,5	273,2	840,6	1.524,9	387,6	973,0	(145,5)	5.404,3
Fornecimentos e serviços externos	154,1	162,1	196,2	376,0	69,2	171,7	(266,9)	862,3
Custos com pessoal	104,5	44,8	52,6	148,4	29,3	96,3	99,5	575,4
Custos com benefícios sociais	28,0	5,7	2,2	106,0	0,8	10,3	0,3	153,4
Outros Custos Operacionais (Líquido)	28,8	2,3	(123,2)	196,8	15,4	20,7	59,6	200,5
<b>Custos Operacionais</b>	<b>315,4</b>	<b>215,0</b>	<b>127,9</b>	<b>827,1</b>	<b>114,7</b>	<b>299,0</b>	<b>(107,5)</b>	<b>1.791,5</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.235,1</b>	<b>58,2</b>	<b>712,7</b>	<b>697,8</b>	<b>273,0</b>	<b>674,0</b>	<b>(37,9)</b>	<b>3.612,8</b>
Provisões	29,6	24,5	(0,2)	5,8	37,2	8,3	-1,6	103,6
Depreciações e amortizações líquidas (1)	420,4	20,6	423,0	276,4	72,6	160,6	73,2	1.446,7
<b>EBIT</b>	<b>785,2</b>	<b>13,1</b>	<b>289,9</b>	<b>415,5</b>	<b>163,2</b>	<b>505,1</b>	<b>(109,5)</b>	<b>2.062,5</b>

<b>2009</b> (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
<b>Proveitos Operacionais</b>	3.708,8	2.038,1	648,2	4.916,3	1.189,0	1.679,8	(1.982,3)	12.198,0
<b>Custos Directos da Actividade</b>	2.003,3	1.791,7	6,2	3.392,5	873,5	863,0	(1.837,3)	7.092,9
<b>Margem Bruta</b>	1.705,5	246,4	642,0	1.523,9	315,6	816,8	(144,9)	5.105,1
Fornecimentos e serviços externos	156,9	152,2	148,3	385,6	55,6	130,5	(260,8)	768,2
Custos com pessoal	103,3	41,7	41,9	152,5	28,0	73,5	99,1	540,0
Custos com benefícios sociais	43,3	5,2	0,6	92,5	0,6	16,5	(0,4)	158,4
Outros Custos Operacionais (Líquido)	27,0	(7,3)	(91,4)	222,4	13,9	46,3	64,9	275,8
<b>Custos Operacionais</b>	<b>330,5</b>	<b>191,7</b>	<b>99,5</b>	<b>852,9</b>	<b>98,0</b>	<b>266,8</b>	<b>(97,0)</b>	<b>1.742,4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.374,9</b>	<b>54,7</b>	<b>542,5</b>	<b>670,9</b>	<b>217,5</b>	<b>550,0</b>	<b>(47,9)</b>	<b>3.362,8</b>
Provisões	26,2	21,0	(0,2)	12,2	1,0	12,8	1,7	74,7
Depreciações e amortizações líquidas (1)	440,2	19,8	311,9	272,6	45,5	118,0	110,4	1.318,5
<b>EBIT</b>	<b>908,6</b>	<b>13,9</b>	<b>230,8</b>	<b>386,1</b>	<b>171,0</b>	<b>419,2</b>	<b>(160,0)</b>	<b>1.969,6</b>

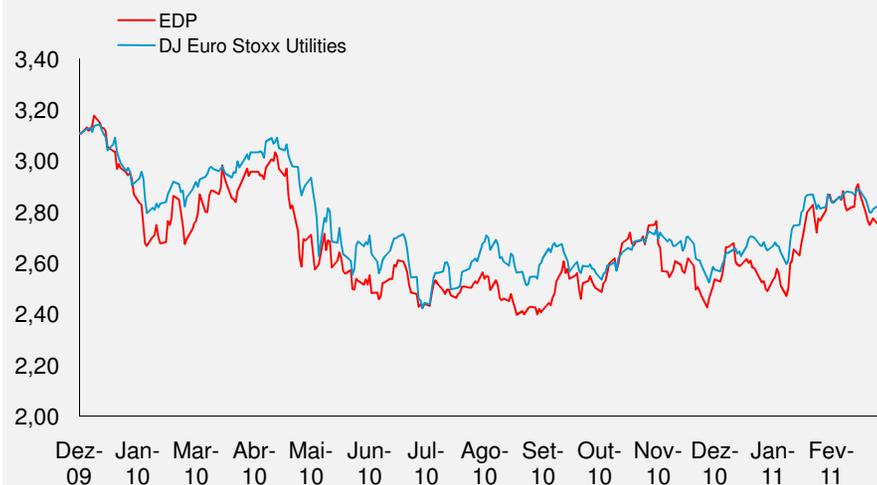
(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.



# Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



Principais Eventos EDP

- Jan-13:** EDP adjudica construção da nova central hidroeléctrica 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 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 (Parpública 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 €2.000.000.000
- Nov-07:** EDP e CPI celebram memorando de entendimento para uma possível parceria de cooperação empresarial
- Dez-03:** Standard & Poor's coloca EDP em creditwatch negativo após acção idêntica à República Portuguesa
- Dez-06:** Comunicação de participação qualificada Norges Bank
- Dez-07:** Comunicação de participação qualificada Iberdrola
- Dez-16:** ERSE define tarifas de electricidade para 2011
- Dez-21:** Moody's coloca EDP em revisão para possível baixa do rating após acção idêntica à República Portuguesa
- Dez-27:** Renúncia de Membro do Conselho Geral e de Supervisão
- Dez-29:** Fitch considera que rating da EDP não é afectado pela baixa do rating da República Portuguesa
- Dez-31:** Alteração de participação qualificada da Parpública e Caixa Geral de Depósitos

EDP em Bolsa	YTD	52W (02-03-2011)	2010
<b>Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)</b>			
Fecho	2,77	2,77	2,49
Max	3,19	3,05	3,19
Min	2,38	2,38	2,38
Média	2,66	2,62	2,65
<b>Liquidez da EDP na Euronext Lisbon</b>			
Volume de Negócios (€ M)	7.046	5.913	6.305
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	23	23	24
Volume Transaccionado (milhões de acções)	2.649	2.253	2.378
Volume Médio Diário (milhões de acções)	8,7	8,6	9,1

# EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	2010	2009	Δ MW	Δ %	Produção de Electricidade (GWh)	2010	2009	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>17.981</b>	<b>16.158</b>	<b>1.823</b>	<b>11%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>4.094</b>	<b>4.094</b>	-	-	<b>Hídrico</b>	<b>13.045</b>	<b>6.982</b>	<b>6.064</b>	<b>87%</b>
Fio de água	1.860	1.860	-	-	Fio de água	8.396	4.624	3.772	
Albufeira	2.234	2.234	-	-	Albufeira	4.649	2.358	2.291	
<b>Carvão</b>	<b>1.180</b>	<b>1.180</b>	-	-	<b>Carvão</b>	<b>4.889</b>	<b>8.869</b>	<b>-3.980</b>	<b>-45%</b>
Sines	1.180	1.180	-	-	Sines	4.889	8.869	-3.980	
<b>Fuel</b>	<b>1.657</b>	<b>1.713</b>	<b>-56</b>		<b>Fuel</b>	<b>46</b>	<b>307</b>	<b>-261</b>	<b>-85%</b>
Setúbal	946	946	-	-	Setúbal	10	188	-179	
Carregado	710	710	-	-	Carregado	36	-2	38	
Barreiro	-	56	-56		Barreiro	-	120	-120	
<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>459</b>	<b>455</b>	<b>5</b>	<b>1,0%</b>	<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>2.542</b>	<b>2.117</b>	<b>424</b>	<b>20%</b>
Mini-Hídricas	160	160	0		Mini-Hídricas	630	370	260	
Cogeração+Resíduos	265	257	8		Cogeração+Resíduos	1.710	1.613	97	
Biomassa	35	38	-4		Biomassa	203	135	68	
<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>6.427</b>	<b>5.959</b>	<b>469</b>	<b>8%</b>	<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>17.145</b>	<b>18.206</b>	<b>-1.062</b>	<b>-6%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>910</b>	<b>910</b>	-		<b>Hídrico</b>	<b>2.368</b>	<b>1.538</b>	<b>830</b>	<b>54%</b>
Portugal	484	484	-		Portugal	1.331	661	670	
Espanha	426	426	-		Espanha	1.038	877	160	
<b>Carvão</b>	<b>1.460</b>	<b>1.460</b>	<b>0</b>		<b>Carvão</b>	<b>4.244</b>	<b>5.865</b>	<b>-1.621</b>	<b>-28%</b>
Aboño I	342	342	-		Aboño I	1.069	1.264	-195	
Aboño II	536	536	-		Aboño II	2.327	3.291	-964	
Soto Ribera II	236	236	-		Soto Ribera II	213	508	-295	
Soto Ribera III	346	346	-		Soto Ribera III	634	802	-167	
<b>CCGT</b>	<b>3.736</b>	<b>3.268</b>	<b>468</b>	<b>14%</b>	<b>CCGT</b>	<b>9.342</b>	<b>9.690</b>	<b>-348</b>	<b>-3,6%</b>
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-		Ribatejo (3 grupos)	3.102	5.818	-2.716	
Lares (2 grupos)	863	863	-		Lares (2 grupos)	2.054	382	1.672	
Castejón (2 grupo)	843	811	32		Castejón (2 grupo)	2.739	2.137	601	
Soto IV (1 grupo)	426	418	8		Soto IV (1 grupo)	1.384	1.354	30	
Soto V (1 grupo)	428	-	428		Soto V (1 grupo)	64	-	-	
<b>Nuclear</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	-		<b>Nuclear</b>	<b>1.190</b>	<b>1.113</b>	<b>77</b>	<b>7%</b>
Trillo	156	156	-		Trillo	1.190	1.113	77	
<b>Fuel</b>	<b>165</b>	<b>165</b>	-		<b>Fuel</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Tunes	165	165	-		Tunes	1	0	0	
<b>Eólico (Maior detalhe na página 16)</b>	<b>6.437</b>	<b>5.491</b>	<b>947</b>	<b>17%</b>	<b>Eólico</b>	<b>14.352</b>	<b>10.907</b>	<b>3.445</b>	<b>32%</b>
Europa	3.200	2.853	347		Europa	6.632	4.975	1.656	
EUA	3.224	2.624	600		EUA	7.689	5.905	1.784	
Brasil	14	14	-		Brasil	31	26	5	
<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>1.735</b>	<b>1.733</b>	<b>2</b>	<b>0,1%</b>	<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>7.263</b>	<b>6.893</b>	<b>370</b>	<b>5,4%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>1.735</b>	<b>1.733</b>	<b>2</b>	<b>0,1%</b>	<b>Hídrico</b>	<b>7.263</b>	<b>6.893</b>	<b>370</b>	<b>5,4%</b>
Lajeado	903	903	-		Lajeado	3.205	3.169	36	
Peixe Angical	452	452	-		Peixe Angical	2.523	2.093	430	
Energest	380	378	2		Energest	1.535	1.630	-96	
<b>TOTAL</b>	<b>21.990</b>	<b>20.624</b>	<b>1.366</b>	<b>7%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>59.282</b>	<b>54.282</b>	<b>5.000</b>	<b>9%</b>

