



1S14

Resultados

Lisboa, 31 de Julho de 2014

Conteúdo

Destaques	- 2 -
Performance Financeira Consolidada	
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	
Enquadramento: Mercado Ibérico de Electricidade e Gás	- 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 -

Demonstração Resultados (€ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.699	2.890	-7%	-192
Fornecimentos e serviços externos	422	441	-4%	-19
Custos com pessoal, benef. aos empregados	201	335	-40%	-135
Outros custos operacionais (líquidos)	74	141	-48%	-67
Custos Operacionais Líquidos (1)	697	918	-24%	-221
EBITDA	2.002	1.973	1%	+29
Provisões	18	37	-52%	-19
Amortizações e imparidades exercício (2)	681	686	-1%	-5
EBIT	1.304	1.250	4%	+53
Resultado da alien. de act. financeiros	(0)	0	-	-0
Resultados financeiros	(245)	(317)	23%	+72
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	8	(15)	-	+23
Resultado antes de impostos	1.067	918	16%	+148
IRC e Impostos diferidos	242	208	16%	+34
Contribuição extraord. sector energético	31	-	-	+31
Resultado líquido do período	794	710	12%	+84
Accionistas da EDP	673	603	12%	+70
Interesses não controláveis	121	107	13%	+14

Dados-chave Operacionais	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.884	12.136	-2,1%	-252
Capacidade instalada (MW)	22.079	21.994	0,4%	+85

Dados-chave Financeiros (€ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.148	1.241	-7%	-92
Investimento operacional	659	601	10%	+58
Manutenção	272	266	2%	+7
Expansão	387	335	15%	+52
Investimento Líquidos (5)	633	772	-18%	-139

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Jun-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.476	8.446	0%	+31
Dívida líquida	16.874	17.083	-1%	-209
Receb. futuros da actividade regulada (4)	2.441	2.747	-11%	-306
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,2x	4,7x	-	-0,5x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3,6x	4,0x	-	-0,3x

Devido à adopção das normas IFRS 10 e 11, os dados relativos a 2013 presentes neste documento foram reexpressos para efeitos comparativos. As participações em joint ventures, antes consolidadas pelo método proporcional, são de 2014 em diante consolidadas pelo método da equivalência patrimonial.

O EBITDA do Grupo EDP subiu 1% vs. 1S13, para €2.002M no 1S14. O EBITDA inclui o impacto de: (i) no 1S13, a mais valia obtida na venda de activos de transmissão de gás em Espanha (€56M); (ii) no 2S14, o ganho obtido na venda de 50% de participação no capital social de Jari e cachoeira-Caldeirão à CTG (€129M) e o impacto do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) alcançado em Portugal (+€129M). Adicionalmente, devido a incertezas quanto à data de liquidação financeira, as contribuições da CCEE às nossas distribuidoras no Brasil relativas a parte dos desvios de Mai/Jun-14 com a compra de energia não foram contabilizadas no 2T14 (+€40M a contabilizar expectavelmente no 3T14). Ajustando por estes efeitos, o EBITDA caiu 7% (-€132M), para €1.784M, penalizado por um impacto cambial adverso (-€58M ou -3% do EBITDA total), pelos efeitos da seca severa no Brasil (-€76M excluindo os desvios na compra de energia em Mai/Jun) e impacto regulatório adverso na P. Ibérica, em especial na EDPR.

