



1T13

Resultados

Conteúdo

Destaques

Performance Financeira Consolidada	- 2 -
EBITDA	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA	- 4 -
Investimento Operacional	- 5 -
Cash Flow	- 6 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada	- 7 -
Dívida Líquida	- 8 -

Áreas de Negócio

Overview: Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico	- 10 -
1. Produção Contratada de Longo Prazo no Mercado Ibérico	- 11 -
2. Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico	- 12 -
3. EDP Renováveis	- 15 -
4. Redes Reguladas no Mercado Ibérico	- 18 -
5. Brasil - EDP Brasil	- 21 -

Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 25 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 26 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 27 -
Redes Reguladas: Volumes Distribuídos, Clientes Ligados e Rede	- 28 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 29 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 30 -

Lisboa, 9 de Maio de 2013

Demonstração Resultados (€ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.511	1.438	5%	+73
Fornecimentos e serviços externos	216	216	0%	+0
Custos com pessoal, Benef. aos Empregados	171	170	1%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	52	48	7%	+4
Custos Operacionais Líquidos (1)	439	434	1%	+1
EBITDA	1.072	1.003	7%	+68
Provisões	9	3	215%	+6
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	353	350	1%	+3
EBIT	709	650	9%	+59
Result. da alienação de act. financ.	0	(0)	-	+0
Resultados financeiros	(160)	(167)	4%	+7
Resultados em associadas	8	4	122%	+4
Resultado Antes de Impostos	557	487	14%	+70
IRC e Impostos diferidos	149	79	89%	+70
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do período	408	408	0%	+0
Accionistas da EDP	335	337	-1%	-3
Interesses não controláveis	74	71	4%	+3

Dados-chave Operacionais	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.221	12.133	1%	+89
Capacidade instalada (MW)	22.428	23.211	-3%	-783

Dados-chave Financeiros (€ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
FFO	744	758	-1,8%	-14
Investimento operacional	245	325	-25%	-80
Manutenção	116	136	-15%	-20
Expansão	129	189	-32%	-61
Investimentos Líquidos	(231)	23	-	-254

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Mar-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.564	8.192	5%	+372
Dívida líquida	18.133	18.233	-1%	-100
Receb. futuros da actividade regulada (4)	3.023	2.710	12%	+313
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,2x	5,0x	-	-0,8x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3,5x	4,3x	-	-0,8x

O **EBITDA** subiu 7% (+€68M vs. 1T12), para €1.072M no 1T13, impulsionado pela actividade Eólica (+€64M suportado por expansão de capacidade e por forte eolicidade na P. Ibérica no 1T13), Redes reguladas na P. Ibérica (+€15M devido a um ganho não recorrente de €56M decorrente da venda de activos de transporte de gás em Espanha) e Actividades liberalizadas (+€17M em resultado da maior produção hídrica, por um lado; e pelo corte de garantia de potência em Portugal e impostos sobre a geração em Espanha, por outro lado). O EBITDA no Brasil caiu €27M, reflexo de um impacto cambial desfavorável (-€21M) e do impacto negativo da nossa central a carvão Pecém I: -€27M. Ajustado da venda dos activos de transporte de gás, o EBITDA subiu 1), para €1.016M no 1T13. No 1T13, 90% do EBITDA da EDP resultou de actividades contratadas a longo prazo e reguladas. A EDP continua a diversificar geograficamente o seu portfólio: no 1T13, 39% do EBITDA do grupo teve origem em Portugal, 31% em Espanha, 14% no Brasil, 11% nos EUA e 5% no Resto da Europa (excepto P. Ibérica).

Os **custos operacionais** (excluindo os Outros custos operacionais líquidos) ficaram estáveis, em €387M no 1T13, suportados por: (i) estabilidade de custos na P. Ibérica, reflexo de apertado controlo de custos e da execução do programa de eficiência corporativa (onde as metas de 2014 foram antecipadas para 2013); (ii) +11% na EDPR, decorrente da expansão de actividade; (iii) -9% no Brasil, suportado pela depreciação do BRL face ao Euro e por um crescimento em moeda local aquém da inflação. Os outros custos operacionais líquidos incluem o ganho de €56M decorrente de venda de activos de gás em Espanha e novos impostos sobre a produção de electricidade em Espanha (€33M no 1T13).

As **amortizações líquidas e provisões** mantiveram-se quase estáveis, reflectindo por um lado a expansão de capacidade (em especial hídrica e eólica) e, por outro lado, o encerramento da central de Setúba e venda da central de cogeração Soporgen). Os **resultados financeiros**, no valor de -€160M no 1T13, reflectem uma dívida líquida média 7% mais alta e um custo médio de dívida superior (+10pb para 4,2%). O **imposto sobre o rendimento** (€149M no 1T13 vs. €79M no 1T12) traduziu-se numa taxa efectiva de imposto de 27% no 1T13 (vs. 16% no 1T12). Os **interesses não controláveis** subiram 4% vs. 1T12, já que a queda de resultados na EDP Brasil foi mais do que compensada pelo crescimento de resultados na EDPR. O **resultado líquido** desceu 1% vs. 1T12, para €335M no 1T13.

O **investimento operacional** recuou 25% em termos homólogos, para €245M no 1T13, reflectindo: (i) um investimento em manutenção 15% mais baixo; (ii) o encaixe de um *cash grant* num parque eólico dos EUA (€91M) cujas operações arrancaram em 2012; e (iii) um maior investimento em nova capacidade hídrica em Portugal e no Brasil. A Mar-13, a EDP tinha em construção 2,3GW: nova capacidade eólica em 3 países, nova capacidade hídrica em Portugal e no Brasil; o investimento total acumulado nesta nova capacidade ascendia a €1,8MM.

A **dívida líquida** desceu €0,1MM desde Dez-12, para €18,1MM em Mar-13, essencialmente suportada por um EBITDA superior e por um menor investimento. Adicionalmente, a evolução da dívida líquida reflecte: (i) o encaixe de vendas concretizadas (-€0,2MM); (ii) redução ligeira de fundo de maneo; os quais mais do que compensaram (iii) o aumento de activos regulatórios (+€0,3MM desde Dez-12); (iv) o impacto cambial adverso (+€0,2MM). **A Mar-13, a EDP detinha uma posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €4,5MM.** Esta posição de liquidez, a par dos €225M provenientes de securitizações de activos regulatórios em Portugal e Espanha durante Abr/Mai-13; permitirão à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2014.

Relativamente à parceria estratégica da EDP/CTG, importa mencionar a expectativa de conclusão da primeira transacção de posições minoritárias em activos renováveis (€359M referente a activos da EDPR em Portugal acordados em Dez-12) durante o 2T13. A EDP e CTG mantêm o objectivo de €2MM para transacções de posições minoritárias em activos renováveis (incluindo co-investimento) até 2015. A 6-Mai-13, os accionistas da EDP aprovaram a distribuição aos accionistas de um dividendo por acção de €0,185 (estável face ao ano anterior), num total de €676M, a pagar em 23 de Maio 2013.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSEs + Custos Pessoal + Custos benef. Sociais) + Outros custos oper. (Liq.); (2) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados

(3) Líquidos dos recebimentos futuros relacionados a act. regulada; (4) Brasil: os recebimentos futuros da actividade regulada não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13	1T13 YoY		1T13 QoQ		
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.	
Produção Contratada LP	196	197	-0,7%	-1	197	205	206	194	196	-	-	-	-	-1%	-1	1%	2
Actividades Liberalizadas	112	95	18%	+17	95	88	98	36	112	-	-	-	-	18%	17	211%	76
Redes Reguladas P. Ibérica	290	275	5,4%	+15	275	245	289	248	290	-	-	-	-	5%	15	17%	42
Eólico e Solar	327	263	24%	+64	263	240	171	263	327	-	-	-	-	24%	64	24%	64
Brasil	150	177	-15%	-27	177	121	99	137	150	-	-	-	-	-15%	-27	9%	13
Outros	(2)	(4)	39%	+2	(4)	(17)	(7)	8	(2)	-	-	-	-	39%	2	-	-10
Consolidado	1.072	1.003	6,8%	+68	1.003	882	857	886	1.072	-	-	-	-	7%	68	21%	186

O EBITDA consolidado subiu 7% vs. 1T12 (+€68M), para €1.072M no 1T13, impulsionado pela actividade eólica (+€64M), Redes reguladas (+€15M, suportado por um ganho não recorrente no valor de €56M, obtido na venda de activos de transmissão de gás em Espanha) e pelas Actividades liberalizadas (+€17M). Por sua vez, o EBITDA no Brasil caiu €27M e o das Actividades Contratadas no longo prazo na P. Ibérica manteve-se estável. O impacto cambial no período ascendeu a -€22M, reflectindo uma depreciação de 12% do BRL face ao Euro e de 1% do USD face ao Euro. Ajustado do ganho obtido na venda dos activos de transmissão de gás em Espanha, o EBITDA subiu 1% (+€12M), para €1.016M no 1T13.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (18% do EBITDA) – O EBITDA caiu 1% para €196M no 1T13, uma vez que o acréscimo da produção mini-hídrica (+€22M na margem bruta, justificado pelo tempo húmido no 1T13 vs. um tempo seco no 1T12), foi mais do que compensado (i) pelo fim do CAE da central a fuelóleo de Setúbal em Dez-12 (EBITDA: +€25M em 1T12) e (ii) por menores resultados com CO₂ (-€5M). Em Jan-13, a EDP vendeu a sua posição na Soporgen: uma central de cogeração em Portugal com 67MW e com uma contribuição para o EBITDA de €12M em 2012.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (10% do EBITDA) – O EBITDA cresceu 18% no 1T13 (vs. 1T12), para €112M, impulsionado por (i) volume de produção hídrica 4x superior, decorrente do tempo chuvoso no 1T13 (vs tempo seco no 1T12) e da entrada em exploração de nova capacidade hídrica, o que propiciou a descida em 31% no custo médio da produção; (ii) queda de 15% no custo médio das compras de electricidade no mercado grossista devido a uma gestão de energia adequada e a condições climáticas distintas no 1T13 vs 1T12; (iii) volume vendido estável e preço médio de venda a clientes estável; (iv) deterioração da rentabilidade das centrais térmicas (devido ao baixo factor de utilização e um custo de produção mais elevado) e (v) corte de garantia de potência em Portugal (vs. €11M no 1T12) e novos impostos sobre a produção em Espanha (€19M no 1T13).

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (27% do EBITDA) - O EBITDA subiu 5% (+€15M), para €290M, impulsionado por: (i) +€50M de impacto líquido da venda de activos de transmissão de gás em Espanha em Fev-13 (€56M ganho não recorrente obtido na venda do activo; -€6M de EBITDA fruto

(ii) +€4M de ganho não recorrente no 1T12, registado na actividade de distribuição de gás em Portugal; e (iii) -€20M de proveitos regulados na distribuição de electricidade em Portugal, essencialmente devido à redução da taxa esperada de retorno sobre os activos (8,5% no 1T13 vs. 10,3% no 1T12), em linha com a queda dos CDS da República Portuguesa a 5 anos.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (31% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR subiu 24% (+€64M) vs. 1T12, para €327M no 1T13, impulsionado pelos mercados na P. Ibérica (+€46M, reflectindo extraordinárias condições eólicas no período na P. Ibérica) e por um ganho não-recorrente (€14M) decorrente da reestruturação de um CAE nos EUA. O EBITDA inclui ainda um novo imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha (€11M). A capacidade instalada aumentou 7% (+300MW na Europa; +215MW nos EUA) para 7,7GW a Mar-13. O factor médio de utilização subiu de 34% no 1T12 para 36% no 1T13 e o preço médio de venda subiu 10% para €66,3/MWh, reflectindo um peso superior da Europa no mix de produção (50% no 1T13 vs. 40% no 1T12). O impacto cambial foi marginalmente negativo (-€1M).

BRASIL (14% do EBITDA) A contribuição da EDP Brasil para o EBITDA do grupo EDP recuou 15% (-€27M) vs. 1T12, para €150M no 1T13, penalizado por um impacto cambial desfavorável (-€21M fruto de uma depreciação de 12% do BRL vs Euro). Em moeda local, o EBITDA diminuiu 4%. Na distribuição, o EBITDA caiu 11%, afectado: (i) por desvios tarifários negativos (1T13: -R\$42M vs. 1T12: -R\$48M); e (ii) pela contabilização de um ganho não-recorrente de R\$16M no 1T12. O EBITDA da produção caiu 8%, incluindo um contributo de -R\$72M da central Pecém I.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.	4T12	1T13 QoQ	
						Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.072	1.003	7%	+68	886	21%	+186
Provisões	9	3	215%	+6	13	-25%	-3
Amortizações	360	357	1%	+3	414	-13%	-54
Compensação de amortizações	(7)	(7)	5%	+0	(6)	-15%	-1
EBIT	709	650	9%	+59	465	53%	+244
Juros financeiros líquidos	(195)	(172)	-13%	-22	(197)	1%	+3
Custos financeiros capitalizados	35	33	7%	+2	37	-6%	-2
Diferenças de câmbio e Derivados	12	(15)	-	+27	(9)	-	+21
Rendimentos de particip. de capital	0	2	-100%	-2	1	-100%	-1
Unwinding c/ resp. pensões e actos médicos	(18)	(23)	21%	+5	(9)	-108%	-9
Outros ganhos e perdas financeiros	6	9	-34%	-3	(12)	-	+18
Resultados Financeiros	(160)	(167)	4%	+7	(190)	16%	+30
Ganhos/(Perdas) em Associadas	8	4	122%	+4	6	27%	+2
Ganhos/(Perdas) Alienação Activos Financeiros	0	(0)	-	+0	(0)	-	+0
Resultados Antes de Impostos	557	487	14%	+70	281	98%	+276
IRC e Impostos diferidos	149	79	89%	+70	9	1485%	+140
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>27%</i>	<i>16%</i>	<i>11 pp</i>		<i>3%</i>	<i>-3 pp</i>	
EDP Renováveis	34	18	88%	+16	11	208%	+23
Energias do Brasil	38	50	-25%	-13	43	-13%	-6
Outros	2	3	-16%	-0	(0)	-	+2
Interesses Minoritários	74	71	4%	+3	54	36%	+20
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	335	337	-1%	-3	218	54%	+117

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) subiram 1% no 1T13, uma vez que o comissionamento de nova capacidade ao nível da EDP Renováveis e de um novo aproveitamento hídrico em Portugal foram parcialmente compensados pelo descomissionamento da central de Setúbal e pela venda da central de co-geração da Soporgen (efeito combinado de €7M) e de menores horas de funcionamento nas nossas centrais a carvão em Espanha (€5M). Trimestralmente, as amortizações líquidas desceram €55M uma vez que o 4T12 estava impactada por imparidades em activos na EDP Renováveis no valor de €53M.

No 1T13 os **custos financeiros líquidos** diminuíram 4% ou €7M para €160M. Os **juros financeiros líquidos** suportados aumentaram 13% para €195M no 1T13 reflexo da subida em 7% da dívida líquida média e também da subida do custo médio da dívida de 4,1% no 1T12 para 4,2% no 1T13. Os **custos financeiros capitalizados** aumentaram 7%, reflectindo maiores níveis de trabalhos em curso em nova hídrica em Portugal e nova capacidade no Brasil e menores valores ao nível da EDP Renováveis. As **diferenças de câmbio e derivados** no 1T13 totalizaram €12M incluindo ganhos de *trading* em mercados de electricidade no valor de €6M.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** aumentaram €4M para €8M no 1T13 essencialmente derivado de uma maior contribuição da nossa participação na ENEOP Portugal (€4M no 1T13)

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €149M no 1T13, representando uma taxa efectiva de 26,7% o que compara com um imposto sobre o rendimento e uma taxa efectiva mais reduzidos no 1T12 e no 4T12, impactados por efeitos não recorrentes.

Os **interesses não controláveis** aumentaram 4% para €74M no 1T13, dado que a queda nos lucros ao nível da EDP Brasil foi mais do que compensada pelo aumento do resultado líquido ao nível da EDP Renováveis e também o impacto da venda de interesses não controláveis em parques eólicos à Borealis no 4T12.

Em suma, o **lucro líquido atribuível a accionistas da EDP** reduziu 1% para €335M no 1T13.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	11	8	36%	+3
Liberalizado (P. Ibérica)	139	86	62%	+53
Redes reguladas (P. Ibérica)	71	82	-12%	-10
Eólico & Solar	(53)	55	-	-108
Brasil	70	89	-21%	-19
Outros	7	6	21%	+1
Grupo EDP	245	325	-25%	-80
Expansão	129	189	-32%	-61
Manutenção	116	136	-15%	-20

1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T12
8	10	11	15	11	-	-	-
86	122	156	161	139	-	-	-
82	103	80	139	71	-	-	-
55	54	154	343	(53)	-	-	-
89	70	95	135	70	-	-	-
6	6	12	20	7	-	-	-
325	365	507	813	245	-	-	-
189	213	350	567	129	-	-	-
136	152	158	246	116	-	-	-



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 1T13	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.468	123	917
Eólico (2)	86	8	333
Carvão Brasil	180	17	358
Hídrica Brasil	592	32	194
Total	2.326	180	1.802

O investimento operacional consolidado totalizou €245M no 1T13, menos 25% em relação ao período homólogo. De notar que em Jan-13, a EDP Renováveis ('EDPR') recebeu um 'cash-grant' (subsídio ao investimento) de €91M relativo ao parque eólico de Marble River nos EUA (concluído no 4T12), o que explica o valor negativo de investimento da EDPR no 1T13. Excluindo este impacto, o investimento operacional subiu 3%, para €336M no 1T13, devido a um aumento de 16% do investimento de expansão, fruto de um investimento superior nas actividades liberalizadas (novas hídricas em Portugal). O investimento de manutenção caiu 15%, para €116M no 1T13, devido a menores necessidades de investimento nas redes reguladas na Península Ibérica e a uma alteração regulatória/legal que se traduziu num aumento dos subsídios ao investimento na actividade de distribuição no Brasil.