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

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



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	2010	2009	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>47.836</b>	<b>46.146</b>	<b>1.691</b>	<b>3,7%</b>
Muito Alta Tensão	1.524	1.538	-14	-0,9%
Alta / Média Tensão	21.008	19.710	1.297	6,6%
Baixa Tensão	25.305	24.898	407	1,6%
<b>Espanha</b>	<b>9.320</b>	<b>9.131</b>	<b>189</b>	<b>2,1%</b>
Alta / Média Tensão	6.674	6.537	137	2,1%
Baixa Tensão	2.646	2.594	52	2,0%
<b>Brasil</b>	<b>23.749</b>	<b>21.313</b>	<b>2.436</b>	<b>11%</b>
Clientes Livres	9.034	7.423	1.611	22%
Industrial	4.291	3.906	384	10%
Residencial, Comercial & Outros	10.424	9.984	441	4,4%
<b>TOTAL</b>	<b>80.905</b>	<b>76.590</b>	<b>4.315</b>	<b>5,6%</b>

Clientes Ligados (mil)	2010	2009	Abs. Δ	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>6.149</b>	<b>6.120</b>	<b>29,2</b>	<b>0,5%</b>
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	23	0,2	0,7%
Baixa Tensão Especial	34	33	0,5	1,4%
Baixa Tensão	6.092	6.063	28,6	0,5%
<b>Espanha</b>	<b>651</b>	<b>645</b>	<b>6,5</b>	<b>1,0%</b>
Finais	359	422	-63,1	-15%
Acesso	292	222	69,6	31%
<b>Brasil</b>	<b>2.741</b>	<b>2.668</b>	<b>72,8</b>	<b>2,7%</b>
Bandeirante	1.503	1.483	20,5	1,4%
Escelsa	1.238	1.185	52,3	4,4%
<b>TOTAL</b>	<b>9.541</b>	<b>9.432</b>	<b>108,5</b>	<b>1,2%</b>