Excluindo os impactos não recorrentes já descritos, o **EBITDA das operações Ibéricas** (excluindo a EDPR) subiu 4% no 1S14, vs. 1S13, suportado por: (i) aumento da produção hídrica; (ii) gestão adequada do risco nos mercados energéticos; e (iii) um apertado controlo de custos. A **EDP Brasil**, 'EDPB' (EBITDA -15%, ou -€45M), foi afectada por: (i) -€90M (-R\$293M) de impacto líquido dos desvios tarifários na distribuição; (ii) -€48M de impacto cambial; (iii) menor retribuição dos activos regulados da Escelsa, fruto da revisão tarifária de Ago-13; e (iv) custos de fornecimento de electricidade mais altos, decorrentes da situação de seca (-€26M). A **EDP Renováveis**, 'EDPR' (EBITDA -7%, ou -€36M), foi negativamente impactada pela nova regulação em Espanha aliado a um preço de pool mais baixo; efeito cambial adverso (-€10M) e ganho não-recorrente de €14M no 1T13 relativo à reestruturação de um contrato nos EUA; efeitos parcialmente compensados pela entrada em operação de nova capacidade.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ do Grupo EDP ascenderam a €697M (-24% vs. 1S13). Excluindo o impacto do novo ACT, os custos operacionais (FSE e Custos com Pessoal) recuaram 3% (-€25M), suportados por uma redução de 2% na P. Ibérica (face à execução bem sucedida do programa de eficiência corporativa OPEX III e ao corte de 2% no número de empregados, essencialmente suportado por pré-reformas em Portugal); e pela depreciação do BRL face ao Euro. **Os outros custos operacionais líquidos** ascenderam a €74M no 1S14, -€67M vs. 1S13, reflexo das mais valias já referidas (€56M no 1S13, €129M no 1S14). Os impostos à geração em Espanha e o 'clawback' em Portugal representaram um custo de €61M no 1S14.

O EBIT subiu 4% no 1S14, para €1.304M, suportado pelo EBITDA. As **amortizações e imparidades** incluem o impacto da extensão da vida útil das centrais a gás e de algumas centrais a carvão no 4T13. Os **custos financeiros líquidos**, que caíram €72M (vs. 1S13), para €245M no 1S14, reflectem uma subida em 50 p.b. no custo médio da dívida, para 4,6% no 1S14, e uma redução de €0,7MM na dívida líquida média. Os **impostos** ascenderam a €242M (taxa efectiva de 23% no 1S14). Adicionalmente, e de acordo com o definido no Orçamento de Estado de Portugal para 2014, a EDP contribuiu com €31M para a **contribuição extraordinária a aplicar ao sector energético** em Portugal. Os **interesses não controláveis** subiram 13%, para €121M no 1S14, impulsionados pela mais valia obtida na venda de Jari/Cachoeira-Caldeirão e pela estratégia de rotação de activos da EDPR. **O resultado líquido da EDP subiu 12%, para €673M no 1S14**. Ajustando o resultado líquido pelos itens não recorrentes já descritos (+€40M no 1S13; +€124M no 1S14), o resultado líquido caiu 3%, de €563M no 1S13 para €549M no 1S14.

O **Investimento líquido⁽⁵⁾** caiu 18%, para €633M no 1S14. O **investimento operacional consolidado** totalizou €659M, ficando 10% acima de 1S13 ou 5% abaixo se excluído €92M de subsídios ao investimento recebidos pela EDPR no 1S13. O investimento de expansão totalizou €387M no 1S14, fruto do investimento em nova capacidade hídrica e eólica.

A **dívida líquida** caiu de €17,1MM a Dez-13 para €16,9MM a Jun-14, reflectindo: (i) -€0,9MM de FFO e investimento em manutenção; (ii) -€0,4MM de redução nos activos regulatórios, incluindo a securitização de €1MM em Portugal e desvios tarifários mais altos no Brasil; (iii) +€0,7MM de pagamento do dividendo anual de 2013; e (iv) +€0,4MM de capex de expansão, líquido de investimento em fundo de maneio com fornecedores de imobilizado e de desinvestimentos líquidos. A **posição de liquidez financeira (caixa e de linhas de crédito disponíveis)** do Grupo EDP a Jun-14 ascendia a €5MM. Esta posição cobre as necessidades de refinanciamento da EDP até final de 2015.