O investimento em **nova capacidade hídrica em Portugal** totalizou €134M no 1T13, maioritariamente alocado aos trabalhos em curso de construção/repotenciação de 5 projectos hídricos: €123M em 1.468MW de capacidade com arranque previsto em 2014/16 – 2 repotenciações (963MW) e 3 novas barragens (505MW).

O investimento em **nova capacidade eólica e solar**, ao nível da EDPR, totalizou -€53M, ou €38M excluindo o 'cash-grant' de €91M recebido em Jan-13, tendo sido maioritariamente alocado à capacidade adicionada no 1T13 (+76MW na Polónia) e aos 86MW de capacidade em construção: 54MW na Polónia, 28MW na Roménia e 4MW em Portugal.

Principais Investimentos Líquidos (€ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	25	23	9%	+2
Perímetro consolidação EDPR	22	2	-	+19
Projecto hídrico Jari (Brasil)	-	19	-	-19
Outros	3	1	134%	+2
Desinvestimentos	256	0	-	+256
Perímetro consolidação EDPR	0	0	-4%	-0
Activos de gás (Espanha)	245	-	-	+245
Outros	11	0	-	+11
Total	(231)	23	-	-254

No **Brasil**, o investimento totalizou €70M no 1T13, dos quais: i) €17M foram investidos em Pecém I, uma central a carvão de 360MW, cujo 1º grupo entrou em operação em Dez-12, enquanto o 2º grupo (€358M já investidos) iniciou em Fev-13 a sincronização com o sistema eléctrico; e ii) €32M foram investidos em novas hídricas, a grande maioria em Jari (373MW com entrada em operação prevista para 2015).

Os **desinvestimentos líquidos** perfizeram um total de €231M no 1T13. Os desinvestimentos incluem: i) €245M relativos à venda dos nossos activos de transmissão de gás em Espanha, que se traduziu num ganho de €56M no 1T13; e ii) €10M relativos à venda de uma participação de 82% na Soporgen, uma unidade de cogeração em Portugal, que se traduziu num ganho de €2M no 1T13.

Em síntese, a EDP investiu até agora €1,8MM em 2,3GW de nova capacidade de produção em construção. Em perspectiva, a EDP planeia um investimento operacional total de c€2,0MM em 2013.

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.072	1.003	7%	+68
Imposto corrente	(115)	(54)	-112%	-61
Juros financeiros líquidos	(195)	(172)	-13%	-22
Resultados de associadas e dividendos	8	5	52%	+3
Outros ajustamentos	(26)	(24)	-7%	-2
FFO	744	758	-2%	-14
Juros financeiros líquidos	195	172	13%	+22
Resultados e dividendos de associadas	(8)	(5)	-52%	-3
Investimento em fundo de maneo	(102)	(142)	28%	+40
Défice e desvios tarifários	(292)	(228)	-28%	-63
Outros	189	86	120%	+103
Fluxo das Actividades Operacionais	829	782	6%	+46
Investimento operacional de expansão	(129)	(189)	32%	+61
Investimento operacional em benfeitorias	(116)	(136)	15%	+20
Var. de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(357)	(390)	8%	+33
Cash Flow Operacional Líquido	227	68	235%	+159
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	231	(23)	-	+254
Juros financeiros líquidos pagos	(246)	(225)	-10%	-22
Dividendos recebidos	0	0	-	+0
Dividendos pagos	(3)	(4)	4%	+0
Recebimentos/(pagamentos) de parceiros instit. nos EUA	(11)	(3)	-273%	-8
Variações cambiais	(182)	113	-	-295
Outras variações não operacionais	86	118	-27%	-32
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	100	44	127%	+56

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	3.803	3.955	-4%	-152
Recebimentos por securitização dos ajust. tarifários	174	168	4%	+7
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(3.165)	(3.381)	6%	+216
Pagamentos de rendas de concessão e outros	40	42	-5%	-2
Fluxo gerado pelas operações	853	784	9%	+69
Receb./ (pagamentos) de imposto sobre o rendimento	(24)	(2)	-	-22
Fluxo das Actividades Operacionais	829	782	6%	+46
Fluxo das Actividades de Investimento	(447)	(713)	37%	+266
Fluxo das Actividades de Financiamento	(633)	109	-	-742
Varição de caixa e seus equivalentes	(251)	179	-	-431
Efeito das diferenças de câmbio	16	(2)	-	+18

O FFO caiu 2% no período para €744M no 1T13, reflectindo: i) um aumento de €61M do imposto corrente, essencialmente explicada por um aumento dos resultados obtidos; e ii) a um aumento de €22M dos juros financeiros líquidos devido a um aumento da dívida líquida média (+€1,1MM) e a uma subida de 10pb do custo médio da dívida (4,2% no 1T13); que mais do que compensaram o aumento de 7% do EBITDA.

O fluxo das actividades operacionais aumentou 6% para €829M no 1T13. De notar que no 1T13, esta rubrica reflecte o impacto negativo de um aumento líquido de €292M nos recebimentos futuros da actividade regulada: i) +€392M estão relacionados com as nossas actividades reguladas em Portugal; e ii) -€100M estão relacionados com as nossas actividades em Espanha, incluindo €174M de activos da actividade regulada a receber no futuro securitizados no 1T13. Os outros investimentos em fundo de maneo beneficiaram essencialmente de uma redução trimestral da rubrica de inventários de carvão.

O investimento operacional de expansão caiu 32%, ou €61M, para €129M no 1T13, devido ao recebimento de um 'cash-grant' de €91M pela EDP Renováveis ('EDPR') nos EUA. De notar que a **variação de fundo de maneo de fornecedores de imobilizado** está maioritariamente relacionada com as actividades de construção e desenvolvimento de projectos de energia renovável ao nível da EDPR.

Os desinvestimentos (líquidos) totalizaram €231M no 1T13, reflectindo essencialmente a venda dos nossos activos de transmissão de gás em Espanha por €245M.

O impacto negativo de €182M na dívida líquida relativo a **variações cambiais** reflecte essencialmente o impacto da apreciação de 5% do Real Brasileiro face ao Euro, bem como da apreciação de 3% do Dólar Americano face ao Euro, entre Dez-12 e Mar-13.

Em conclusão, a **dívida líquida** diminuiu €0,1MM vs. Dez-12 para €18,1MM a Mar-13.

Importa ainda referir que, em Abr/Mai-13, a EDP encaixou €225M relativos à securitização de recebimentos futuros da actividade regulada em Portugal e em Espanha (€150M de Portugal e €75M de Espanha). Adicionalmente, na Assembleia Geral Anual ocorrida a 6 de Maio de 2013, os accionistas da EDP aprovaram o pagamento de um dividendo no montante de €676M (€0,185/acção), igual ao do ano anterior, a pagar no dia 23 de Maio de 2013. Finalmente, no 2T13, a EDP espera receber os €359M relativos à venda à CTG de uma participação minoritária de 49% do capital social, e de 25% dos suprimentos existentes, na EDPR Portugal. No âmbito da parceria estratégica existente, a CTG acordou investir um total de €2,0MM até 2015 na compra de participações minoritárias (incluindo co-investimento) em capacidade renovável.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Mar. vs. Dez.		
	Mar-13	Dez-12	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	21.157	20.905	251
Activos intangíveis	6.579	6.542	37
Goodwill	3.322	3.318	3
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	367	587	-220
Impostos, correntes e diferidos	675	776	-101
Inventários	299	378	-79
Clientes, líquido	2.560	2.377	183
Outros activos, líquido	5.988	5.620	368
Depósitos colaterais	463	428	34
Caixa e equivalentes de caixa	1.460	1.695	-236
Total do Activo	42.869	42.628	241
Capital Próprio (€ M)	Mar-13	Dez-12	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.564	8.192	372
Interesses não controláveis	3.368	3.239	128
Total do Capital Próprio	11.932	11.432	500
Passivo (€M)	Mar-13	Dez-12	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	20.134	20.523	-389
<i>Médio e longo prazo</i>	<i>16.339</i>	<i>16.716</i>	<i>-376</i>
<i>Curto prazo</i>	<i>3.795</i>	<i>3.808</i>	<i>-13</i>
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.927	1.933	-7
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.699	1.680	19
Provisões	386	383	3
Impostos, correntes e diferidos	1.428	1.320	109
Outros passivos, líquido	5.363	5.357	6
Total do Passivo	30.937	31.196	-259
Total do Capital Próprio e Passivo	42.869	42.628	241
Benefícios aos Empregados (€M)	Mar-13	Dez-12	Δ Abs.
Pensões (3)	912	939	-27
Actos médicos e outros	1.015	994	21
Benefícios aos Empregados	1.927	1.933	-7
Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Mar-13	Dez-12	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.699	1.680	19
(-) Proveitos diferidos	749	738	11
Passivo com Investidores Institucionais	950	942	8
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Mar-13	Dez-12	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (1)	1.976	1.543	432
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	613	654	-40
Espanha (2)	324	424	-100
Brasil (4)	110	89	21
Receb. Futuros da Actividade Regulada	3.023	2.710	313

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €0,3MM vs. Dez-12 para €27,7MM a Mar-13, reflectindo: i) +€0,3MM de investimento operacional no período; ii) -€0,4MM de amortizações no mesmo período; e iii) um impacto líquido de +€0,3MM ligado à apreciação do Real Brasileiro (+5%) e do Dólar Americano (+3%), bem como à depreciação do Zloty Polaco (-3%) face ao Euro. A Mar-13, existiam €3.5MM de imobilizado em curso (13% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda** totalizava €367M a Mar-13, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras na ENEOP (40%), CEM (21%), REN (3,5%) e BCP (2,0%). De notar que a Dez-12, esta rubrica incluía €0,2MM relativos à nossa rede de transmissão de gás em Espanha (vendida em Fev-13).

Os **impostos activos e passivos, correntes e diferidos**, caíram €0,2MM vs. Dez-12, na sequência de uma redução dos montantes de impostos a receber bem como a um aumento dos montantes a pagar relativos aos impostos sobre o valor acrescentado (IVA) e sobre o rendimento colectivo (IRC).

A observada evolução da rubrica de **clientes (líquidos)** reflecte um aumento dos montantes a receber na nossa subsidiária Brasileira, EDP Brasil, bem como a um aumento dos montantes a receber na nossa subsidiária Espanhola essencialmente por parte de contrapartes nos mercados grossistas.

O montante de **outros activos (líquidos)** subiu €0,4MM vs. Dez-12 para €6,0MM a Mar-13, reflexo de um aumento do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Portugal (+€0,4MM).

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** subiu €0,3MM para €3,0MM a Mar-13, reflectindo: i) um aumento de €392M do montante originado em Portugal; ii) uma redução de €100M do montante proveniente de Espanha; e iii) um aumento de €21M do montante originado pela nossa actividade no Brasil, devido essencialmente ao aumento do custo médio de aquisição de energia.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram 0,4MM para €8,6MM a Mar-13, reflectindo €335M de resultado líquido gerado no período, e um impacto positivo de €38M em reservas consequência das variações cambiais.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) manteve-se estável nos €1,9MM a Mar-13 – de notar que mais de 70% destes passivos estão relacionados com as actividades reguladas de distribuição e comercialização de electricidade em Portugal, pelo que a maioria dos mesmos deverá fazer parte da base de custos regulada no momento do pagamento.

O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, aumentou para €950M a Mar-13 (vs. €942M a Dez-12) devido à apreciação do Dólar Americano entre Dez-12 e Mar-13 (em Dólares, o passivo relativo a parcerias institucionais teria diminuído USD27M). De notar que o referido montante está ajustado de proveitos diferidos, relacionados com os benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais e ainda por reconhecer na Demonstração de Resultados.

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

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

(3) Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPD (recuperados na tarifa);

(4) Brasil: os recebimentos futuros da actividade regulada não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo.

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)

	Mar-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.865	17.419	-3%	-553
EDP Produção + HC Energia + Portgás	232	238	-2%	-6
EDP Renováveis	941	912	3%	28
EDP Brasil	1.763	1.508	17%	255

Dívida Financeira Nominal

	Mar-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
Juros da dívida a liquidar	262	332	-21%	-69
"Fair Value"(cobertura dívida)	71	115	-39%	-45
Derivados associados com dívida (2)	(78)	(166)	53%	88
Depósitos colaterais associados com dívida	(463)	(428)	-	-34

Dívida Financeira

	Mar-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira	19.593	19.929	-2%	-336
Caixa e Equivalentes	1.460	1.695	-14%	-236
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	790	1.238	-36%	-447
EDP Renováveis	301	246	23%	55
EDP Brasil	368	212	74%	156
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	1	0	-	0

Dívida Líquida do Grupo EDP

	Mar-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
Dívida Líquida do Grupo EDP	18.133	18.233	-1%	-100

Linhas de Crédito em Mar-13 (€M)

	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	1.900	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	183	8	183	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	300	2	300	Renovável
Total Credit Lines	2.483		2.383	

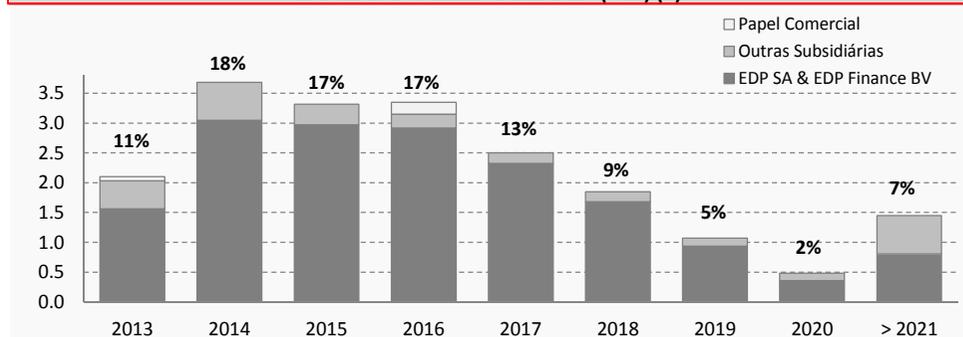
Ratings da Dívida

	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Stable/B	Ba1/Neg/NP	BBB-/Neg/F3
Último Relatório de Rating	22-03-2013	16-02-2012	02-08-2012

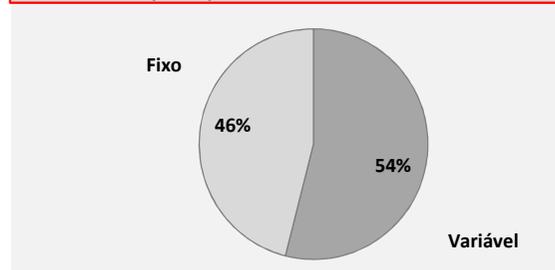
Rácios de Dívida

	Mar-13	Dez-12
Dívida Líquida / EBITDA	4,2x	5,0x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	3,5x	4,3x

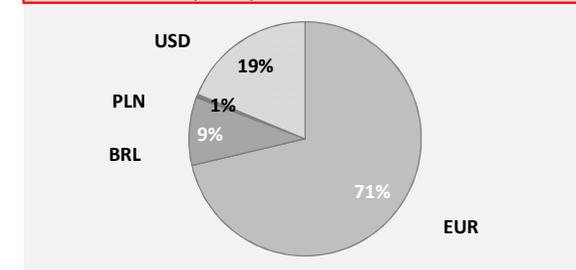
Maturidade da Dívida a Mar-13 (€ M) (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Mar-13 (1)



Dívida por Tipo de moeda - Mar-13 (1)



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da "holding" (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), através do mercado obrigacionista (público e privado) e de empréstimos bancários. Os investimentos e operações são financiados em moeda local para mitigar o risco cambial. A EDP Brasil autofinancia-se em moeda local e fundamentalmente sem recurso à EDP S.A. Outros financiamentos externos consistem essencialmente em estruturas de "project finance", maioritariamente realizadas por subsidiárias da EDP Renováveis ("EDPR"). A nossa dívida em USD é utilizada no financiamento de investimentos eólicos da EDPR nos EUA, sendo emitida ao nível da EDP S.A. e EDP Finance B.V. e depois emprestada internamente. A estratégia de financiamento da EDP visa manter o acesso a fontes diversificadas e garantir as necessidades de financiamento com 12 a 24 meses de antecedência. A EDP visa uma melhoria constante do fluxo de caixa gerado e dos seus rácios de crédito nos próximos anos. Em Mar-13, a S&P confirmou a notação de 'rating' de longo prazo da EDP em 'BB+' e reviu o 'outlook' de 'negativo' para 'estável' para reflectir uma estimativa de melhoria gradual dos rácios de crédito da EDP nos próximos 12 a 18 meses.