Redes	2010	2009	Abs. Δ	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>327.219</b>	<b>322.389</b>	<b>4.830</b>	<b>1,5%</b>
Portugal	220.318	218.226	2.092	1,0%
Espanha	22.265	21.874	391	1,8%
Brasil	84.636	82.289	2.347	2,9%
<b>Perdas (% da electricidade distribuída)</b>				
Portugal <sup>(2)</sup>	-8,2%	-7,3%	-0,8 pp	
Espanha	-4,1%	-5,2%	1,1 pp	
Brasil				
Bandeirante	-11,1%	-11,2%	0,1 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,2%	-0,3 pp	
Comerciais	-5,6%	-6,0%	0,4 pp	
Escelsa	-14,0%	-15,5%	1,5 pp	
Técnicas	-8,3%	-8,8%	0,5 pp	
Comerciais	-5,7%	-6,8%	1,1 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	2010	2009	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>6.843</b>	<b>6.133</b>	<b>710</b>	<b>12%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	2.816	2.599	216	8%
Média Pressão (P > 4 Bar)	3.997	3.501	496	14%
GPL	31	32	-2	-5,7%
<b>Espanha</b>	<b>45.644</b>	<b>18.968</b>	<b>26.676</b>	<b>141%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	22.112	6.735	15.377	228%
Média Pressão (P > 4 Bar)	23.533	12.233	11.300	92%
<b>TOTAL</b>	<b>52.487</b>	<b>25.101</b>	<b>27.386</b>	<b>109%</b>

Pontos de Abastecimento (mil)	2010	2009	Abs. Δ	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>245,3</b>	<b>221,4</b>	<b>24,0</b>	<b>11%</b>
Finais	244,7	221,3	23,5	11%
Acesso	0,6	0,1	0,5	413%
<b>Espanha</b>	<b>983,9</b>	<b>963,8</b>	<b>20,0</b>	<b>2%</b>
Finais	-	-	-	-
Acesso <sup>(1)</sup>	983,9	963,8	20,0	2%
<b>TOTAL</b>	<b>1.229,2</b>	<b>1.185,2</b>	<b>44,0</b>	<b>4%</b>

Redes	2010	2009	Abs. Δ	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>13.764</b>	<b>12.573</b>	<b>1.191</b>	<b>9%</b>
Portugal	3.827	3.508	318	9,1%
Espanha	9.938	9.065	873	10%
Distribuição <sup>(1)</sup>	9.521	8.703	818	9%
Transporte	417	362	55	15,2%

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

(2) Exclui MAT

# EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



## Principais Acontecimentos 2010

**DJSI- EDP é líder mundial do sector eléctrico 2010/2011-** Pelo terceiro ano consecutivo, a EDP integra os índices DJSI World e DJSI Europe, e foi considerada pela 1ª vez líder mundial do sector eléctrico no referencial de avaliação em Sustentabilidade desenvolvido pela SAM. Integra pela 1ª vez o recente índice DJSI Enlarged criado pela SAM em 2010.

**Melhor Reporte Financeiro do mundo** - A EDP foi considerada a melhor empresa mundial no "2010 IR Global Rankings", em relato financeiro. Foi, ainda, reconhecida como uma das melhores do sector na área de "Corporate Governance".

**EDP no ranking da Forbes** – A EDP integra a lista "The World's Leading Companies" da Forbes, no "ranking" das cinco melhores empresas do mundo no sector das "utilities".

**António Mexia distinguido pela "Institutional Investor"** - O Presidente Executivo da EDP, António Mexia, foi considerado o melhor CEO europeu de empresas de energia, pela "Institutional Investor".

**Projecto Kakuma** - EDP e Alto Comissariado das Nações Unidas para os refugiados (ACNUR) visitaram o campo de refugiados Kakuma no Quênia para verem os projectos que a EDP está a desenvolver na área das energias renováveis.

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

	2010	2009	Δ %
<b>Índice de Sustentab.</b>	<b>133</b>	<b>125</b>	<b>5,9%</b>
Comp. Ambiental	147	134	9,9%
Peso %	36%	36%	
Comp. Económica	114	115	-0,6%
Peso %	33%	33%	
Comp. Social	136	126	7,3%
Peso %	31%	31%	

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/](http://www.edp.pt/sustentabilidade/abordagemasustentabilidade/))

## Métricas Económicas 2010 2009 Δ %

Valor Económico (€M)(1)	2010	2009	Δ %
Directo Gerado	15.397	13.544	14%
Distribuído	12.933	11.621	11%
Acumulado	2.464	1.923	28,1%