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações líqº de compensação de amort. de activos subsidiados; imparidades; (3) Líqº dos recebimentos futuros relacionados a act. regulada; (4) Brasil: os recebimentos futuros da actividade regulada não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo; (5) Invest. Líquidos definidos na nota (5) da página 5 deste documento.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.	1T13	2T13	3T13(1)	4T13(1)	1T14	2T14	3T14	4T14	2T14 YoY		2T14 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	356	368	-3%	-12	194	174	176	182	176	180	-	-	3%	6	3%	5
Actividades Liberalizadas	315	225	40%	+90	111	114	55	70	192	123	-	-	8%	9	-36%	-69
Redes Reguladas P. Ibérica	559	522	7%	+37	290	232	250	251	245	314	-	-	35%	81	28%	69
Eólico e Solar	506	543	-7%	-36	317	226	165	239	289	218	-	-	-4%	-8	-25%	-71
Brasil	266	311	-15%	-45	177	134	186	85	127	139	-	-	4%	6	10%	13
Outros	(0)	4	-	-4	(3)	6	(6)	(9)	2	(2)	-	-	-	-9	-	-4
Consolidado	2.002	1.973	1,5%	+29	1.086	887	826	818	1.030	972	-	-	10%	85	-6%	-59

O EBITDA consolidado subiu 1% (+€29M), para €2.002M no 1S14. Note-se que o EBITDA inclui: (i) no 1S13, a mais valia obtida na venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M nas Redes Reguladas); (ii) no 1S14, +€129M resultante da venda de 50% de participação no capital social de Jari e Cachoeira-Caldeirão à CTG e +€129M decorrente do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) alcançado em Portugal, em Jul-14. Adicionalmente, devido a incertezas quanto à data de liquidação financeira, as contribuições da CCEE às nossas distribuidoras no Brasil relativas a parte dos desvios de Mai/Jun-14 com a compra de energia não foram contabilizadas no 2T14 (+€40M a contabilizar expectavelmente no 3T14). Ajustando por estes efeitos, o EBITDA caiu 7% vs. 1S13 (-€132m), para €1.784M no 1S14, penalizado pelo impacto cambial desfavorável (-€58M ou -3% do EBITDA total, devido a uma depreciação de 15% do BRL face ao Euro e de 4% do USD face ao Euro), pelo impacto da seca no Brasil (-€76M excluindo os desvios com compra de energia de Mai/Jun-14, anteriormente referidos) e pelo impacto regulatório adverso na P. Ibérica, nomeadamente na EDPR.

O novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) alcançado com 64 sindicatos representantes dos empregados da EDP em Portugal (~6.700 empregados) em Jul-14 resultou num impacto não recorrente no valor de +€129M registado no 1S14, correspondente à variação do valor actual das responsabilidades futuras do grupo: €87M registado nas Redes reguladas, €23M registado na Produção contratada de LP, €6M nas Actividades liberalizadas e €13M ao nível da Holding.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (18% do EBITDA) - O EBITDA caiu 3% para €356M no 1S14, reflexo da transferência de 3 centrais hídricas para o mercado liberalizado decorrente do fim dos respectivos PPAs (margem bruta de €32m no 1S13), e da interrupção da produção em várias centrais em regime especial em Espanha: os termos regulatórios propostos para a remuneração destas centrais tornam a operação não rentável.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (16% do EBITDA) - O EBITDA subiu €90M (vs. 1S13), para €315M no 1S14, suportado por uma margem bruta na electricidade €71M mais alta e por uma subida de €35M na margem bruta na comercialização de gás. A performance no negócio de electricidade foi suportada por: (i) custo médio de abastecimento 15% inferior, decorrente do maior peso da produção hídrica no mix de geração (58% no 1S14 vs. 47% no 1S13); (ii) crescimento na actividade de comercialização; e (iii) resultados superiores no mercado grossista decorrente de uma gestão da volatilidade nos mercados energéticos bem sucedida.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (28% do EBITDA) - O EBITDA ascendeu a €559M no 1S14 (+7% vs. 1S13). Excluindo os impactos do novo ACT (€87M no 1S14) e da venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M no 1S13), o EBITDA subiu 1% vs. 1S13 (+€5M), para €471M no 1S14, suportado por um rigoroso controlo de custos focado na eficiência do OPEX. A margem bruta desceu 2% (-€20M vs. 1S13) no 1S14, reflexo de: (i) em Portugal, uma taxa de retorno sobre o RAB mais baixa, tanto na electricidade como no gás, decorrente de um risco soberano mais baixo, da rápida transferência de clientes para o mercado livre e do impacto desfavorável do ajustamento de proveitos por 'Deflator do PIB - Factor X' no negócio de electricidade; (ii) em Espanha, o impacto negativo das alterações regulatórias na distribuição de electricidade.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (25% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR caiu 7% (-€36M), para €506M no 1S14 devido: (i) ao impacto negativo do novo regime de remuneração dos activos relativos a energia renovável aliado a um preço de mercado baixo no 1S14; (ii) ao ganho não-recorrente de €14M no 1T13 relativo à reestruturação de um contrato CAE nos EUA; e (iii) ao impacto cambial desfavorável (-€10M). A capacidade instalada aumentou 4% (+281MW) nos últimos 12 meses, para 7,8GW em Jun-14. O factor médio de utilização subiu 1p.p., para 34% no 1S14, suportado por recursos eólicos mais fortes na P. Ibérica. O preço médio de venda recuou 10%, para €57,7/MWh reflectindo as alterações regulatórias em Espanha e um preço mais baixo na Roménia.