Em Jan-13, a EDP assinou um financiamento a 5 anos de €1,6MM com um conjunto de 16 bancos, a uma taxa de juro Euribor 3M + 400pb. Uma primeira parcela de €955M deste novo financiamento foi maioritariamente utilizada no pagamento antecipado de um financiamento de €925M na modalidade 'revolving' com vencimento em Abr-13, e os remanescentes €645M serão utilizados para refinarar outro financiamento de €1,1MM na modalidade 'revolving' a ser pago na data de vencimento em Nov-13. Em Mar-13, a EDP reembolsou uma emissão de €150M que pagava uma margem de 150pb acima da Euribor 6M.

Em Dez-12, no âmbito da parceria estratégica com a CTG, a EDPR acordou a venda de uma participação minoritária na EDPR Portugal por €359M (com conclusão esperada para o 2T13). A parceria da EDP com a CTG inclui: i) um compromisso de financiamento por parte do China Development Bank, num montante de €2,0MM, dos quais €1,0MM já foram utilizados em Ago-12 (@ Euribor 6M + 480pb; 5 anos de maturidade); e ii) o investimento de €2MM (incluindo co-financiamento) por parte da CTG na compra de participações minoritárias em energia renovável em 2012-2015.

A Mar-13, a maturidade média da dívida era de 4,0 anos. O peso taxa fixa na dívida do Grupo subiu de 44% a Dez-12 para 46% a Mar-13. No final de Mar-13, o montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €4,5MM, incluindo os restantes €645M provenientes do mencionado financiamento em modalidade 'revolving' assinado em Jan-13. Esta posição de liquidez acrescida de €225M recebidos em Abr/Mai-13 através da securitização de recebimentos futuros das actividades reguladas em Portugal e Espanha, permitirá à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2014. Considerando os remanescentes €3MM provenientes da execução do acordo de parceria com a CTG (€359M já acordados), a posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até final de 2015.

(1) Valor Nominal;

(2) Derivados relacionados com net investment e fair-value de cobertura de dívida;



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T13	1T12	Δ%	1T13	1T12	Δ%	1T13	1T12	Δ%
Hidroeléctrica	4,6	1,2	297%	10,3	4,1	151%	14,9	5,3	184%
Nuclear	-	-	-	14,9	16,5	-10%	14,9	16,5	-10%
Carvão	2,3	3,3	-29%	7,0	15,9	-56%	9,3	19,2	-51%
CCGT	0,4	2,1	-80%	6,2	11,5	-46%	6,7	13,6	-51%
Fuel/gas/diesel	0,0	0,0	-95%	-	-	-	0,0	0,0	-95%
Auto-consumo (-) Bombagem	-	-	-	(1,4)	(2,1)	-33%	(1,4)	(2,1)	-33%
Regime Convencional	7,0	6,2	12%	34,7	44,6	-22%	41,7	50,8	-18%
Eólica	3,8	2,4	60%	17,6	12,5	41%	21,3	14,8	44%
Outras	2,9	2,2	31%	14,0	13,2	6%	16,9	15,4	10%
Regime Especial	6,6	4,5	46%	31,6	25,7	23%	38,2	30,2	26%
Importação/(exportação)	(0,8)	2,4	-	(1,7)	(2,8)	-39%	(2,5)	(0,5)	417%
Consumo Referido à Emissão	12,8	13,1	-2,3%	64,6	67,5	-4,3%	77,4	80,6	-4,0%
Corrigido temperatura, dias úteis			-0,3%			-3,5%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T13	1T12	Δ%	1T13	1T12	Δ%	1T13	1T12	Δ%
Procura convencional	11,3	10,0	13%	85,1	85,9	-1%	96,3	95,9	0%
Procura para produção electricidade	0,9	4,4	-78%	14,1	24,8	-43%	15,0	29,2	-49%
Procura Total	12,2	14,4	-15%	99,1	110,7	-10%	111,4	125,1	-11%

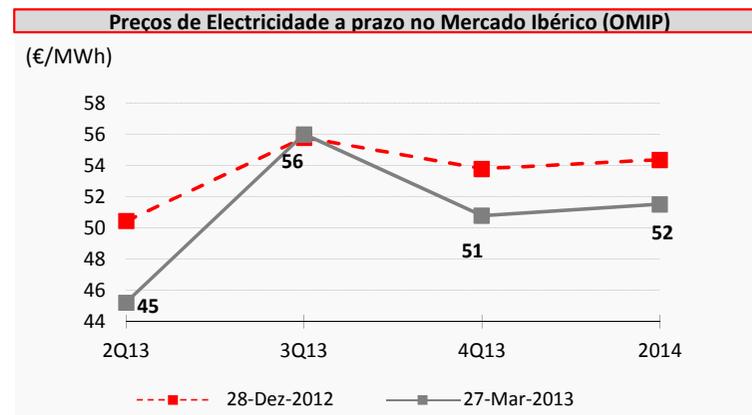
A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) caiu 4,0% no 1T13. Em Espanha (83% da P.I.), a procura recuou 4,3% no 1T13 (-3,5% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), devido à queda da produção industrial. Em Portugal (17% da P.I.), a procura desceu 2,3% (0,3% ajustada), suportada principalmente pelo segmento residencial.

A capacidade instalada na P. I. subiu 1% (+1,3GW) no 1T13, no seguimento de um aumento de 1,8GW em Espanha (sobretudo através do solar, cogeração e eólica) e de uma redução de 0,5GW em Portugal (dado que o encerramento de capacidade a fuelóleo e cogeração compensou as adições de capacidade hídrica e eólica). Uma vez que o consumo referido à emissão caiu 3,2TWh no 1T13 vs 1T12 e dado ainda os elevados recursos hídricos e eólicos, a procura residual térmica diminuiu 16,8TWh com a produção baseada em carvão e gás a cair c50% no período homólogo. A produção eólica e também a produção hídrica líquida de bombagem cresceu 6,5TWh e 8,5TWh respectivamente, reflectindo não só aumentos de capacidade mas principalmente o tempo ventoso e húmido que se fez sentir na P.I. no 1T13 vs condições particularmente desfavoráveis para a produção eólica e hídrica no 1T12: coeficiente de hidraulicidade na P.I. acima de 1,23 no 1T13 vs 0,19 no 1T12 e coeficiente de eolicidade em Portugal de 1,36 no 1T13 vs 0,86 no 1T12. A produção nuclear reduziu 10% devido aos trabalhos iniciais de descomissionamento da central de Garoña e também paragens em algumas centrais. Portugal e a P.I. como um todo melhoraram a sua posição exportadora líquida em respectivamente 3,1TWh e 2TWh, fruto do tempo chuvoso e também de preços de electricidade mais elevados em França.

O preço médio à vista em Espanha foi 20% menor no 1T13 vs 1T12, fixando-se em €40,3/MWh, sendo €2,2/MWh superior à média de Portugal devido a um mix de produção mais barato neste último no seguimento do tempo húmido. O preço à vista em Espanha desceu 7% no 1T13 face ao 4T12, reflexo de recursos hídricos e eólicos mais elevados e também devido a preços mais reduzidos de carvão e de CO₂. O preço médio de CO₂ recuou 40%, para €4,6/ton no 1T13. O preço médio final da electricidade em Espanha desceu 12%, superando em €15/MWh o preço da pool fruto da contribuição de mercados de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

O consumo de gás na P.I. recuou 11% no 1T13 vs 1T12, dado que um consumo reduzido de centrais a gás, devido a fracos níveis de utilização, mais do que compensou os 0,5% de aumento na procura convencional sobretudo em Portugal.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1T13	1T12	Δ%
Hídrica	22,1	21,7	2%
Nuclear	7,5	7,5	-
Carvão	12,1	12,5	-4%
CCGT	28,8	28,7	0%
Fuel/gas/diesel	1,0	2,2	-56%
Regime Convencional	71,4	72,5	-2%
Eólica	27,0	25,9	5%
PRE's (outras)	20,1	18,8	7%
Regime Especial	47,1	44,6	6%
Total	118,5	117,1	1%



Factores Chave	1T13	1T12	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,25	0,19	558%
Espanha	1,23	0,19	547%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,36	0,86	58%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	38,2	52,0	-27%
Espanha	40,3	50,6	-20%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	55,2	62,9	-12%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	4,6	7,7	-40%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	86,4	100,8	-14%
Gás NBP, €/MWh (1)	29,7	24,1	23%
Brent, USD/Barril (1)	112,6	118,5	-5%
EUR/USD (1)	1,32	1,31	1%

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



DR Operacional (€ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	252	311	-19%	-59
Receitas no mercado (i)	248	200	24%	+48
Desvio anual (ii)	71	178	-60%	-107
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(67)	(67)	-0%	-0
Custos Directos: CAE/CMEC	63	92	-31%	-29
Carvão	47	77	-39%	-30
Fuel	1	1	-33%	-0
CO2 e outros custos (líquidos)	15	14	9%	+1
Margem Bruta CAE/CMEC	189	219	-14%	-30
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	16	18	-10%	-2
Mini-hídricas	26	4	617%	+22
Margem Bruta Regime Especial	42	22	93%	+20
Custos Operacionais Líquidos (1)	36	44	-19%	-8
EBITDA	196	197	-1%	-1
Amortizações & provisões líquidas	43	48	-11%	-5
EBIT	153	149	2%	+4
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	3	(3)	-	+6
Empregados (#)	1.257	1.325	-5%	-68

CAE/CMEC: Dados-chave	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,05	1,05	0%	+0,0
Térmica	1,05	1,09	-3%	-0,0
Capacidade Instalada (MW)	5.274	6.221	-15%	-946
Hídrica (3)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	-	946	-	-946

Regime Especial: Dados-chave	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	623	561	11%	+62
Mini-hídricas Portugal	268	41	549%	+226
Térmica em Portugal	182	301	-40%	-120
Térmica em Espanha	174	219	-20%	-45
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	97	87	11%	+10
Térmica em Portugal	30	33	-9%	-3
Térmica em Espanha	64	39	64%	+25

Investimento Operacional (€M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	10	7	55%	+4
Recorrente - Hídricas	4	5	-5%	-0
Recorrente - Térmicas	5	1	249%	+4
Não recorrentes (ambiental)	0	0	52%	+0
Regime Especial	1	1	-52%	-1
Expansão	-	0	-	-0
Manutenção	1	1	-52%	-1
Total	11	8	36%	+3

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 1% para €196M no 1T13, dado que uma produção mini-hídrica mais elevada justificada pelo tempo chuvoso no 1T13 vs um 1T12 muito seco foi mais do que compensado pelo fim do CAE da central a fuelóleo de Setúbal em Dez-12 (EBITDA: +€25M em 1T12) e menores resultados com CO₂ (-€5M)

A margem bruta de CAE/CMEC desceu €30M no 1T13 para €189M, reflexo sobretudo do fim do CAE de Setúbal em Dez-12 (€28M no 1T12) e ainda de perdas com CO₂ devido à queda do preço de mercado do CO₂ (-€4M no 1T13 vs +€1M no 1T12).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ("revisibilidade") ascendeu a €71M no 1T13, fruto essencialmente dos reduzidos preços à vista no 1T13. Este valor será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal. As centrais hídricas registaram um desvio de €51M no 1T13, fruto de (i) uma produção 7% abaixo da referência do CMEC, dado que uma parte significativa dos recursos hídricos estavam ainda dentro dos reservatórios em Mar-13 (os níveis dos reservatórios aumentaram para 88%) e de (ii) um preço médio realizado 22% abaixo da referência dos CMEC. O desvio gerado nas centrais térmicas no 1T13 ascendeu a €20M devido ao efeito conjugado de uma produção 16% abaixo da referência dos CMEC e uma margem média unitária 5% menor que a referência dos CMEC.

Em Mai-12, o Governo Português anunciou um pacote de medidas para o sector energético, incluindo o acordo com a EDP no sentido de um ajustamento da taxa de juro aplicável à repercussão tarifária do montante anual da parcela fixa dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), no valor médio, para o período 2013 a 2027, de aproximadamente €13M/ano, o que corresponde a €120M em valor actual. Este impacto está a ser contabilizado ao nível dos resultados financeiros.

A margem bruta no regime especial subiu €20M, para €42M no 1T13, beneficiando de um aumento de 6,5x na produção mini-hídrica o que mais do que compensou a redução na térmica no seguimento da venda da central de cogeração de 67MW da Soporgen em Jan-13 (€5M de margem bruta no 1T12; €12M de EBITDA em 2012). Em Fev-12 o Governo Espanhol publicou uma ordem ministerial que actualizou as tarifas do regime especial para o 2S12. Esta actualização (+€2M) foi contabilizada no 1T13 o que justifica o forte aumento na margem bruta média por MWh.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ desceram 19% (-€8M), para €36M no 1T13, decorrente de um custo não recorrente no 1T12 (€5M) e também um ganho de €2M no 1T13 com a venda da Soporgen, o que mais do que compensou o impacto da aplicação dos impostos sobre a produção em Espanha (€3M no 1T13). As amortizações líquidas e provisões caíram €5M, reflectindo o descomissionamento de Setúbal e a venda da Soporgen. O investimento operacional na produção contratada de L.P. foi 100% dedicado a manutenção e ascendeu a €11M.

NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

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

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

(i) Receitas em Mercado, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;

(ii) Desvio Anual ("revisibilidade"), equivalente à diferença entre os pressupostos iniciais dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados. Este desvio é pago/recebido através das tarifas até dois anos após a ocorrência.

(iii) Acréscimo de proveitos CAE/CMEC, reflectindo as diferenças no período, em termos de cash-flow, entre CAE e CMEC, conforme assumido no início do sistema (Julho de 2007).

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

(2) Inclui €9M de ganhos realizados em 1T13 (vs. Perdas de €3M em 1T12);

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

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	246	194	27%	+52
Produção de electricidade	177	110	61%	+67
Portugal	52	25	103%	+26
Espanha	124	85	46%	+39
Ajustamentos	1	(0)	-	+2
Comercialização de electricidade	66	75	-12%	-9
Comercialização de gás	7	16	-56%	-9
Ajustamentos	(4)	(7)	-39%	+3
Custos Operacionais Líquidos (1)	134	99	35%	+35
EBITDA	112	95	18%	+17
Provisões	0	(3)	-	+3
Depreciações e amortizações líquidas	59	65	-10%	-6
EBIT	53	33	61%	+20

Performance Electricidade	1T13	1T12	Δ%	1T13	1T12	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade (4)	3.387	3.466	-2%	29,6	42,9	-31%
Compras de Electricidade	8.089	8.335	-3%	48,1	56,8	-15%
Fontes de Electricidade	11.477	11.801	-3%	42,7	52,7	-19%

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	576	305	89%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	7.791	7.781	0%	62,4	62,0	1%
Mercado Grossista	3.110	3.715	-16%	70,6	67,4	5%
Destinos de Electricidade	11.477	11.801	-3%	61,5	62,1	-1%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1T13	1T12	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	18,8	9,4	100%	+9
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	(2,6)	(0,6)	-349%	-2
Margem Unitária (€/MWh)	16,2	8,8	84%	+7
Volume Total (TWh)	11,5	11,8	-3%	-0
Fontes & Destinos Electricidade	186	104	79%	+82
Serviços Comerciais Partilhados (6)	52	41	27%	+11
Outros (7)	5	40	-87%	-35
Total	243,4	185,0	32%	+58

Destinos de Gás (TWh)	1T13	1T12	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	1,8	3,5	-47%	-2
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre (8)	8,5	9,4	-10%	-1
Total	10,3	12,8	-20%	-3

O EBITDA das actividades liberalizadas cresceu 18%, para €112M no 1T13, suportado por (i) volumes hídricos da EDP superiores a 4x no seguimento de tempo chuvoso no 1T13 vs tempo seco no 1T12 e pelo início das operações de nova capacidade hídrica em Portugal no período, o que propiciou a descida em 31% no custo médio da produção; (ii) queda de 15% nos custos médios de compras de electricidade nos mercados grossistas devido a uma gestão de energia adequada e a condições climáticas distintas no 1T13 vs 1T12; (iii) volumes e preços médios de venda a clientes na Pen. Ibérica estáveis; (iv) deterioração da rentabilidade das centrais térmicas (devido a reduzidos níveis de utilização e a custos de produção mais elevados) e (v) não recebimento de garantia de potência em Portugal no 1T13 vs €11M no 1T12 e novos impostos sobre a produção em Espanha no valor de €19M no 1T13.

A margem bruta no negócio de electricidade aumentou 32% no 1T13 vs 1T12 para €243M devido a um aumento na margem média unitária que subiu de €8,8/MWh no 1T12 para €16,2/MWh no 1T13.