## Métricas Sociais 2010 2009 Δ %

	2010	2009	Δ %
<b>Empregados (c)</b>	<b>11.989</b>	<b>12.009</b>	<b>-0,2%</b>
<b>Formação (horas forma)</b>	<b>419.737</b>	<b>353.205</b>	<b>19%</b>
Acidentes em Serviço	44	47	-6,4%
Índ. Gravidade EDP (Tg)	2	2	-8%
Índ. Frequência EDP (Tf)	116,98	144,00	-18,8%
Índ. Frea. EDP+PSE(f) (Tf)	4,92	5,00	-2%

## Métricas Ambientais 2010 2009 Δ %

	2010	2009	Δ %
<b>Emissões Atmosféricas (kt) (a)</b>			
CO <sub>2</sub>	14.698,8	20.007,1	-27%
NOx	18,3	33,3	-45%
SO <sub>2</sub>	9,5	17,1	-44%
Partículas	0,557	1,047	-47%
<b>Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)</b>			
CO <sub>2</sub>	244,43	362,40	-33%
NOx	0,30	0,60	-50%
SO <sub>2</sub>	0,16	0,31	-49%
<b>Consumo de Energia Primária (TJ) (b)</b>	<b>176.519</b>	<b>242.878</b>	<b>-27%</b>
<b>Capacidade Líquida Max. Certificada (%)</b>	<b>69%</b>	<b>62%</b>	<b>7 pp</b>
<b>Utilização de Água (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>1.158.222</b>	<b>1.732.875</b>	<b>-33%</b>
<b>Total Resíduos (t) (e)</b>	<b>765.340</b>	<b>929.642</b>	<b>-18%</b>
<b>Despesas Ambientais (€ mil)</b>	<b>98.477</b>	<b>118.898</b>	<b>-17%</b>
<b>Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)</b>	<b>36,1</b>	<b>29,3</b>	<b>23%</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)	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>PPA/CMEC</b>	<b>4.519</b>	<b>8.136</b>			<b>4.936</b>	<b>9.568</b>
Carvão	4.438	7.706	0,91	0,87	4.889	8.669
Fuel Oil & Gás Natural	81	430	1,74	0,62	47	699
<b>Produção Liberalizada</b>	<b>9.062</b>	<b>10.878</b>			<b>13.585</b>	<b>15.556</b>
Carvão	5.506	7.038	1,30	1,20	4.244	5.865
CCGT	3.556	3.840	0,38	0,40	9.342	9.691
<b>Regime Especial</b>	<b>1.118</b>	<b>993</b>	<b>0,28</b>	<b>0,29</b>	<b>3.954</b>	<b>3.395</b>
<b>Produção Térmica</b>	<b>14.699</b>	<b>20.007</b>	<b>0,65</b>	<b>0,70</b>	<b>22.476</b>	<b>28.518</b>
<b>Produção Livre de Emissões de CO<sub>2</sub></b>					<b>37.658</b>	<b>26.689</b>
<b>Total Emissões de CO<sub>2</sub></b>			<b>0,24</b>	<b>0,36</b>	<b>60.134</b>	<b>55.208</b>

(a) Excluindo frota automóvel.

(b) Incluindo frota automóvel.

(c) Excluindo Órgãos Sociais.

(d) Inclui vapor (2038 GWh: 2009 and 2042 GWh: 2010).

(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)

	Dez-10	Dez-09
<b>Activos intangíveis</b>		
Activos afectos à concessão		
Portugal		
Energia eléctrica		
Distribuição	2.397,9	2.424,5
Produção	121,9	123,0
Gás	287,4	264,0
Brasil		
Energia eléctrica		
Distribuição e transporte	1.060,2	849,4
Activos fixos tangíveis	(6.067,4)	(5.684,2)
Valores a receber por Concessões - IFRIC 12	468,1	370,3
<b>Impacto total no activo</b>	<b>(1.732,0)</b>	<b>(1.653,1)</b>
Subsídios e participações de investimento imobilizado - Não correntes	(2.855,7)	(2.672,3)
Subsídios e participações de investimento imobilizado - Correntes	1.123,7	1.019,1
<b>Impacto total no passivo</b>	<b>(1.732,0)</b>	<b>(1.653,1)</b>

### Demonstração de Resultados (€M)

	2010	2009
Amortizações de direitos de concessão	353,7	310,0
Amortizações de imobilizado corpóreo	(458,6)	(405,6)
Compensações de amortizações	104,6	95,5
Outros	0,4	0,2
<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 infra-estrutura 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.