BRASIL (13% do EBITDA) - A contribuição da EDPB para o EBITDA do grupo EDP caiu 15% (-€45M) vs. 1S13, para €266M no 1S14. O EBITDA no 1S14 inclui: (i) -€90M (-R\$293M) de impacto líquido de desvios tarifários negativos mais altos na distribuição; (ii) -€48M resultante do impacto cambial desfavorável; e (iii) +€129M (R\$408M) decorrente da venda de 50% da participação em Jari/Cachoeira à CTG. Excluindo estes impactos, o EBITDA em moeda local caiu 12% vs. 1S13, para R\$770M no 1S14, reflectindo: na actividade de distribuição, proveitos permitidos mais baixos, justificados por custos com perdas na rede mais altos e um menor retorno na Escelsa decorrente da revisão tarifária, em Ago-13; na produção e comercialização, custo de electricidade mais alto, resultante da necessidade de comprar energia a preços excepcionalmente altos, por força de um GSF muito abaixo de 100% (95% no 1S14).

(1) De notar que o 3T13 e 4T13 não estão reexpressos para reflectir a adopção das IFRS10 / IFRS11.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.	1T14	2T14	3T14	4T14	2T14 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.002	1.973	1%	29	1.030	972			-6%	-59
Provisões	18	37	-52%	-19	7	11			58%	4
Amortizações Líquidas	681	686	-1%	-5	324	357			10%	32
EBIT	1.304	1.250	4%	53	699	604			-14%	-95
Juros financeiros líquidos	(434)	(380)	-14%	-54	(216)	(217)			-1%	-1
Custos financeiros capitalizados	83	63	32%	20	41	42			3%	1
Diferenças de câmbio e derivados	33	(21)	-	54	19	15			-22%	-4
Rendimentos de participações de capital	4	4	2%	0	0	4			-	4
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(35)	(36)	4%	1	(17)	(18)			-4%	-1
Outros ganhos e perdas financeiros	102	52	-	50	27	76			185%	49
Resultados Financeiros	(245)	(317)	23%	72	(147)	(98)			33%	49
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	8	(15)	-	23	12	(4)			-	-15
Ganhos/(Perdas) Alienação Activos Financeiros	(0)	0	-	-0	(0)	(0)			-	-0
Resultados Antes de Impostos	1.067	918	16%	148	564	502			-11%	-62
IRC e Impostos Diferidos	242	208	16%	34	186	57			-70%	-129
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>23%</i>	<i>23%</i>	<i>-</i>	<i>0,1 pp</i>	<i>33%</i>	<i>11%</i>			<i>-66%</i>	<i>-0,2 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	31	-	-	31	15	16			8%	1
EDP Renováveis	57	49	17%	8	39	18			-54%	-21
Energias do Brasil	61	53	14%	7	27	34			27%	7
Outros	3	5	-38%	-2	2	1			-39%	-1
Interesses Minoritários	121	107	13%	14	68	53			-22%	-15
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	673	603	12%	70	296	377			27%	81

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) diminuíram 1% para €681M no 1S14, reflectindo sobretudo: i) a extensão da vida útil desde Nov-13 das nossas centrais CCGT (de 25 para 35 anos), bem como de algumas das nossas centrais a carvão em Espanha; ii) menores amortizações em algumas das nossas centrais em regime especial em Espanha, no seguimento das imparidades registadas no 4T13; iii) imparidade registada num projecto hídrico em Portugal (Alvito) no 2T14 no montante de €27M; iv) menores perdas por imparidade na EDPR – 1S13 inclui €10M relacionados com projectos em construção e v) impacto cambial por desvalorização do EUR/BRL (-€10M).