Margens (2)(3): A margem média alcançada melhorou em €7/MWh para €16,2/MWh no 1T13. O custo médio da electricidade vendida desceu 19% no seguimento dos efeitos conjugados de custos de produção mais reduzidos (-31%) devido à maior produção hídrica e de compras de electricidade mais baratas (-15%). O preço médio da electricidade vendida desceu 1% no 1T13 vs 1T12 reflectindo o aumento do peso de volumes vendidos a clientes no retalho, a um preço mais baixo em comparação com os mercados grossistas. O preço médio de venda nos mercados grossistas subiu 5% devido ao aumento das vendas nos mercados complementares.

Volumes: O volume vendido desceu 3% no 1T13 vs 1T12 para 11.5TWh, resultado de uma queda de 16% nas vendas nos mercados grossistas e de volumes vendidos a clientes retalhistas estáveis. A nossa produção satisfaz 30% do total das necessidades das unidades de comercialização, reflectindo uma descida de 2% na produção (líquida de bombagem) com uma alteração importante ao nível do mix de produção (a hídrica contribuiu com 44% do total da produção no 1T13 vs 11% no 1T12)

O nosso abastecimento de gás no 1T13 baseou-se num portfólio anual de 4,2bcm afecto a contratos de longo prazo, cuja flexibilidade tem sido melhorada através de diversas renegociações de contratos (com redução de limites take-or-pay). Ao invés de utilizar os volumes disponíveis apenas para a produção de electricidade ou venda a clientes finais no mercado livre, a EDP tem optado, em conjunto com a maioria dos seus fornecedores de gás, a desviar uma parte dos volumes de gás de take-or-pay para os mercados internacionais de GNL, onde os preços são significativamente mais elevados. Assim, o nosso consumo de gás caiu 20% para 10TWh (0,9bcm) no 1T13, fruto de uma queda de 47% no consumo de gás nas nossas centrais de ciclo combinado e também de uma redução de 10% nos volumes vendidos a clientes.

A EDP está a adaptar a sua estratégia de 'coberturas' às actuais condições de mercado, fazendo uso da flexibilidade proporcionada pela gestão integrada de operações de electricidade e gás no mercado ibérico. Assim, a EDP favoreceu vendas de gás em mercados grossistas, tendo já assegurado margens para praticamente 90% do montante de gás comprometido em 2013. Adicionalmente, a EDP fechou posição para 100% da produção a carvão esperada em 2013. Paralelamente, a EDP contratou com clientes 26TWh de vendas de electricidade para 2013.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Inclui custos com combustíveis, custos com CO2 líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema; (3) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema; (4) Líquida de bombagem; (5) Inclui resultados de cobertura de electricidade;

(6) Inclui as empresas de serviços comerciais partilhados na P. Ibérica; (7) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros; (8) Excluindo vendas às nossas unidades de cogeração; Inclui vendas em mercados grossistas.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T13	1T12	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	177	110	61%	+67
Portugal	52	25	103%	+26
Espanha	124	85	46%	+39
Ajustamentos	1	(0)	-	+2
Fornecimentos e serviços externos	16	17	-6%	-1
Custos com pessoal	12	11	14%	+1
Custos com benefícios sociais	0	0	54%	+0
Outros custos operacionais (liq.)	29	12	130%	+16
Custos Operacionais Líquidos (1)	57	40	42%	+17
EBITDA	120	70	72%	+51
Provisões	0	0	15%	+0
Deprec. e amortizações líquidas	55	59	-7%	-4
EBIT	65	11	520%	+55
Empregados (#)	645	656	-2%	-11

Dados-chave	1T13	1T12	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	3.620	3.544	2%	+77
CCGT	337	973	-65%	-636
Carvão	1.371	1.846	-26%	-475
Hidroeléctrica	1.581	390	305%	+1.191
Nuclear	331	335	-1%	-4
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	27,7	41,9	-34%	-14,2
CCGT	117,8	80,6	46%	+37,3
Carvão	39,4	35,4	11%	+4,0
Hidroeléctrica	3,3	9,2	-64%	-5,9
Nuclear	4,3	3,8	15%	+0,5
Factores de Utilização (%)				
CCGT	4%	12%	-	-8p.p.
Carvão	43%	58%	-	-14p.p.
Hidroeléctrica	46%	13%	-	32p.p.
Nuclear	98%	99%	-	0p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	1,8	2,6	-28%	-0,7
Licenças gratuitas (3)	0,0	2,6	-	-2,6

Investimento Operacional (€ M)	1T13	1T12	Δ%	Δ Abs.
Expansão	134	78	71%	+55
Hidroeléctrica	134	78	71%	+55
Manutenção	3	7	-61%	-4
Recorrente	3	7	-61%	-4
Total	136	85	61%	+51

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

A **produção** (não ajustada de volumes de bombagem) subiu 2%, para 3,6TWh no 1T13, dado que o forte aumento na produção hídrica (+1,2TWh) superou a queda nos ciclos combinados (-0,6TWh) e no carvão (-0,5TWh). Em Dez-12, arrancou a produção em Alqueva II (257MW), uma repotenciação com bombagem que permitirá melhorar a gestão de recursos hídricos na barragem de Alqueva. O **custo médio de produção** foi 34% mais reduzido no 1T13 face ao 1T12, situando-se nos €28/MWh, reflexo do aumento da produção com tecnologia hídrica mais barata.

Carvão: A **produção** reduziu 26% no 1T13, fruto dos fortes recursos hídricos e eólicos na Pen. Ibérica no período. O **factor médio de utilização** desceu 14p.p. para 43% no 1T13. A nossa central Soto 3 opera ao abrigo do RD 1221/2010 para o carvão nacional: em 13-Fev-13, a Resolução 1736 definiu uma margem contratada em Soto 3 para um volume equivalente a 1,1TWh em 2013. No 1T13 a produção a partir de carvão doméstico foi praticamente nula. O **custo médio da produção** a carvão atingiu os €39/MWh (+11%), devido sobretudo a custos mais elevados de CO₂ uma vez que a partir de 2013 em diante não haverá mais licenças gratuitas.

CCGTs: A **produção** caiu 65% no 1T13, impactada quer por uma procura residual térmica reduzida quer pela baixa competitividade do gás vs o carvão, o que implicou um factor médio de utilização de 4% no 1T13, ou seja, 8p.p. abaixo do 1T12. O **custo médio de produção** atingiu €118/MWh no 1T13, suportado por um custo variável de gás mais alto e também uma menor diluição dos custos fixos de gás.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica foi 4x superior no 1T13 vs 1T12 beneficiando de um tempo húmido e também do aumento de capacidade instalada (Alqueva II). Apesar dos maiores volumes de bombagem (233GWh no 1T13 vs 78GWh no 1T12) o custo médio de produção hídrica baixou 64% para €3,3/MWh devido a maiores volumes produzidos. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio c40% abaixo do preço à vista (vs. c30% no 1T12). A produção nuclear apresentou um factor médio de utilização de 98% no 1T13 sem paragens relevantes.

Em Portugal, foi interrompido o pagamento de garantia de potência a ciclos combinados a partir de 1-Jun-12, introduzindo outros incentivos inferiores após o termo do programa de assistência financeira internacional a Portugal: €11M no 1T12 vs €0M no 1T13. Em Dez-12, o governo espanhol aprovou diversos impostos que visam garantir a sustentabilidade do sector eléctrico, incluindo um imposto de 7% sobre as receitas e diferentes taxas sobre o consumo de gás/carvão, sobre a utilização de recursos hídricos e produção de resíduos nucleares.

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ subiram para €57M no 1T13, reflectindo sobretudo os novos impostos na produção em Espanha (€19M no 1T13). As **amortizações líquidas** caíram €4M para €5M uma vez que os efeitos da expansão de capacidade hídrica em Portugal foram suplantados por menor número de horas de funcionamento nas centrais a carvão.

O **investimento operacional** em produção liberalizada totalizou €136M no 1T13. A maior parte dele (98% do total) foi canalizado para novos projectos hídricos em Portugal. A EDP tem actualmente em construção 5 projectos hídricos (1.468MW): Baixo Sabor e Ribeiradio com arranque previsto no 2S14, Venda Nova III e Salamonde II no 2S15 e Foz-Tua no 2S16.

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

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

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

Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	1T13	1T12	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	25	41	-40%	-17
Fornecimentos e serviços externos	18	17	5%	+1
Custos com pessoal	4	3	7%	+0
Custos com benefícios sociais	0	0	-1%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	8	(5)	-	+13
Custos Operacionais Líquidos (1)	30	16	92%	+14
EBITDA	(5)	26	-	-31
Provisões	-	(1)	-	+1
Depreciações e amortizações líquidas	2	2	11%	+0
EBIT	(7)	25	-	-32

As nossas actividades de fornecimento de electricidade e gás em Portugal e Espanha estão integradas em plataformas únicas de energia, o que permite a existência de uma estrutura comercial ágil e competitiva. As subsidiárias do Grupo EDP que operam neste segmento de negócio têm contratos intra-grupo para abastecimento de electricidade e gás com as nossas áreas de produção e 'trading' de energia e incluem subsidiárias de serviços de back-office comerciais partilhados que fornecem serviços aos nossos comercializadores de último recurso e a outras 'utilities' externas ao Grupo EDP.

Comercialização de Energia em Espanha

Os **volumes de electricidade** vendidos no mercado livre caíram 11% para 4,6TWh no 1T13, enquanto o número de clientes subiu 13%, traduzindo a estratégia da EDP de enfoque nos segmentos mais atractivos. A quota de mercado diminuiu 1pp para 11% no 1T13, com a EDP a manter uma quota na comercialização que é cerca do dobro da quota na produção em Espanha. Os **volumes de gás** vendidos diminuíram 15% para 7,4TWh no 1T13, apesar de um ligeiro aumento de 1% no número de clientes no mesmo período, o que reflecte a nossa política de contratação mais selectiva. A quota de mercado diminuiu de 10% no 1T12 para 7% no 1T13. No 1T13, **os custos operacionais líquidos** aumentaram €14M, devido a um proveito não recorrente de €12M contabilizado no 1T12 ao nível dos outros custos operacionais.

Comercialização de Energia em Portugal

Evolução do Mercado – De acordo com as regras e o processo de liberalização do mercado de electricidade em curso em Portugal, a EDP Serviço Universal (fornecedor de último recurso em Portugal) enviou uma carta aos seus clientes residenciais informando-os que ao escolherem permanecer no mercado regulado após determinadas datas (1 de Julho de 2012 para os clientes com potência contratada superior a 10,35kVA e 1 de Janeiro de 2013 para os clientes com potência contratada abaixo de 10,35kVA – excluindo os consumidores com direito à tarifa social), teriam que pagar uma tarifa transitória superior, sujeita a actualizações trimestrais. O objectivo é o de incentivar os consumidores a passar para o mercado livre. Em conformidade, em Jul-12, o regulador em Portugal introduziu um aumento de 2% nas tarifas reguladas aplicáveis: i) aos clientes residenciais com potência contratada superior a 10,35kVA; e ii) ao clientes não residenciais, aos quais já estava a ser aplicada uma tarifa transitória superior desde 1 de Janeiro de 2011. Tudo isto se traduziu num forte aumento do volume de clientes de electricidade que passaram para o mercado livre no 4T12 e 1T13 tendo o número de clientes no mercado livre duplicado de 742 mil em Set-12 para 1.564 mil em Mar-13.

Os volumes de electricidade fornecidos a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 26% no 1T13 vs 1T12, para 2,9TWh, suportado pelo forte aumento (3,4x) na nossa base de clientes. A quota de mercado no mercado livre subiu 4p.p. de 39% no 1T12 para 43% no 1T13, em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PMEs, mais atractivos. Os **volumes de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal caiu 4% para 1,6TWh no 1T13, derivado de uma procura mais reduzida e de uma forte concorrência no segmento do B2B o que suplantou o aumento dos volumes no segmento B2C, este último devido ao processo de liberalização em curso. O forte aumento da velocidade da liberalização na comercialização de gás conduziu a uma subida no número de clientes de 29 mil em Set-12 para 116 mil em Mar-13. A quota de mercado da EDP caiu 4p.p. para 15% no 1T13 como resultado da estratégia da EDP em focar-se em segmentos mais rentáveis. Os **custos operacionais líquidos** subiram €4M no 1T13 vs 1T12, traduzindo valores mais elevados de fornecimentos e serviços externos nomeadamente com serviços ao cliente ('call center', facturação, entre outros), no seguimento do aumento da base de clientes e crescente processo de liberalização.

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	1T13	1T12	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	46	43	7%	+3
Fornecimentos e serviços externos	33	31	7%	+2
Custos com pessoal	10	11	-1%	-0
Custos com benefícios sociais	1	1	0%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	4	2	127%	+2
Custos Operacionais Líquidos (1)	48	44	9%	+4
EBITDA	(2)	(1)	95%	-1
Provisões	(0)	(3)	-100%	+3
Depreciações e amortizações líquidas	2	4	-54%	-2
EBIT	(4)	(3)	56%	-2

Dados-chave	1T13	1T12	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	4.609	5.195	-11%	-586
Quota de Mercado (%)	11%	12%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	797	703	13%	+93
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	183	205	-11%	-22
Clientes (mil)	269	305	-12%	-36
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	7.357	8.612	-15%	-1.255
Quota Mercado (%)	7%	10%	-	-3p.p.
Clientes (mil)	778	770	1%	+8
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	2.922	2.322	26%	+600
Quota de Mercado (%)	43%	39%	-	4p.p.
Clientes (mil)	1.302	388	235%	+914
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	1.575	1.633	-4%	-58
Quota Mercado (%) (2)	15%	19%	-	-4p.p.
Clientes (mil)	116	6	-	+110
Investimento Operacional (€ M)	3	1	148%	+2
Empregados (#)	1.148	1.146	0%	+2

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operac. (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais).

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

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	379	310	22%	+69
Forn. e serviços externos	61	57	7%	+4
Custos com Pessoal	18	14	30%	+4
Outros custos operac. (líq.)	(27)	(25)	9%	-2
Custos Operacionais Líq. (1)	52	46	13%	+6
EBITDA	327	263	24%	+64
Provisões	-	0	-	-0
Amortizações líquidas	118	114	3%	+4
EBIT	209	149	40%	+60
Result. alienação act. financ.	-	0	-	-0
Resultados financeiros	(65)	(58)	12%	-7
Resultados em associadas	4	2	-	+3
Resultados Antes de Impostos	149	93	60%	+56
Opex Performance	1Q13	1Q12	Δ %	Δ Abs.
Opex/MW Médio (€mil) (4)	14,3	12,6	13%	+2
Empregados (#)	865	813	6%	+52

Dados Gerais	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	7.673	7.157	7%	+515
Europa	3.952	3.652	8%	+300
EUA	3.637	3.422	6%	+215
Brasil	84	84	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	5.755	5.212	10%	+542
Europa	2.874	2.109	36%	+765
EUA	2.829	3.056	-7%	-227
Brasil	52	48	8%	+4
Factor méd. utilização (%)	36%	34%	2p.p.	-
Preço méd. venda (€/MWh)	66,3	60,1	10%	+6
EBITDA (€m)	327	263	24%	+64
Europa	215	159	35%	+56
EUA	115	107	8%	+8
Outros e Ajustamentos	(3)	(2)	39%	-1
EBIT (€m)	209	149	40%	+60
Europa	152	97	56%	+55
EUA	62	56	10%	+6
Outros e Ajustamentos	(5)	(4)	16%	-1
Investim. Operac. (€m) (2)	(53)	55	-	-108
Europa	24	40	-40%	-16
EUA	(78)	14	-	-92
Brasil	0	1	-24%	-0

Dados da Acção	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	3,77	3,73	1%	0
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-
Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	566	720	-21%	-154
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.941	2.777	6%	+164
Dívida Líquida	3.508	3.498	0%	+10
Interesses não controláveis	328	130	153%	+198
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	950	963	-1%	-13
Valor Contabilístico	5.512	5.391	2%	+121
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,28	1,34	4%	0

Resultados Financeiros (€ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(51)	(47)	-8%	-4
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(16)	(17)	8%	+1
Custos capitalizados	4	5	-12%	-1
Diferenças Cambiais (5)	(3)	5	-	-8
Outros	1	(4)	-	+5
Resultados Financeiros	(65)	(58)	-12%	-7

A EDP Renováveis (EDPR) detém e opera os activos eólicos e solares do Grupo EDP e analisa e desenvolve projectos para nova capacidade de energia renovável. Os principais mercados onde opera são Espanha (35% do EBITDA da EDPR no 1T13) e os EUA (34%). Os restantes mercados incluem Portugal (14%), França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil (estes seis representam 17% do EBITDA da EDPR no 1T13).

O EBITDA da EDPR subiu 24% no período (+€64M) para €327M no 1T13, tendo contribuído para o crescimento os mercados na P. Ibérica (+€46M) reflectindo extraordinárias condições eólicas no 1T13 em Portugal e em Espanha. A capacidade instalada aumentou 7% (+515MW) para 7,7GW a Mar-13. O factor médio de utilização aumentou de 34% no 1T12 para 36% no 1T13 e o preço médio de venda subiu 10% para €66,3/MWh, reflectindo um mix de produção diferente com a Europa a representar 50% no 1T13 (vs. 40% no 1T12) e os EUA a representarem 49% (vs. 59% no 1T12). O EBITDA no 1T13 incluiu um **item não-recorrente** relativo à redução de um contrato CAE nos EUA no montante de €14M. Excluindo este impacto, o EBITDA aumentou 19% no período (+€50M).

O EBIT aumentou 40% para €209M. As amortizações líquidas incluem no 1T13 um montante de -€7M relacionado com imparidades em projectos eólicos em desenvolvimento (vs. -€9M no 1T12). Excluindo este impacto e os €14M de alteração do contrato CAE, numa base comparável o EBIT subiu 29% no período (+ €45M).

Os **custos operacionais líquidos** aumentaram 13% devido ao aumento da capacidade média em operação (aumento dos custos com O&M) e a menor capitalização de custos com pessoal como resultado de menores FTEs alocados nas actividades de construção e desenvolvimento. Os outros custos operacionais (líquidos) incluem um novo imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha (€11M) e um ganho de €14M da alteração do contrato CAE referida acima.

O **investimento operacional** totalizou -€53M no 1T13, devido ao recebimento de um crédito fiscal nos EUA (€91M) relativo ao parque eólico de 215 MW adicionado nos EUA no 4T12.

A **dívida líquida da EDPR aumentou para €3,5MM a Mar-13 (+6% vs. Dez-12)**, reflectindo o investimento em nova capacidade, pagamento a fornecedores de imobilizado e ao recebimento de créditos fiscais no montante de €91M nos EUA. A dívida líquida junto de instituições financeiras, essencialmente relacionada com "project finance" na Polónia, Roménia, Brasil e Espanha, representava 16% da dívida líquida da EDPR a Mar-13. Os **passivos relativos a parcerias institucionais** caíram 1% para €950M a Mar-13, reflexo do recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais gerados pelos projectos.

Os **resultados financeiros** subiram 12% para -€65M no 1T13, reflectindo essencialmente, um aumento de 8% dos juros líquidos (+ €4M) e diferenças cambiais negativas (+8M) mesmo considerando uma ligeira queda do custo médio da dívida (5,2% no 1T13 vs. 5,3% no 1T12).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.); (2) Inclui investimento da EDPR SA; (3) Líquido de proveitos diferidos;

(4) Opex excluindo Outros Proveitos Operacionais; Rácio calculado considerando MW médio em operação; (5) No 1T13, as Diferenças Cambiais também incluem Derivados Cambiais, anteriormente em Outros.

EUA	1Q13	1Q12	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3.637	3.422	6%	+215
Em "PTC"	2.123	2.123	-	-
Em "cash grant flip"	500	500	-	-
Em "cash grant"	1.014	799	27%	+215
Factor médio de utilização (%)	36%	41%	-	-5 p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	48,3	45,6	6%	+2,7
Euro/USD - Taxa média do período	1,32	1,31	1%	+0,0
CAE/Coberturas				
Capacidade instalada (MW)	2.952	2.659	11%	+294
Electricidade produzida (GWh)	2.113	2.295	-8%	-182
Preço médio de venda (USD/MWh)	53,9	51,3	5%	+2,6
Mercado				
Capacidade instalada (MW)	684	763	-10%	-78
Electricidade Produzida (GWh)	716	761	-6%	-45
Preço médio de venda (USD/MWh)	30,1	25,7	17%	+4,4
Margem Bruta (USD M)	134	136	-2%	-2
Receitas PTC & Outras (USD M)	47	48	-2%	-1
Margem Bruta Ajustada (USD M)	181	184	-2%	-3
EBITDA (USD M)	152	140	9%	+12
EBIT (USD M)	82	73	11%	+8
Inv. Operacional Líquido (USD M)	(103)	19	-	-122
Inv. Operacional Bruto	17	19	-8%	-2
"Cash grant" recebido	(120)	-	-	-120
Capacidade em construção (MW)	-	215	-	-215

Espanha	1Q13	1Q12	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.310	2.201	5%	+110
Factor médio de utilização (%)	37%	28%	-	9 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.813	1.317	38%	+496
Preço médio venda (€/MWh) (1)	84,8	88,7	-4%	-3,9
Margem Bruta (€ M) (1)	154	116	32%	+38
EBITDA (€M) (1)	117	93	27%	+25
EBIT (€ M) (1)	75	51	48%	+25
Investimento operacional (€ M)	0	4	-99%	-4
Capacidade em construção (MW)	-	111	-	-111

Portugal	1Q13	1Q12	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	615	613	0%	+2
Factor médio de utilização (%)	38%	24%	-	15 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	509	314	62%	+195
Preço médio de venda (€/MWh)	108,4	105,8	2%	+3
Margem Bruta (€ M)	56	34	65%	+22
EBITDA (€ M)	48	27	79%	+21
EBIT (€ M)	41	20	109%	+22
Investimento operacional (€ M)	0	4	-	-4
Capacidade em construção (MW)	4	2	74%	+2
ENEOP Capacidade Instalada (MW) (2)	390	326	20%	+64

Nos EUA, a capacidade instalada subiu 215MW, com o comissionamento do parque eólico Marble River no 4T12, para 3.637MW no 1T13. O factor médio de utilização caiu 5pp para 36% no 1T13, o que implicou uma queda de 7% na produção eólica, uma vez que o 1T12 apresentou fortes recursos eólicos e no 1T13 foram ligeiramente abaixo do esperado. O preço médio de venda (excluindo receitas com incentivos fiscais) da energia vendida através de CAE/coberturas aumentou 5% para USD54/MWh, reflexo da aplicação dos factores de actualização anual de preços e a contribuição de novos CAE. O preço médio de venda dos parques eólicos em mercado subiu 17% para USD30/MWh, reflectindo uma melhoria nos preços grossistas de electricidade. No global, o preço médio de venda nos EUA subiu 6% para USD48/MWh no 1T13. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) subiu 2% para USD181M no 1T13, enquanto o EBITDA no 1T13 subiu USD12M para USD152M incluindo o impacto extraordinário de USD18M relativos à reestruturação dos volumes de um CAE (volumes foram reduzidos de 100% para 80%).**

Nos EUA, em Jan-13, foi aprovada a extensão dos incentivos fiscais ao desenvolvimento de energia eólica para projectos que entrem em construção até Jan-14. Estes projectos serão elegíveis para: i) 10 anos de créditos fiscais associados à produção de energia ("Production Tax Credits" (PTC) de ~USD22/MWh); ou ii) um crédito fiscal no montante de 30% do investimento inicial ("Investment Tax Credit" (ITC)). A EDPR mantém o plano de investimento em curso que inclui zero adições de capacidade eólica para 2013 nos EUA. Para 2014-15, a EDPR mantém total flexibilidade no seu plano de investimentos de 400 MW, que estará dependente da evolução do mercado e do ambiente fiscal nos EUA.

Em Espanha, a remuneração relativa ao regime transitório terminou em Dez-12, e em Fev-13, o Governo Espanhol publicou o RD 2/2013 que introduziu um conjunto de modificações, com efeito a partir de Jan-13: i) removendo a opção de tarifa variável do RD 661/2007; ii) definindo uma tarifa fixa de €81,247/MWh (actualizada anualmente) para os primeiros 20 anos (€67,902/MWh nos anos seguintes); e iii) alteração da fórmula de actualização anual para a inflação anual, excluindo produtos energéticos e alimentares, e qualquer impacto de alterações de impostos, menos um factor "X" (50pb). De realçar ainda que em Dez-12, o Governo Espanhol introduziu uma taxa de imposto de 7% às vendas de electricidade realizadas por todos os produtores de electricidade Espanhóis (incluindo o regime especial), com início em Jan-13.

Em Espanha, o EBITDA da EDPR subiu 27% para os €117M no 1T13. O factor médio de utilização melhorou 9pp para 37% no 1T13, enquanto a electricidade gerada subiu 38% para 1,8TWh no 1T13 suportado em fortes recursos eólicos e um aumento de 5% da capacidade instalada. O preço médio de venda caiu 4% para €85/MWh em consequência do fim do regime transitório e das alterações regulatórias que obrigam todos os parques a serem remunerados à tarifa fixa.

Em Portugal, a EDPR tem 615MW de capacidade eólica remunerada ao abrigo do 'antigo regime tarifário', com tarifas definidas por 15 anos e indexadas à inflação e às horas anuais de produção. Em Set-12, foi acordada uma extensão deste regime tarifário, ao abrigo da qual a EDPR irá investir anualmente €4M entre 2013 e 2020 para garantir +7 anos de um novo esquema tarifário com preços máximo e mínimo de €98/MWh⁽³⁾ e €74/MWh⁽³⁾, respectivamente, aplicável a partir do 16º ano de operação do parque eólico.

Em Portugal, o EBITDA da EDPR aumentou 79% para os €48M no 1T13, +€21M no período. A produção eólica aumentou 62% para 509GWh na sequência do aumento do factor médio de utilização em 15pp para os 38%. A tarifa média subiu 2% para €108/MWh, reflexo da indexação à inflação. Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação de 40% no consórcio ENEOP (consolidado por equivalência patrimonial) com licença para construir 1.200MW (480MW atribuíveis à EDPR). Os parques da ENEOP são remunerados ao abrigo de um 'novo regime tarifário', a uma tarifa de c€74/MWh (no 1º ano de operação), também garantida por 15 anos e indexada à inflação. A Mar-13 a ENEOP tinha 974MW em operação (390MW atribuíveis à EDPR). Em Dez-12, a EDPR acordou com a China Three Gorges a venda de 49% do capital social, e de 25% dos suprimentos, da EDPR Portugal (excluindo a ENEOP), por €359M (conclusão esperada para o 2Q13).

Resto da Europa (1)	1Q13	1Q12	Δ %	Δ Abs.
França, Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	411	363	13%	+48
Factor médio de utilização (%)	27%	24%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	235	195	20%	+40
Preço médio de venda (€/MWh)	97,1	91,3	6%	+6
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	266	190	-	+76
Factor médio de utilização (%)	29%	35%	0	-6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	117	143	-18%	-26
Preço médio de venda (PLN/MWh)	426	424	0%	+2
Euro/PLN - Taxa média do período	4,15	4,23	2%	-0,08
Roménia (3)				
Capacidade instalada (MW)	350	285	23%	+65
Factor médio de utilização (%)	32%	28%	0	5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	199	139	44%	+61
Preço médio de venda (RON/MWh)	624	602	4%	+21
Euro/RON - Taxa média do período	4,39	4,35	-1%	+0,03
Margem Bruta (€ M)	62	51	21%	+11
EBITDA (€ M)	51	43	19%	+8
EBIT (€ M)	38	32	-	+7
Investimento operacional (€ M)	24	32	-25%	-8
Capacidade em construção (MW)	82	120	-31%	-38

Brasil	1Q13	1Q12	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)				
Factor médio de utilização (%)	29%	26%	-	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	52	48	8%	+4
Preço médio de venda (€/MWh)	308	276	12%	+32
Euro/Real - Taxa média do período	2,64	2,32	-12%	+0,32
Margem Bruta (R\$ M)	17	11	46%	+5
EBITDA (R\$ M)	11	7	51%	+4
EBIT (R\$ M)	7	3	111%	+4
Investimento operacional (R\$ M)	1	1	-14%	-0
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica o EBITDA subiu 19% no 1T13. A produção subiu 16% para 552GWh no 1T13 na sequência do aumento da capacidade instalada em 22% ou 188MW nos últimos 12 meses. O factor médio de utilização melhorou 1pp para os 29% no 1T13. O preço médio de venda subiu 6% para €115/MWh, impulsionado pelo maior peso da produção de energia eólica na Roménia (36% no 1T13 vs. 29% no 1T12).

Em França, a EDPR tem 314MW em operação (+8MW). A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa indexada à inflação e garantida por 15 anos. No 1T13, a tarifa média atingiu os €90/MWh (+3%). **Na Bélgica**, o nosso parque eólico de 57MW vende a sua energia através de um CAE de 5 anos (maturidade em 2014) a um preço fixo de €112/MWh. **Em Itália**, a EDPR tem 40MW de capacidade eólica instalados em Dez-12, para os quais irá receber o 'preço de mercado + certificado verde (CV)' até 2015 (o preço do CV corresponde a 0,78 x (€180/MWh - o preço médio de mercado do ano anterior). Em 2012, o preço médio de mercado foi de €77/MWh). Após 2015, transitarão para um regime de 'preço de mercado + prémio' (prémio de €180/MWh deduzido do preço médio de mercado do ano anterior). O preço médio de venda no 1T13 foi €143/MWh. Os parques eólicos instalados em 2013 e anos seguintes serão remunerados de acordo com um regime de tarifa fixa definida por leilão. Em Jan-13, a EDPR assegurou 20 anos de tarifa fixa regulada ("feed-in") para 40MW de capacidade no novo leilão para o desenvolvimento de energias renováveis. Os projectos da EDPR (localizados nas regiões de Puglia e Basilicata) apresentam um factor médio de utilização esperado de 29%.

Na Polónia, a EDPR instalou 76MW no 1T13 - Jedrzychowice (26MW) e Golancz (49MW), atingindo um total de 266MW em operação: i) 120MW no parque eólico de Margonin, cuja produção é vendida no mercado grossista e em relação ao qual a EDPR detém um contrato de 15 anos para a venda dos CVs; ii) 70MW no parque eólico de Korsze, cuja produção é vendida através de um CAE de 10 anos e iii) 76MW nos parques eólicos Jedrzychowice e Golancz, com produção a ser vendida ao 'preço do mercado regulado + CV' (o preço de mercado regulado em 2013 é PLN201,36/MWh). No 1T13, o preço médio de venda manteve-se estável nos PLN426/MWh. A Mar-13, a EDPR tinha 54MW em construção na Polónia ('preço de mercado + CV'). Em termos de desenvolvimentos regulatórios, um pacote de leis sobre a energia, incluindo uma alteração ao regime de certificados relativos a energias renováveis está a ser proposto pelo Governo Polaco, estando uma versão final da lei prevista para entrar em vigor nos próximos meses. As novas taxas deverão ser aplicadas apenas aos novos parques.

Na Roménia, a EDPR tem 350MW instalados (+65MW), dos quais 39MW de solar FV. A produção é vendida a 'preço de mercado + CV'. O preço dos CVs está sujeito a um mínimo e máximo fixados em Euros (mínimo em 2013: €28,9/MWh; máximo em 2012: €58,8/MWh). No 1T13, o preço médio de venda subiu 61% para RON624/MWh, com a atribuição de 2 CVs por MWh produzido, em vigor até 2017. De notar que a energia solar FV recebe, para além do preço da electricidade em mercado, 6 CVs por MWh produzido nos primeiros 15 anos de operação. A Mar-13, a EDPR tinha 28MW em construção na Roménia. Em termos regulatórios, o Governo Romeno está a considerar uma alteração na remuneração das tecnologias associadas a energia limpa no 2S13, o que poderá implicar uma alteração no perfil de recebimento dos cash-flows para os activos existentes e uma queda na remuneração de novas instalações.

No Brasil, a EDPR tem 84MW em operação, remunerados através de contratos de longo prazo (20 anos). No 1T13, o factor médio de utilização aumentou 2pp para 29%. O preço médio de venda subiu 12% para R\$308/MWh. A EDPR tem actualmente 120MW em desenvolvimento que foram garantidos no leilão A-5, realizado em Dez-11, por um período de 20 anos e com início em Janeiro de 2016. O preço para o contrato de longo prazo foi estabelecido em R\$97/MWh, indexado à inflação brasileira.

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



Income Statement (€ m)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	448	478	-6%	-30
Fornecimentos e serviços externos	103	104	-2%	-2
Custos com pessoal	39	39	-1%	-1
Custos com benefícios sociais	6	7	-9%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	11	53	-80%	-42
Custos Operacionais Líquidos (1)	158	203	-22%	-45
EBITDA	290	275	5%	+15
Provisões	0	0	180%	+0
Amortizações líquidas	82	75	10%	+7
EBIT	207	200	4%	+7

Capex & Opex Performance	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (6)	141	144	-2%	-2
Custos control./cliente (€/cliente)	17,58	17,85	-1%	-0
Custos control./km de rede (€/km)	539,8	552,0	-2%	-12
Empregados (#)	4.027	4.179	-4%	-152
Investimento Operacional (€ M)	71,5	81,7	-12%	-10
Rede de Distribuição (Km)	261,8	260,2	1%	+2

Regulatory Receivables (€ m)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.913	1.872	56%	+1.041
Espanha - Défice Tarifário (4)				
Início do período	424	514	-17%	-90
Défices tarifários anos anteriores (5)	-100	-167	40%	+67
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	324	346	-7%	-23

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Início do período	1.543	740	109%	+803
Desvios tarifários anos anteriores (2)	-158	-150	-5%	-8
Gerado no período	561	455	23%	+106
Outros (3)	29	18	64%	+11
Fim do período	1.976	1.063	86%	+913

Portugal - CMEC's	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Início do período	654	390	67%	+263
(Recuperado)/Devolvido no Período	-112	-106	-6%	-6
Gerado no período	71	178	-60%	-107
Outros	0	-0	-	+0
Fim do período	613	463	32%	+150

A actividade de redes reguladas na P. Ibérica inclui as actividades de distribuição de electricidade e gás, em Portugal e Espanha, e a actividade de comercialização de último recurso (CUR) em Portugal e a actividade de transporte de gás em Espanha.