Os **custos financeiros líquidos** caíram 23% (vs. 1S13) para €245M no 1S14. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** subiram 14%, reflectindo uma subida do custo médio da dívida, de 4,1% no 1S13 para 4,6% no 1S14, efeito parcialmente compensado por decréscimo de €0,7MM na dívida líquida média. As **diferenças de câmbio e derivados**, €33M no 1S14, referem-se essencialmente a resultados com coberturas nos mercados energéticos e de “commodities”. Os custos financeiros capitalizados alcançaram os €83M no 1S14, +€20M vs. 1S13, resultado de uma maior dimensão de trabalhos em curso, nomeadamente em projectos hídricos em Portugal. Os **outros ganhos e perdas financeiros**, €102M no 1S14, incluem um ganho de €67M com as transacções de venda do défice tarifário (vs. €41M no 1S13).

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram €8M no 1S14 com as maiores contribuições a resultarem de: i) participação da EDPR com 40% no capital da ENEOP Portugal (€10M no 1S14 vs. €8M no 1S13); ii) algumas participações minoritárias em parques eólicos no EUA (€3M no 1S14); iii) participação com 50% no capital da associada CIDE HC Energia em Espanha (€3M no 1S14); e iv) a nossa participação de 21% na CEM em Macau (€6M no 1S14). Sublinhe-se que a nossa participação de 50% no capital de Pecém I (consolidado por equivalência patrimonial) contribuiu com -€12M no 1S14 (vs. -€40M no 1S13).

O **imposto sobre o rendimento** totalizou €242M no 1S14, materializando numa taxa de imposto efectiva de 23% no 1S13. Adicionalmente, e de acordo com o definido no Orçamento de Estado para 2014, a EDP contribuiu com €31M para a contribuição especial cobrada ao sector energético em Portugal. De acordo com as declarações do Ministro das Finanças de Portugal, espera-se que a contribuição extraordinária para o sector energético a aplicar em 2014 continue a ser aplicada em 2015.

Os **interesses não controláveis** aumentaram 13% para €121M no 1S14, devido ao aumento do resultado líquido da EDPB e à execução da estratégia de rotação de activos na EDPR. O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** aumentou 12% para €673M no 1S14.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	10	19	-47%	-9
Liberalizado (P. Ibérica)	295	264	12%	+31
Redes reguladas (P. Ibérica)	158	161	-2%	-3
Eólico & Solar	113	12	863%	+101
Brasil (1)	54	128	-58%	-74
Outros	28	17	69%	+12
Grupo EDP	659	601	10%	+58
Expansão	387	335	15%	+52
Manutenção	272	266	2%	+7

1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14
11	8	12	17	3	7	-	-
139	126	145	128	124	171	-	-
72	89	85	141	70	89	-	-
(53)	65	131	394	44	69	-	-
53	75	141	113	26	28	-	-
7	10	11	15	11	17	-	-
228	373	525	808	278	381	-	-
112	223	368	574	162	225	-	-
116	150	157	234	116	157	-	-



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 1S14	Invest. Acumulado (2)
Hídricas Portugal	1.468	271	1.561
Eólico e Solar (3)	405	55	433
Total	1.873	326	1.994

Principais Investimentos Líquidos (€ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	12	171	-93%	-159
Perímetro consolidação EDPR	4	36	-89%	-32
Perímetro consolidação EDPB (4)	2	31	-94%	-29
Activos de gás (Espanha)	-	-	-	-
Outros	6	8	-26%	-2
Desinvestimentos	162	513	-68%	-351
Perímetro consolidação EDPR	0	0	79%	+0
EDP Brasil (Jari e C Caldeirão)	134	-	-	+134
Activos de gás (Espanha)	-	245	-	-245
Activos eólicos	28	257	-89%	-229
Outros	-	10	-	-10
Total	(150)	(342)	-	+192

Investimento Líquido (€m) (5)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Total	633	772	-18%	-139

O **investimento operacional consolidado** totalizou €659M no 1S14. Excluindo o “cash-grant” recebido pela EDPR em Jan-13 (€92M), relativo a um parque eólico nos EUA instalado no 4T12, o investimento operacional diminuiu 5% (-€34M). O investimento de manutenção aumentou 2%, para €272M no 1S14. O investimento de expansão totalizou €387M no 1S14, fruto do investimento em nova capacidade hídrica e eólica. O investimento em **capacidade hídrica em construção em Portugal**, que compreende 3 novas hídricas e 2 repotenciações, totalizou €271M no 1S14: 253MW com arranque previsto no final de 2014, 963MW com entrada em operação prevista para o 3T15 e 252MW com arranque previsto no 2S16. O investimento em **nova capacidade eólica e solar** (EDPR) totalizou €113M, essencialmente alocado à nova capacidade instalada no 1S14 (+6MW na Europa) e a 405MW de capacidade em construção, na sua maioria localizada nos EUA (329MW). No **Brasil**, o investimento totalizou €54M no 1S14, maioritariamente alocado a investimentos de manutenção no negócio da distribuição. Apesar de a EDPB ter 2 novos projectos hídricos em construção (Jari com 373MW e com arranque previsto em Jan-15; Cachoeira-Caldeirão com 219MW e com arranque previsto em Jan-17), estes investimentos passaram a estar consolidados pelo método de equivalência patrimonial no seguimento da venda à CWEI (CTG) de uma participação de 50% em cada um destes projectos. **No geral**, e excluindo os novos projectos hídricos no Brasil (detidos em 50%), a EDP investiu €2,2MM em 1,9GW de nova capacidade em construção.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** totalizaram €150M no 1S14. Os desinvestimentos financeiros incluem: i) +€134M relativos à conclusão da venda à CWEI (CTG) de participações de 50% nos projectos hídricos Jari e Cachoeira Caldeirão; e ii) +€28M fruto da venda por parte da EDPR, ao Grupo Axpo, de uma participação de 49% em 100MW de parques eólicos localizados em França (valor total implícito de €126M para 100% dos activos). Os investimentos financeiros referem-se essencialmente a taxas de sucesso relacionadas com o desenvolvimento da nossa actividade eólica e aos contributos de capital da EDPB para o projecto hídrico de Jari.

No âmbito da parceria estratégica com a CTG, em Jun-14, a EDPB concluiu a venda à CWE Investment Corporation (“CWEI”), uma subsidiária detida a 100% pela CTG, de participações de 50% nos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão por R\$420,6M (Jari: R\$420,2M e Cachoeira Caldeirão: R\$0,4M) de acordo com os termos do Memorandum de Entendimento (“MoU”) assinado em Dez-13. Importa recordar que em Dez-13, a CWEI assinou também um MoU com a EDPR para a venda de uma participação de 49% nos 40% detidos pela EDPR no consórcio ENEOP (534MW eólicos em Portugal) – espera-se que esta transacção seja concluída em 2015. Adicionalmente, em Fev-14, a EDPB acordou com a CWEI a venda de 33,3% do projecto hídrico de São Manoel (700MW atribuídos ao consórcio Terra Nova – 66,7% EDPB e 33,3% Furnas), como parte integrante dos €2MM de investimentos a realizar pela CTG (incluindo co-investimento) em energia renovável, no âmbito da parceria existente – espera-se que a conclusão desta operação ocorra no 2S14.