O **EBITDA das redes reguladas** subiu 5% (+€15M), para €290M, impulsionado por: (i) +€50M de impacto líquido da venda de activos de transmissão de gás em Espanha em Fev-13; (ii) +€4M de ganho não recorrente no 1T12, registado na actividade de distribuição de gás em Portugal; e (iii) -€20M de proveitos regulados na distribuição de electricidade em Portugal, essencialmente devido à redução da taxa esperada de retorno sobre os activos (8,5% no 1T13 vs. 10,3% no 1T12), em linha com a queda dos CDS da República Portuguesa a 5 anos.

Os **custos controláveis** recuaram 2% face a 1T12, suportada por (i) uma redução do número de colaboradores, nomeadamente na actividade de distribuição de electricidade em Portugal (-4%), (ii) pela exclusão do perímetro de consolidação da actividade de transporte de gás e (iii) por um rigoroso controlo de custos. O **investimento operacional** caiu €10M face ao 1T12, para €71M no 1T13, devido ao abrandamento económico.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica** subiram €292M, de €2.621M em Dez-12 para €2.913M em Mar-13, fruto de um acréscimo de €392M em Portugal e de uma redução de €100M em Espanha.

O **montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal** aumentou de €1.503M em Dez-12 para €1.942M em Mar-13, suportado por: (1) €319M de défice tarifário ex-ante para 2013 (de acordo com as tarifas 2013), a recuperar através das tarifas entre 2014-2017 e remunerado a uma taxa de 5,85%; (2) €249M de desvios tarifários criados no 1T13; e (3) -€157M recuperados através das tarifas, relativos a défices e desvios de anos anteriores. Os principais factores geradores de desvio tarifário em 1T13 foram: (i) €175M impulsionado pela produção em regime especial, já que a produção ficou 32% acima da estimativa da ERSE e o respectivo sobrecusto foi mais alto do que o pressuposto da ERSE (€70,7/MWh no 1T13 vs. €55,7/MWh assumido pela ERSE); (ii) +€56M derivado do atraso no encaixe de receitas de leilões de CO2 (a alocar ao sistema); (iii) +€74M essencialmente devido ao desvio tarifário negativo gerado na distribuição de electricidade (devido a uma menor procura e alteração no mix de consumo); (iv) -€57M (montante a devolver à tarifa), suportado por um custo médio de aquisição de electricidade mais baixo.

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** caiu de €654M em Dez-12 para €613M em Mar-13 devido a: (1) €112M recuperado no 1T13 através das tarifas relacionados com desvios negativos de 2011 e (2) €71M de desvio negativo criado no 1T13 (detalhes na página 11). Este montante deverá ser recebido ao longo de 2013-2015.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** no final de Mar-13 ascendia a €324M, maioritariamente referente ao ano de 2012 (€245M). No 1T13, foi securitizado um total de €3MM do deficit tarifário Espanhol pelo FADE (fundo responsável pela securitização). Como consequência, a nossa subsidiária EDP Espanha encaixou um total de €174M (incluindo €10M referentes a uma transacção efectuada pelo FADE em Dez-12). Em Mar-13, o défice total do sistema eléctrico espanhol pendente de securitização totalizava €5,9MM. Desde Abr-13 até à data, o FADE realizou operações de securitização no montante de €1,9MM, o que permitirá à EDP Espanha encaixar €75M. Para o 2T13, a **tarifa de último recurso cairá 6,5%**, reflexo do repasse integral para a tarifa final de uma queda de 15% no custo de energia (com base num preço da electricidade em baseload de €45,41/MWh resultante do leilão CESUR) e de tarifas de acesso inalteradas face ao trimestre passado.

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

(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) Líquido dos custos com "CO2 clawback". (5) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores. (6) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	331	352	-6%	-21
Fornecimentos e serviços externos	79	78	1%	+1
Custos com pessoal	30	31	-3%	-1
Custos com benefícios sociais	6	6	-5%	-0
Rendas de concessão	64	62	2%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	7	(1)	-	+9
Custos Operacionais Líquidos (1)	186	176	5%	+9
EBITDA	146	176	-17%	-30
Provisões	0	0	195%	+0
Depreciações e amortizações líquidas	58	52	12%	+6
EBIT	87	124	-30%	-37

Margem Bruta	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	331	352	-6%	-21
Margem bruta regulada	328	350	-6%	-22
Margem bruta não-regulada	3	2	26%	+1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	307	327	-6%	-20
Electricidade distribuída (GWh)	11.102	11.716	-5%	-614
Pontos de ligação à rede (mil)	6.079	6.119	-1%	-39
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	22	23	-7%	-2
Clientes fornecidos (mil)	4.515	5.627	-20%	-1.112
Electricidade vendida (GWh)	4.286	5.748	-25%	-1.463

Investimento & Custos Operac.	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	109	109	-0%	-0
Custos control./cliente (€/cliente)	17,9	17,9	0%	+0
Custos control./km de rede (€/km)	485	490	-1%	-5
Empregados (#)	3.450	3.574	-3%	-124
Investimento Operacional (€ M)	49	60	-18%	-11
Rede de distribuição (Km)	225	223	1%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	19	8	131%	+11

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal caiu 17% (-€30M) vs. 1T12, para €146M no 1T13, em grande medida influenciado pela inferior retorno sobre os activos (-€14M, decorrente da queda dos CDS a 5 anos da República Portuguesa).

Em 15-Dez-12, a ERSE definiu as tarifas de 2013 e aprovou os proveitos regulados para a distribuição e comercialização de último recurso em Portugal, estabelecendo um aumento médio anual das tarifas de 2,8% em 2013. Adicionalmente, a ERSE definiu **proveitos regulados para actividade de distribuição no montante de €1.274M; e proveitos regulados para a actividade CUR de €93M em 2013**. Na base destes proveitos regulados, estiveram diversos pressupostos por parte da ERSE, nomeadamente: (1) uma previsão de 45,4 TWh de consumo de electricidade para 2013 (1,7% acima da electricidade distribuída em 2012); (2) uma previsão de preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado em 2013 de €62,0/MWh; (3) um sobrecusto da produção em regime especial estimado em €55,7/MWh e (4) uma previsão de volume de regime especial de 19,3TWh (1,8% acima da produção de 2012); (5) um deflador do PIB de 0,4%; e (6) uma taxa de retorno sobre os activos de 9,5% em 2013 numa base preliminar. Note-se que a taxa de retorno sobre os activos está indexada à evolução dos CDS a 5 anos da República Portuguesa (média móvel entre 1-Out e 30-Set de cada ano; taxa limitada ao intervalo entre 8% e 11%); enquanto a taxa preliminar tem um CDS médio implícito de 780 p.b., a média do indexante entre Out-12 e o final de Abr-13 fixou-se em 383p.b.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** recuaram 6% (-€20M) vs. 1T12, para €307M no 1T13, essencialmente suportado por uma queda na taxa de retorno estimada (de 10,3% no 1T12 para 8,5% no 1T13, em linha com a evolução dos CDS da República Portuguesa a 5 anos), com um impacto de -€14M. Ainda que em menor magnitude, os proveitos regulados foram também penalizados pela ajustamento anual por 'IPC-X' (-€4M) e pelo menor volume distribuído (-€2M). No 1T13, a **electricidade distribuída** caiu 5% (vs. 1T12) suportada por efeitos de calendário (menos dias úteis e de calendário) e pelo menor consumo nos segmentos residencial e industrial.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** caíram 7%, para €22M no 1T13. Como parte das regras e calendário definidos para a extinção de tarifas reguladas em Portugal, a EDP SU deixou de poder contratar novos clientes em 1-Jan-13, enquanto se espera que o regulador aplique aumentos trimestrais de tarifa como forma de incentivar a transferência de clientes para comercializadores no mercado livre. O volume de energia fornecida pelo CUR recuou 25% (vs. 1T12), para 4,3TWh no 1T13, reflectindo uma transferência de clientes para o mercado livre mais rápida do que antecipado. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU caiu de 5.031 mil em Dez-12 para 4.515 mil em Mar-13.

Os **custos controláveis** mantiveram-se estáveis face ao 1T12, reflexo do apertado controlo de custos. Os custos com fornecimento e serviços externos subiram 1% no período e os custos com pessoal recuaram 3%, quase em linha com a redução no número de colaboradores (-3%). O TIEPI aumentou 11 minutos, para 19 minutos, fruto de condições meteorológicas.

O **investimento operacional** caiu €11M para €49M no 1T13 reflexo da diminuição de novos pedidos de ligação à rede (-1% no número total de pontos de ligação).

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

(2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (3) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

Redes Electricidade e Gás em Espanha e Rede de Gás em Portugal



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha				Gás Espanha				Gás Portugal				Actividade Redes Reguladas	1T13	1T12	% Δ	Abs. Δ
	1T13	1T12	% Δ	Abs. Δ	1T13	1T12	% Δ	Abs. Δ	1T13	1T12	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	43	40	6%	2	58	66	-12%	-8	16	20	-19%	-4	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	11	12	-5%	-1	9	10	-10%	-1	4	4	-13%	-1	Electricidade Espanha	657	656	0%	+2
Custos Pessoal	5	5	6%	0	3	3	10%	0	0	1	-15%	-0	Gás Espanha	1.010	998	1%	+13
Custos Benefícios sociais	0	1	-48%	-0	0	0	-5%	-0	0	0	-10%	-0	Gás Portugal	293	276	6%	+16
Outros custos operac. (líq.)	(4)	(8)	49%	4	(57)	(0)	n.m.	-56	(0)	(0)	98%	0	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	12	9	-	3	(44)	13	-	-57	4	5	-7%	-0	Electricidade Espanha	2.357	2.435	-3%	-77
EBITDA	30	31	-2%	-0	102	53	94%	49	12	16	-23%	-4	Gás Espanha	14.685	17.233	-15%	-2.548
Provisões	-	0	-	-0	-	0	-	-0	0	0	-	0	Gás Portugal	1.971	2.211	-11%	-241
Depr. e Amortizações líquidas	8	8	4,0%	0	12	12	2%	0	4	3	7%	0	Rede (Km)				
EBIT	23	23	-3%	-1	90	41	121%	49	8	12	-31%	-4	Electricidade Espanha	23.007	22.692	1%	+315
Investimento operacional	10	8	13%	1	8	6	29%	2	5	7	-34%	-2	Gás Espanha	9.894	10.188	-3%	-294
Margem Bruta	43	40	6%	2	58	66	-12%	-8	16	20	-19%	-4	Gás Portugal	4.349	4.165	4%	+184
Margem Bruta Regulada	41	38	7%	3	50	58	-14%	-8	15	16	-1%	-0	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	2	3	-14%	-0	8	7	3,2%	0	1	5	-81%	-4	Electricidade Espanha	311	324	-4%	-13
													Gás Espanha	205	217	-6%	-12
													Gás Portugal	64	64	0%	-

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** recuou 2%, para €30M no 1T13, na medida em que os proveitos regulados mais altos (+€3M) foram compensados por custos operacionais mais elevados (+€3M devido a um menor impacto da IFRIC 18).

Em Fev-13, o Governo Espanhol publicou uma Portaria com a remuneração da actividade regulada de distribuição de energia eléctrica. Os proveitos regulados atribuídos à EDP Espanha para 2013 ascenderam a €163M. Adicionalmente, entre um conjunto de medidas urgentes para os sectores eléctrico e financeiro, anunciadas pelo Governo Espanhol, destaca-se a indexação de proveitos regulados ao IPC antes de impostos, alimentos processados e produtos energéticos (em vez do IPC). A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha na região das Astúrias desceu 3% no 1T13, especialmente afectada pelo segmento industrial.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O **EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha** ascendeu a €102M no 1T13 (+€49M vs. 1T12), impulsionada por: (i) +€56M não recorrente decorrente da venda dos activos de transmissão de gás à Enagás; (ii) -€6M fruto da exclusão de perímetro de consolidação destes mesmos activos; e (iii) proveitos regulados quase estáveis na actividade de distribuição.

Os **proveitos regulados** caíram 14% (-€8M), essencialmente devido à venda de activos de transmissão de gás (-€7M), acréscimo de pontos de ligação (+1,3%) e menor volume distribuído.

O **volume de gás distribuído** desceu 15%, para 14,7TWh, afectado pelo menor consumo na produção de electricidade e pela redução significativa de produção em alguns grandes clientes. Os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2013 ascendem a €194M, de acordo com uma Ordem Ministerial publicada em Dez-12.

REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O **EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal** no 1T13 foi 23% mais baixo (-€4M) do que no 1T12, em €12M, reflectindo, no 1T12, um ganho não recorrente de €4M resultante de o acordo para o equilíbrio económico-financeiro do contrato de concessão (Jul-12).

Apesar da expansão do número de pontos de ligação (+6%) resultante do esforço continuado de contratação de novos clientes na região operada pela EDP, o **volume de gás distribuído** caiu 11% (vs. 1T12), penalizado pela perda de um grande cliente para a rede de muito alta pressão e por um consumo inferior.

Em 10-Abr-13, a ERSE (regulador Português) publicou as principais regras para o próximo período regulatório (de Jul-13 a Jun-16): os nossos proveitos regulados serão calculados com base numa taxa de retorno sobre os activos que será calculada com base numa indexação que reflecta a evolução das condições económico-financeiras em Portugal. Em 15-Abr-13, a ERSE publicou uma proposta de aumento médio de tarifas para clientes finais de gás em 3,9%, a aplicar a partir de 1-Jul-13 e até 30-Jun-14. Uma decisão final sobre as tarifas a vigorar deverá ser publicada até 15-Jun-13.

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

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	651	601	8%	+49
Fornecimentos e serviços externos	110	106	4%	+4
Custos com Pessoal	78	77	2%	+1
Custos com benefícios Sociais	9	8	9%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	57	(1)	-	+58
Custos Operacionais Líquidos (1)	254	190	34%	+64
EBITDA	396	411	-4%	-15
Provisões	6	6	-2%	-0
Depreciações e amortizações líquidas	98	84	17%	+14
EBIT	293	321	-9%	-29
Result. da alienação de act. financ.	0	-	-	+0
Resultados financeiros	(74)	(41)	-82%	-33
Resultados em associadas	1	(2)	-	+3
Resultados Antes de Impostos	220	279	-21%	-59

Investimento Operacional	(R\$ M)			
	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	185	206	-10%	-21
Manutenção	55	72	-24%	-17
Expansão	130	134	-3%	-4

Consolidado (€ M)				
	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	247	259	-5%	-13
Fornecimentos e serviços externos	42	46	-9%	-4
Custos com Pessoal	29	33	-11%	-4
Custos com benefícios Sociais	3	4	-4%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	22	(0)	-	+22
Custos Operacionais Líquidos (1)	96	82	18%	+14
EBITDA	150	177	-15%	-27
Provisões	2	3	-14%	-0
Depreciações e amortizações líquidas	37	36	2%	+1
EBIT	111	139	-20%	-28
Result. da alienação de act. financ.	0	-	-	+0
Resultados financeiros	(28)	(18)	60%	-10
Resultados em associadas	0	(1)	-	+1
Resultados Antes de Impostos	83	120	-31%	-37

Investimento Operacional	(€ M)			
	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	70	89	-21%	-19
Manutenção	21	31	-33%	-10
Expansão	49	58	-15%	-9

Energias do Brasil	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	12,62	13,96	-10%	-1
Total de acções (milhões)	476,4	476,4	-	-
Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	243,0	243,0	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	2,57	2,43	-5%	-
Euro/Real - Taxa média do período	2,64	2,32	-12%	-
Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	8,1%	-	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	2,3	1,6	-	-
Custo Médio da Dívida (%)	7,3	9,0	-170p.b.	-
Taxa de Juro Média (CDI)	6,6	10,2	-357p.b.	-
Empregados (#)	2.832	2.527	+305	+305

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	3.671	2.603	41%	+1.068
Recebimentos futuros da actividade regulada	283	7	-	+276
Interesses não controláveis	1.943	1.943	0%	-0
Valor contabilístico	4.574	4.840	-5%	-266

Resultados Financeiros (R\$ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(73)	(66)	-10%	-7
Custos capitalizados	16	25	-35%	-9
Diferenças Cambiais e Derivados	1	(3)	-	+4
Outros	(18)	4	-	-21
Resultados Financeiros	(74)	(41)	-82%	-33

Em moeda local, o EBITDA da EDP – Energias do Brasil ('EDPB') caiu 4% no período (-R\$15M) para R\$396M no 1T13, reflexo de um contributo inferior por parte das nossas actividades de distribuição e produção. O EBITDA da distribuição, que caiu 11%, foi negativamente afectado essencialmente: i) por desvios tarifários negativos (1T13: -R\$42M vs. 1T12: -R\$48M); e ii) por um ganho não-recorrente de R\$16M no 1T12. O EBITDA da geração caiu 8%, incluindo um contributo negativo de R\$72M da central a carvão Pecém I no 1T13. Os efeitos cambiais contribuíram negativamente para o EBITDA da EDPB em Euros (-€21M), no seguimento de uma depreciação de 12% do Real Brasileiro em relação Euro.