(1) Excluindo Pecém I (equiv. patrimonial); (2) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (3) Investimento acumulado inclui capacidade em construção & desenvolvimento; (4) Incluindo Pecém I, Jari & C. Caldeirão (equiv. patrimonial);

(5) Capex Líqº de Subsídios + Investimentos Financeiros - Desinvestimentos Financeiros relacionados com rotação de activos na EDPR (€38M da venda ao Grupo Axpo, dos quais €28M pelo 'equity' e €10M por suprimentos)

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1S14	1S13 (1)	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.002	1.957	2%	+45
Imposto corrente	(244)	(290)	16%	+46
Juros financeiros líquidos	(434)	(400)	-8%	-34
Resultados de associadas e dividendos	12	23	-46%	-11
Outros ajustamentos	(188)	(49)	-281%	-139

FFO	1.148	1.241	-7%	-92
Juros financeiros líquidos	434	400	8%	+34
Resultados e dividendos de associadas	(12)	(23)	46%	+11
Investimento em fundo de maneo	498	469	6%	+29
Recebimentos futuros da actividade regulada (2)	424	(32)	-	+456
Outros	73	501	-85%	-428

Fluxo das Actividades Operacionais	2.067	2.087	-1%	-19
Investimento operacional de expansão	(387)	(369)	-5%	-17
Investimento operacional em melhorias	(272)	(266)	-3%	-7
Var. fundo de maneo de fornec. de imobilizado	(185)	(393)	53%	+208

Cash Flow Operacional Líquido	1.224	1.059	-	+165
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	150	373	-	-223
Juros financeiros líquidos pagos	(401)	(366)	-10%	-36
Dividendos recebidos	27	12	136%	+16
Dividendos pagos	(716)	(716)	0%	+0
Receb./pagamentos parceiros institucionais EUA	(27)	(23)	-19%	-4
Variações cambiais	(93)	74	-	-168
Outras variações não operacionais	45	132	-66%	-87

Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	209	545	-62%	-337
--	------------	------------	-------------	-------------

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	7.635	7.433	3%	+202
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	1.113	1.008	10%	+105
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(6.134)	(6.004)	-2%	-130
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(433)	(293)	-48%	-140
Fluxo gerado pelas operações	2.181	2.143	2%	+38
Receb./pagamentos de imposto s/ o rendimento	(114)	(73)	-	-41

Fluxo das Actividades Operacionais	2.067	2.071	0%	-3
---	--------------	--------------	-----------	-----------

Fluxo das Actividades de Investimento	(646)	(944)	32%	+299
--	--------------	--------------	------------	-------------

Fluxo das Actividades de Financiamento	(2.004)	(1.089)	-84%	-916
---	----------------	----------------	-------------	-------------

Variação de caixa e seus equivalentes	(583)	37	-	-620
Efeito das diferenças de câmbio	48	(26)	-	+73

O FFO diminuiu 7% vs. 1S13 (ou -€92M) para €1.148M no 1S14, incluindo: i) um aumento de €34M dos juros financeiros líquidos, traduzindo uma subida de 50pb do custo médio da dívida (4,6% no 1S14) e uma dívida líquida média inferior (-€0,7MM); e ii) uma redução de €46M do imposto corrente, explicado sobretudo por menores resultados. Sublinhe-se que a rubrica de 'outros ajustamentos' inclui um impacto negativo de €129M relacionado com o novo Acordo Colectivo de Trabalho estabelecido em Portugal, totalmente compensado ao nível do EBITDA (ver 'decomposição do EBITDA' na página 3).

O fluxo das actividades operacionais diminuiu 1% no período (ou -€19m) para €2,067M no 1S14. De notar que os **recebimentos futuros da actividade regulada** diminuíram €424M no 1S14 vs. Dez-13, reflectindo: i) um impacto líquido de €344M recebidos das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo o recebimento de €1,033M provenientes das operações de securitização realizadas no 1S14; e ii) uma redução de €80M das nossas actividades em Espanha, essencialmente relacionada com ajustamentos ao défice de 2013. Os **outros investimentos em fundo de maneo**, que totalizaram €73M no 1S14, incluem um ganho não-recorrente de €129M com a venda de 50% dos projectos hídricos de Jari/Cachoeira Caldeirão (Brasil) à CWEI (CTG). Recorde-se que os 'outros investimentos em fundo de maneo' no 1S13 beneficiaram de uma redução dos inventários de carvão, de uma diminuição dos valores a receber de clientes e do reconhecimento de €31M (R\$90M) de contribuições da CDE que só foram recebidas no 3T13.

O investimento operacional de expansão totalizou €387MM no 1S14, traduzindo os trabalhos de construção de nova capacidade hídrica e eólica. 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 na EDPR.