Os custos operacionais líquidos aumentaram R\$64M no período: i) os fornecimentos e serviços externos subiram 4%, significativamente abaixo da inflação, no seguimento da substituição de serviços externos por recursos internos; ii) os custos com pessoal aumentaram 2%, reflexo da actualização salarial anual (+6,3%) bem como de um aumento do número médio de efectivos, parcialmente compensados por menores indemnizações, devido ao reconhecimento no 1T12 de um custo não-recorrente com a reestruturação de RH na distribuição (R\$7M); e iii) os outros custos operacionais subiram R\$58M, maioritariamente impactados por itens não-recorrentes (um ganho de R\$16M no 1T12 na distribuição e uma penalidade de R\$31M no 1T13 relacionada com indisponibilidades do grupo 1 de Pecém I).

As amortizações líquidas reflectem a entrada em operação de nova capacidade (+180MW do grupo 1 de Pecém I e +8MW da repotenciação da central hídrica de Mascarenhas).

Os custos financeiros líquidos aumentaram R\$33M no período para R\$74M no 1T13, reflectindo: i) juros líquidos superiores, devido a um aumento da dívida financeira líquida, que mais do que compensou a redução do custo médio da dívida (de 9,0% no 1T12 para 7,3% no 1T13); ii) menores juros capitalizados consequência de uma redução do montante de imobilizado em curso; e iii) um aumento dos outros custos financeiros relacionado em parte com as responsabilidades com pensões (R\$12M no 1T13). **A dívida líquida subiu 41%** reflectindo os investimentos realizados em nova capacidade e os desvios tarifários negativos do período. Refira-se ainda que em Assembleia Geral Anual ocorrida no dia 10 de Abril de 2013, os accionistas da EDPB aprovaram o pagamento de um dividendo para o ano 2012 de R\$370,2M (estável em relação ao ano anterior) a pagar até Dez-13.

No 1T13, os reservatórios hídricos no Brasil beneficiaram da época das chuvas, e, apesar de ainda permanecerem a níveis baixos, começaram a recuperar dos níveis anormalmente baixos que registaram no final de 2012. Os reservatórios nas regiões do Sudeste e Centro-Oeste alcançaram 54% do seu nível máximo a Mar-13 (vs. 29% em Dez-12 e 79% em Mar-12), e atingiram os 62% no final de Abr-13. No entanto, dadas as condições hidrológicas abaixo da média, o Operador do Sistema continuou a despachar as centrais térmicas existentes para estabilizar os níveis dos reservatórios, o que se reflectiu num aumento significativo do preço no mercado à vista para a electricidade (R\$326/MWh no 1T13 vs. R\$66/MWh no 1T12).

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	332	326	2%	+5
Forn. e serviços externos	79	82	-3%	-2
Custos com Pessoal	57	55	4%	+2
Custos com benefícios Sociais	7	7	8%	+1
Outros custos operac. (Liq.)	27	3	-	+24
Custos Operacionais Líquidos (1)	170	145	17%	+25
EBITDA	161	181	-11%	-19
Provisões	4	5	-31%	-2
Deprec. e amortizações líquidas	49	44	11%	+5
EBIT	109	132	-17%	-23
Margem Bruta	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória	374	374	0%	-1
Desvio Tarifário do Período (4)	(82)	(48)	71%	-34
Desvios Períodos Anteriores (3)	40	(5)	-	+45
Outros	-	5	-	-5
Margem Bruta	332	326	2%	+5
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	283	7	-	+276
Cientes Ligados (Milhares)	2.964	2.859	4%	+105
Bandeirante	1.619	1.559	4%	+60
Escelsa	1.345	1.300	4%	+46
Electricidade Distribuída (GWh)	6.376	6.204	3%	+172
Bandeirante	3.688	3.664	1%	+24
Escelsa	2.688	2.540	6%	+148
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	2.405	2.303	4%	+103
Electricidade Vendida (GWh)	3.971	3.902	2%	+69
Bandeirante	2.272	2.325	-2%	-54
Resid., Comerc. e Outros	1.647	1.608	2%	+39
Industrial	625	718	-13%	-93
Escelsa	1.699	1.576	8%	+123
Resid., Comerc. e Outros	1.439	1.312	10%	+126
Industrial	261	264	-1%	-3
Investimento e Custos Operac.	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (2)	136	136	-0%	-0
Custos control./cliente (R\$/cliente)	46	48	-4%	-2
Custos control./km rede (R\$/km)	2	2	-1%	-0
Empregados (#)	2.194	1.990	10%	+204
Invest. Operacional (R\$M)	46	67	-32%	-21
Rede de Distribuição ('000 Km)	87	86	1%	+1

O EBITDA da nossa actividade de distribuição no Brasil caiu 11% no período (-R\$19M) para R\$161M no 1T13, penalizado: i) por desvios tarifários negativos (1T13: -R\$42M vs. 1T12: -R\$48M); ii) por uma directiva da ANEEL de acordo com a qual os montantes recebidos de clientes industriais, por ultrapassarem a potência contratada, são agora contabilizados como subsídios ao investimento em vez receitas operacionais (R\$18M no 1T12); e iii) pelo reconhecimento de um ganho não recorrente de R\$16M no 1T12.

Em Jan-13, a ANEEL aprovou uma redução de 18% nas tarifas de electricidade para os clientes residenciais e uma redução de até 32% para os industriais, com base no corte de custos conseguido através da Medida Provisória nº 579, entretanto convertida na Lei 12.783/13 (Jan-13), que se traduziu numa redução dos encargos sectoriais, bem como dos custos de produção, perante as condições de renovação das concessões. A subsequente discrepância entre os contractos de compra de energia e as obrigações de fornecimento originou posições contratuais curtas e involuntárias nas nossas distribuidoras. Em Mar-13, através do DL 7.945/13, o Governo Brasileiro aprovou a transferência de fundos de uma conta do sector eléctrico chamada CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), para compensar as distribuidoras, que enfrentam um aumento dos custos derivado do forte despacho das centrais térmicas, com consequente aumento dos preços no mercado à vista, bem como da posição contratual curta involuntária, uma vez que as distribuidoras tiveram que satisfazer a procura através da compra de electricidade a preços elevados.

Os desvios tarifários ao nível da margem bruta totalizaram -R\$42M no 1T13 vs. -R\$48M no 1T12. De notar que a margem bruta da distribuição inclui o efeito caixa dos desvios tarifários face às receitas reguladas anuais. No 1T13, foram recuperados através das tarifas R\$40M de desvios tarifários de anos anteriores, tendo sido criado um novo desvio de R\$82M. Este último reflecte, por um lado, um desvio de R\$216M essencialmente relacionado com custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, e por outro, R\$134M a serem recebidos da CDE (encaixe no 2T13). Por conseguinte, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro totalizou R\$283M a Mar-13, o que representa um aumento de R\$42M vs. Dez-12, a recuperar através das tarifas em anos seguintes. A revisão regulatória da Bandeirante para o período 2011-15, aprovada pela ANEEL em Out-12, fixou um aumento tarifário de 7,29% para o período de 12 meses com início em Out-12, reflectindo os desvios tarifários de anos anteriores bem como uma redução da taxa de retorno sobre a base de activos regulada (7,5% depois de impostos). Relativamente à Escelsa, em Ago-12, a ANEEL estabeleceu um aumento tarifário de 14,29% para o período de 12 meses a contar de Ago-12 no seguimento do processo do reajuste anual tarifário. O novo período regulatório da Escelsa, de 3 anos, inicia-se Ago-13.

O volume de energia vendida aumentou 2% no período, reflectindo um aumento de 6% nos segmentos residencial, comercial & outros, justificado por um alargamento da base de clientes, por um aumento do consumo médio 'per capita' e por um clima seco. Os volumes vendidos ao segmento industrial caíram 10% no período, devido à migração de clientes para o mercado livre. Ao mesmo tempo, a energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre aumentou 4%, suportando o aumento de 3% no volume total de energia distribuída.

Os custos operacionais controláveis permaneceram estáveis no 1T13. Os custos com pessoal aumentaram 4% no período enquanto os fornecimentos e serviços externos caíram 3%, devido essencialmente à substituição de serviços externos por recursos internos, o que se traduziu também num aumento do número médio de empregados. Os outros custos operacionais subiram R\$24M, devido essencialmente ao impacto não recorrente de um ganho obtido com a venda de edifícios no 1T12 (R\$16M) e a um aumento das provisões para clientes de cobrança duvidosa.

O investimento operacional caiu 32% no período para R\$46M no 1T13, parcialmente devido à mencionada alteração regulatória, que implicou níveis superiores de subsídios ao investimento na Bandeirante.

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

(3) 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 (4) Desvios tarifários a serem gerados no actual período. Este montante será recuperado pela EDP através das tarifas nos próximos ajustamentos anuais da tarifa.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	272	253	8%	+19
Fornecimentos e serviços externos	18	16	8%	+1
Custos com pessoal	13	10	21%	+2
Custos com benefícios Sociais	1	1	17%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	34	1	-	+33
Custos Operacionais Líquidos (1)	65	29	125%	+36
EBITDA	206	224	-8%	-17
Provisões	1	0	121%	+0
Deprec. e amortizações líquidas	46	37	24%	+9
EBIT	160	186	-14%	-26

Produção	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	272	253	8%	+19
Lajeado	128	97	32%	+31
Peixe Angical	112	92	22%	+20
Energest (15 centrais hídricas)	68	63	8%	+5
Pecém	(37)	0	-	-37
Capacidade Instalada - Hídrica (MW)	1.979	1.790	11%	+188
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	499	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	397	389	2%	+8
Pecém	180	-	-	+180
Energia Vendida (GWh)	3.030	2.102	44%	+928
Lajeado	1.012	832	22%	+180
Peixe Angical	654	632	3%	+22
Energest (15 centrais hídricas)	688	637	8%	+50
Pecém	675	-	-	+675
Preço Médio de Venda (R\$/MWh) (2)	151	138	9%	+13
Lajeado	132	124	7%	+8
Peixe Angical	182	171	6%	+11
Energest (15 centrais hídricas)	146	122	20%	+24
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	138	139	-1%	-1
Manutenção	8	5	62%	+3
Expansão	130	134	-3%	-4
Pecém	44	83	-47%	-39
Jari	79	46	70%	+32
Outros	7	5	44%	+2
Empregados (#)	463	376	23%	+87

Comercialização	1T13	1T12	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	47	20	134%	+27
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	(3)	(7)	49%	+3
EBITDA (R\$ M)	50	27	89%	+24
Vendas electricidade (GWh)	2.922	2.512	16%	+410

O EBITDA da nossa actividade de produção no Brazil caiu 8% no período para R\$206M no 1T13, penalizada pelo contributo negativo da central a carvão Pecém I (-R\$72M no 1T13). Excluindo este impacto, o EBITDA ajustado subiu 24%, consequência da baixa exposição das nossas centrais hídricas aos elevados preços praticados no mercado à vista, conseguida através de um maior volume de electricidade vendido no 1T13.

O volume de electricidade vendida subiu 44% no período para 3TWh no 1T13, devido ao contributo do grupo 1 de Pecém I. Excluindo este impacto, o volume vendido aumentou 12%, reflectindo um aumento da capacidade instalada fruto da repotenciação de Mascarenhas (+8MW) bem como a mencionada concentração sazonal do volume de energia hídrica vendida no 1T13 – 29% do volume de energia contratada para o ano 2013 foi vendida no 1T, vs. 25% em 2012. O preço médio de venda subiu 9% no 1T13, reflectindo essencialmente actualização dos preços contratados à inflação, uma vez que a quase totalidade da capacidade instalada da EDPB está ao abrigo de Contratos de Aquisição de Energia ('CAE') de longo prazo. De notar que a evolução do preço médio de venda da Energest reflecte o impacto positivo do termo, a Dez-12, de alguns contratos com um preço médio de venda significativamente abaixo da média.

A EDPB detém uma participação de 50% na central de carvão Pecém I (720MW) em parceria com a MPX, com uma capacidade média contratada de 615MW por um período de 15 anos. A data de entrada em operação sofreu alguns contratamentos e após ter sido oficialmente adiada de Jan-12 para 23-Jul-12, o grupo 1 (50% da central) iniciou a operação comercial a 1-Dez-12. O grupo 2 (remanescentes 50% da central) iniciou a sincronização com o sistema eléctrico em Fev-13 (comissionamento esperado para o 2T13). No 1T13, Pecém I gerou uma margem bruta negativa de -R\$37M, uma vez que, perante algum atraso adicional na entrada em operação do grupo 2, a EDPB foi forçada a adquirir electricidade em mercado para cumprir as suas obrigações contratuais junto das distribuidoras. Adicionalmente, devido a uma indisponibilidade parcial do grupo 1, o EBITDA do 1T13 foi negativamente afectado por uma penalização não-recorrente de R\$31M, reconhecida ao nível dos outros custos operacionais. O contributo em EBITDA de Pecém I foi de -R\$72M no 1T13.

O investimento operacional permaneceu relativamente estável nos R\$138M no 1T13, uma vez que a redução do investimento em Pecém I foi compensada por um aumento do investimento alocado ao projecto hídrico Jari, com início de operações previsto para 2015. O Investimento de expansão representou 94% do investimento total em geração, dos quais 34% foram alocados a Pecém I e 61% a Jari. A central hídrica de Santo António do Jari é um projecto de 373MW com uma capacidade média contratada de 201.9MW: i) 190MW contratados através de um CAE de 30 anos, com um preço de R\$104/MWh; e ii) 20.9MW contratados através de um CAE de 28 anos, com um preço de R\$82/MWh. O investimento total esperado ronda os R\$1,4MM (com rácio de dívida para capitais próprios de 2:1). Em Out-12, o BNDES aprovou, para este projecto, um financiamento de R\$736,8M por um período de 18,5 anos (incluindo um período de carência de 2,5 anos) a uma taxa de 'TJLP + 186pb' (TJLP - Taxa Juro de Longo Prazo, actualmente nos 5,1%). Em Dez-12, no leilão de energia A-5, a EDPB ganhou a concessão para a central hídrica de Cachoeira Caldeirão, um projecto de 219MW com 129,7MW médios contratados por um período de 30 anos a um preço de R\$95,31/MWh. A entrada em operação da central hídrica está prevista para Jan-17, e espera-se que investimento total seja de cerca de R\$1,1MM, com uma alavancagem estimada de 60%.

A margem bruta da comercialização de electricidade subiu R\$27M no período para R\$47M no 1T13, reflectindo uma posição longa favorável e um aumento do volume de energia fornecido a clientes, tendo beneficiando de preços superiores no mercado à vista.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T13 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	231,6	246,0	448,0	379,1	246,7	(40,5)	1.510,8
Fornecimentos e serviços externos	17,4	66,4	102,6	61,3	41,8	(73,1)	216,3
Custos com pessoal	16,3	26,2	38,7	16,2	29,5	29,7	156,6
Custos com benefícios sociais	0,0	1,6	6,3	1,6	3,4	1,0	13,9
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2,3	40,1	10,5	(27,0)	21,8	4,3	52,0
Custos Operacionais	35,9	134,4	158,1	52,1	96,5	(38,1)	438,9
EBITDA	195,6	111,6	289,8	327,0	150,2	(2,4)	1.071,9
Provisões	0,6	0,3	0,2	-	2,2	6,1	9,4
Depreciações e amortizações líquidas (1)	42,5	58,7	82,1	118,2	37,0	14,8	353,3
EBIT	152,5	52,5	207,5	208,9	111,0	(23,2)	709,2

1T12 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	241,2	193,9	478,2	309,6	259,5	(44,8)	1.437,6
Fornecimentos e serviços externos	18,5	64,6	104,4	57,3	45,9	(74,3)	216,3
Custos com pessoal	18,3	24,6	39,3	12,2	33,0	27,1	154,5
Custos com benefícios sociais	0,0	1,4	6,9	1,5	3,6	1,5	15,0
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	7,4	8,7	52,7	(24,9)	(0,4)	4,8	48,4
Custos Operacionais	44,2	99,3	203,2	46,2	82,1	(40,9)	434,2
EBITDA	197,0	94,5	274,9	263,5	177,4	(3,9)	1.003,5
Provisões	(0,1)	(3,0)	0,1	0,0	2,5	3,5	3,0
Depreciações e amortizações líquidas (1)	48,4	65,0	74,9	114,4	36,1	11,6	350,3
EBIT	148,8	32,6	200,0	149,0	138,7	(19,0)	650,2

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de electricidade	3.904,5	3.355,8	3.380,3	3.763,8	3.903,0	-	-	-	-0,0%	4%
Receitas de gás	482,7	416,2	449,6	422,7	430,9	-	-	-	-10,7%	1,9%
Outras Receitas	25,0	29,4	46,6	63,4	50,6	-	-	-	102%	-20%
Proveitos Operacionais	4.412,2	3.801,4	3.876,4	4.249,9	4.384,5	-	-	-	-0,6%	3,2%
Electricidade	2.284,3	1.888,0	1.956,0	2.263,9	2.284,8	-	-	-	0%	1%
Gás	390,6	322,5	331,8	331,0	336,2	-	-	-	-13,9%	1,6%
Combustíveis	279,4	217,3	245,7	297,2	229,2	-	-	-	-18%	-23%
Materiais diversos e mercadorias	20,1	22,0	32,5	29,5	23,5	-	-	-	17%	-20,3%
Custos Directos da Actividade	2.974,5	2.449,8	2.565,9	2.921,5	2.873,8	-	-	-	-3%	-2%
Rédito associado a activos afectos a concessões	94,3	84,6	106,9	433,7	69,5	-	-	-	-26%	-84%
Encargos com activos afectos a concessões	(94,3)	(84,6)	(106,9)	(433,7)	(69,5)	-	-	-	26%	84%
Margem Bruta	1.437,6	1.351,6	1.310,6	1.328,3	1.510,8	-	-	-	5,1%	13,7%
Fornecimentos e serviços externos	216,3	229,3	227,7	255,0	216,3	-	-	-	0,0%	-15%
Custos com pessoal	154,5	140,2	138,1	149,4	156,6	-	-	-	1,4%	4,9%
Custos com benefícios sociais	15,0	20,5	12,5	41,3	13,9	-	-	-	-7%	-66%
Outros custos operacionais (líquidos)	48,4	79,9	74,9	(3,3)	52,0	-	-	-	7%	-
Custos Operacionais	434,2	470,0	453,2	442,3	438,9	-	-	-	1%	-0,8%
EBITDA	1.003,5	881,6	857,3	886,0	1.071,9	-	-	-	6,8%	21,0%
Provisões	3,0	3,8	(3,3)	12,6	9,4	-	-	-	215%	-25%
Depreciações e amortizações líquidas (1)	350,3	353,7	356,5	408,5	353,3	-	-	-	0,8%	-14%
EBIT	650,2	524,2	504,2	464,8	709,2	-	-	-	9%	52,6%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	(0,0)	2,9	(0,0)	(0,1)	0,0	-	-	-	-	-
Resultados financeiros	(166,8)	(186,2)	(162,6)	(189,6)	(159,9)	-	-	-	4%	16%
Resultados em associadas	3,6	6,8	7,0	6,3	8,1	-	-	-	122%	27,5%
Resultados Antes de Impostos	487,0	347,7	348,6	281,5	557,4	-	-	-	14%	98%
IRC e Impostos diferidos	79,0	79,9	114,2	9,4	149,1	-	-	-	89%	1485%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	408,0	267,8	234,4	272,1	408,4	-	-	-	0%	50%
Accionistas da EDP	337,2	244,5	212,8	218,0	334,7	-	-	-	-1%	53,6%
Interesses não controláveis	70,7	23,2	21,6	54,1	73,6	-	-	-	4%	36%

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

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	1T13	1T12	Δ MW	Δ %	1T13	1T12	Δ GWh	Δ %	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13
PPA/CMEC (Portugal)	5.274	6.220	-946	-15%	5.053	3.200	1.853	58%	3.200	2.860	2.912	3.594	5.053			
Hídrico	4.094	4.094	0	0%	3.307	846	2.461	291%	846	884	570	1.619	3.307			
Fio de água	1.860	1.860			2.418	623			623	813	430	1.183	2.418			
Albufeira	2.234	2.234			889	223			223	71	140	436	889			
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	1.747	2.353	-606	-26%	2.353	1.977	2.340	1.977	1.747			
Fuel - Setúbal	0	946	-946	-	0	2	0	0%	2	-1	2	-2	0			
Regime Especial (Ex-Eólico)	381	469	-88	-19%	623	561	62	11%	561	591	482	612	623			
Portugal	256	324	-67	-21%	449	343	107	31%	343	380	301	406	449			
Mini-Hídricas	157	157			268	41			41	91	16	105	268			
Cogeração	68	135			132	254			254	236	233	247	132			
Biomassa	32	32			49	47			47	54	53	53	49			
Spain	125	145	-21	-14%	174	219	-45	-20%	219	211	180	206	174			
Cogeração+Resíduos	125	142			174	219			219	211	180	206	174			
Biomassa	0	3			0	0			0	0	0	0	0			
Produção Liberalizada P. Ibérica	7.122	7.574	-453	-6%	3.621	3.544	77	2%	3.544	2.686	3.149	3.805	3.621			
Hídrico	1.605	1.347	257	19%	1.581	390	1.191	305%	390	654	329	761	1.581			
Portugal	1.178	921			1.104	234			234	414	270	595	1.104			
Espanha	426	426			477	156			156	240	59	166	477			
Carvão	1.460	1.460	0	0%	1.371	1.846	-475	-26%	1.846	1.278	1.708	1.883	1.371			
Aboño I	342	342			412	469			469	464	542	491	412			
Aboño II	536	536			826	973			973	360	907	1.000	826			
Soto Ribera II	236	236			124	72			72	175	73	146	124			
Soto Ribera III	346	346			9	333			333	278	186	247	9			
CCGT	3.736	3.736	0	0%	337	973	-636	-65%	973	536	775	822	337			
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			74	164			164	19	-2	48	74			
Lares (2 grupos)	863	863			63	353			353	177	519	230	63			
Castejón (2 grupos)	843	843			94	170			170	190	199	266	94			
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			106	285			285	150	59	279	106			
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	331	335	-4	-1%	335	218	338	339	331			
Gasóleo/Fuelóleo	165	875	-710	-81%	0	0	0	-18%	0	0	0	0	0			
Eólico (Maior detalhe na página 16)	7.634	7.157	477	7%	5.755	5.212	542	10%	5.212	4.705	3.427	5.100	5.755			
Península Ibérica	2.926	2.814			2.322	1.631			1.631	1.714	1.437	1.766	2.322			
Resto da Europa	987	838			552	477			477	394	323	533	552			
EUA	3.637	3.422			2.829	3.056			3.056	2.552	1.597	2.733	2.829			
Brasil	84	84			52	48			48	45	71	67	52			
Solar - Roménia	39	0	39	-	0	0	0	-	0	0	0	0	0			
Brasil (Ex-Eólico)	1.979	1.790	188	11%	2.460	2.647	-187	-7%	2.647	1.826	1.418	2.327	2.460			
Hídrico	1.799	1.790	8	0%	2.246	2.647	-400	-15%	2.647	1.826	1.418	2.301	2.246			
Lajeado	903	903			1.040	1.351			1.351	787	565	1.008	1.040			
Peixe Angical	499	499			710	819			819	588	558	874	710			
Energest	397	389			497	477			477	451	294	419	497			
Carvão - Pecém	180	0	180	-	214	0	214	-	0	0	0	26	214			
TOTAL	22.428	23.211	-783	-3%	17.511	15.164	2.347	15%	15.164	12.668	11.388	15.438	17.511			

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1T13	1T12	Δ GWh	Δ %
Portugal	11.102	11.716	-614	-5,2%
Muito Alta Tensão	507	479	28	5,8%
Alta / Média Tensão	4.876	5.124	-248	-4,8%
Baixa Tensão	5.719	6.113	-394	-6,4%
Espanha	2.357	2.435	-77	-3,2%
Alta / Média Tensão	1.636	1.728	-92	-5,3%
Baixa Tensão	721	707	14	2,0%
Brasil	6.376	6.204	172	2,8%
Clientes Livres	2.405	2.303	103	4,5%
Industrial	886	982	-96	-9,8%
Residencial, Comercial & Outros	3.085	2.920	166	5,7%
TOTAL	19.835	20.355	-520	-2,6%

Clientes Ligados (mil)	1T13	1T12	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.079	6.119	-39,5	-0,6%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,0	0,0%
Baixa Tensão Especial	33	34	-0,3	-1,0%
Baixa Tensão	6.022	6.061	-39,2	-0,6%
Espanha	657	656	1,7	0,3%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,9%
Baixa Tensão	656	655	1,7	0,3%
Brasil	2.964	2.859	105,3	3,7%
Bandeirante	1.619	1.559	59,5	3,8%
Escelsa	1.345	1.300	45,8	3,5%
TOTAL	9.701	9.633	67,5	0,7%

Redes	1T13	1T12	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	334.976	332.117	2.859	0,9%
Portugal	224.595	223.180	1.415	0,6%
Espanha	23.007	22.692	315	1,4%
Brasil	87.375	86.245	1.130	1,3%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	-14,4%	-11,0%	-3,4 pp	
Espanha	-4,1%	-4,2%	0,1 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10,2%	-10,5%	0,3 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,6%	0,1 pp	
Comerciais	-4,7%	-4,9%	0,2 pp	
Escelsa	-13,5%	-13,2%	-0,3 pp	
Técnicas	-7,8%	-7,3%	-0,5 pp	
Comerciais	-5,7%	-5,8%	0,1 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1T13	1T12	Δ GWh	Δ %
Portugal	1.971	2.211	-241	-10,9%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	393	358	36	10%
Média Pressão (P > 4 Bar)	1.568	1.844	-276	-15%
GPL	9	9	-0	-4%
Espanha	14.685	17.233	-2.548	-15%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	3.639	3.910	-271	-6,9%
Média Pressão (P > 4 Bar)	11.046	13.324	-2.278	-17%
TOTAL	16.656	19.445	-2.789	-14,3%

Pontos de Abastecimento (mil)	1T13	1T12	Δ Abs.	Δ %
Portugal	292,6	276,3	16,2	5,9%
Finais	209,3	274,5	-65,1	-23,7%
Acesso	83,2	1,8	81,4	4405%
Espanha	1.010,4	997,9	12,5	1,3%
Finais	-	-	-	-
Acesso	1.010,4	997,9	12,5	1,3%
TOTAL	1.303,0	1.274,2	28,8	2,3%

Redes	1T13	1T12	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	14.243	14.353	-110	-0,8%
Portugal	4.349	4.165	184	4,4%
Espanha	9.894	10.188	-294	-2,9%
Distribuição	9.894	9.743	151	1,5%
Transporte	-	445	-445	-

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 1T2013

Jan: As acções da EDP – Energias do Brasil passam a integrar o índice Bovespa, com uma contribuição de 0,645%;

Jan: EDP MOP e Renault assinam um contrato para garantir o funcionamento da rede de postos de carregamento que irá suportar testes no terreno e o lançamento do carro eléctrico ZOE;

Jan: A EDP é distinguida pelo sexto ano consecutivo na publicação mundial, "Sustainability Yearbook 2013" da SAM, obtendo pela quarta vez a classificação "gold";

Fev: EDP assina juntamente com mais 20 empresas nacionais o acordo de adesão ao Fórum Empresas para a Igualdade de Género;

Mar: EDP Renováveis na Polónia é distinguida pela "Great Place to Work" como o melhor local de trabalho em 2013 na categoria de empresas com menos de 50 colaboradores.

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2006)

	1T13	1T12	Δ %
Índice de Sustentab.	127	131	-3,2%
Comp. Ambiental Peso %	133 36%	152 36%	-13%
Comp. Económica Peso %	114 33%	113 33%	1,0%
Comp. Social Peso %	134 31%	126 31%	6,4%

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

Métricas Económicas

	1T13	1T12	Δ %
Valor Económico (€M)(1)			
Directo Gerado	4.778	4.691	1,8%
Distribuído	3.972	3.906	1,7%
Acumulado	805	785	2,5%

Métricas Sociais (g)

	1T13	1T12	Δ %
Empregados (c)	12.114	11.998	1,0%
Formação (horas formanc	72.003	86.726	-17%
Acidentes em Serviço	13	9	44%
Ind. Frequência EDP (Tf)	2,35	1,60	47%
Ind. Gravidade EDP (Tg)	84	130	-35%
Ind. Freq. EDP+PSE(f) (Tf)	4,49	4,90	-8,3%

Métricas Ambientais

	1T13	1T12	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt) (a)			
CO2	3.717,0	5.001,8	-26%
NOx	3,4	4,0	-15%
SO2	3,1	3,9	-20%
Partículas	0,161	0,173	-7,2%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2	213,47	291,03	-27%
NOx	0,20	0,23	-16%
SO2	0,18	0,23	-22%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	3.727	5.017	-26%
Emissões indirectas (Âmbito 2) (h)	458	431	6,1%
Consumo de Energia Primária (TJ) (b)	38.816	53.794	-28%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	75%	70%	5 p.p.
Utilização de Água (10⁶ m³)	397.857	427.643	-7,0%
Total Resíduos (t) (e)	76.881	176.483	-56%
Despesas Ambientais (€ mil)	15.958	11.967	33%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	75,3	209,5	-64%

(a) Excluindo frota automóvel

(b) Incluindo frota automóvel e consumo de gás na actividade de transporte e distribuição

(c) Incluindo Órgãos Sociais Executivos

(d) Inclui vapor (445 GWh: 1T13 vs. 543 GWh: 1T12)

(e) Resíduos encaminhados para destino final.

(f) PSE: Prestadores de Serviços Externos

(g) Excluindo a central de carvão de Pécem

(h) Incluindo os consumos de electricidade dos edificios administrativos da HC Energía Generación em Espanha bem como o backfeed power

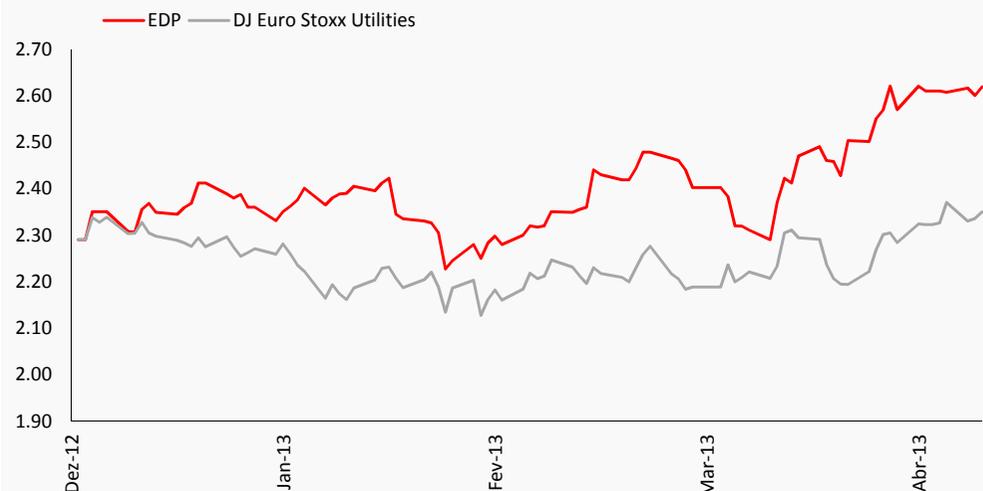
(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + Outros Proveitos operacionais + ganhos/perdas na alienação de activos financeiro + ganhos/perdas em associada + Proveitos financeiros

Valor Económico Distribuído (VED): CMVMC + Custos operacionais + outros custos operacionais + Imposto corrente + custos financeiros + pagamento de dividendos; Valor Económico Acumulado: VEP - VED.

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (d) (GWh)	
	1T13	1T12	1T13	1T12	1T13	1T12
PPA/CMEC	1.613	2.113	0,92	0,90	1.747	2.355
Carvão	1.612	2.106	0,92	0,90	1.747	2.353
Fuel Oil & Gás Natural	1	7	14,01	3,43	0	2
Produção Liberalizada	1.846	2.570	1,08	0,91	1.708	2.819
Carvão	1.700	2.182	1,24	1,18	1.371	1.846
CCGT	147	388	0,43	0,40	337	973
Regime Especial	257	319	0,32	0,30	801	1.063
Produção Térmica	3.717	5.002	0,87	0,80	4.256	6.237
Produção Livre de Emissões de CO2					13.157	10.949
Total Emissões de CO2			0,21	0,29	17.413	17.186

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



Principais Eventos EDP

- Jan-18:** Comunicação de participação qualificada por parte da Blackrock
- Jan-25:** Comunicação de participação qualificada por parte da Capital Research
- Jan-31:** EDP contrata empréstimo de €1.600.000.000
- Fev-15:** Conclusão da venda do negócio de transporte de gás em Espanha
- Fev-22:** Comunicação de redução de participação qualificada por parte da Parública
- Mar-7:** Comunicação de participação qualificada por parte da Oppidum
- Mar-22:** Standard & Poor's mantém rating da EDP em "BB+" e revê outlook para estável
- Abr-2:** Comunicação de participação qualificada por parte da Capital Income Builder
- Abr-12:** Renúncia de membro do Conselho Geral e de Supervisão
- Abr-26:** EDP vende €150 milhões do défice tarifário em Portugal
- Abr-30:** Comunicação de participação qualificada por parte da MFS
- Mai-6:** Assembleia Geral Anual

EDP em Bolsa	YTD	52W	2012
		05-07-2013	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	2,619	2,619	2,290
Max	2,633	2,633	2,484
Min	2,215	1,628	1,628
Média	2,401	2,154	2,069

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	1.487	3.252	2.899
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	16	12	11
Volume Transaccionado (milhões de acções)	619	1.510	1.401
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,7	5,8	5,4

Dados Acções EDP	1T13	1T12	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	30,8	32,8	-5,9%

Direcção de Relação com Investidores

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

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