Os **desinvestimentos (líquidos)** totalizaram €150M no 1S14, reflectindo essencialmente a referida venda de 50% de Jari/Cachoeira Caldeirão à CTG.

No dia 29 de Maio de 2014, a EDP procedeu ao pagamento do dividendo anual no montante de €672M (ou €0.185/acção, estável em relação ao ano anterior). De notar que o montante de €716M de dividendos pagos no 1S14 inclui também o montante pago ao interesses não controláveis, essencialmente ao nível da EDP Renováveis.

Os €93M de impacto negativo na dívida líquida relativo a **variações cambiais** reflectem essencialmente a apreciação do Real Brasileiro (+9%) e do Dólar americano (+1%) face ao Euro, entre Dez-13 e Jun-14.

Em conclusão, a **dívida líquida** caiu €0,2MM vs. Dez-13 para €16,9MM a Jun-14.

(1) O Cash Flow pelo Método Indirecto não está reexpresso para reflectir a adopção das IFRS10 / IFRS11; (2) Excluindo o Brasil, em que os recebimentos futuros da actividade regulada não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Dez. vs. Jun.		
	Jun-14	Dez-13	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	19.635	19.454	181
Activos intangíveis	5.943	6.018	-75
Goodwill	3.259	3.253	6
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	1.031	1.578	-547
Impostos, correntes e diferidos	566	754	-187
Inventários	211	265	-54
Clientes, líquido	2.054	2.281	-227
Outros activos, líquido	5.538	5.868	-330
Depósitos colaterais	432	439	-7
Caixa e equivalentes de caixa	1.621	2.157	-535
Total do Activo	40.289	42.066	-1.776
Capital Próprio (€ M)	Jun-14		
	Jun-14	Dez-13	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.476	8.446	31
Interesses não controláveis	3.204	3.082	121
Total do Capital Próprio	11.680	11.528	152
Passivo (€ M)	Jun-14		
	Jun-14	Dez-13	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	19.059	19.759	-700
Médio e longo prazo	15.377	15.601	-224
Curto prazo	3.682	4.158	-476
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.883	1.935	-51
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.459	1.508	-50
Provisões	390	382	8
Impostos, correntes e diferidos	1.263	1.333	-71
Outros passivos, líquido	4.556	5.621	-1.065
Total do Passivo	28.610	30.538	-1.928
Total do Capital Próprio e Passivo	40.289	42.066	-1.776
Benefícios aos Empregados (€ M) (1)	Jun-14		
	Jun-14	Dez-13	Δ Abs.
Pensões (2)	918	960	-42
Actos médicos e outros	965	974	-10
Benefícios aos Empregados	1.883	1.935	-51
Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Jun-14		
	Jun-14	Dez-13	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.459	1.508	-50
(-) Proveitos diferidos	656	672	-17
Passivo com Investidores Institucionais	803	836	-33
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Jun-14		
	Jun-14	Dez-13	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	1.848	2.045	-197
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	230	377	-148
Espanha	184	264	-80
Brasil (4)	180	61	119
Receb. Futuros da Actividade Regulada	2.441	2.747	-306

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €0,1MM vs. Dez-13, para €25,6MM a Jun-14, reflectindo essencialmente: i) +€0,7MM de investimento operacional; ii) -€0,7MM de amortizações no período; iii) +€0,3MM maioritariamente devidos à apreciação do BRL (+9%) e do USD (+1%) face ao EUR; e iv) um impacto líquido de -€0,1MM ligado à compra, consumo e entregas de licenças de CO2 no período. A Jun-14, existiam €3,6MM de imobilizado em curso (14% 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** caiu €0,5MM vs. Dez-13, para €1,0MM a Jun-14, reflectindo a conclusão da venda de participações de 50% nos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão no Brasil (Jun-14), que tinham sido transferidos para a rubrica de 'activos detidos para venda' a Dez-13, bem como a valorização a preço de mercado de algumas das nossas participações financeiras. De notar que os investimentos financeiros incluem as nossas participações financeiras em Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%), Pecém I (50%), ENEOP (40%), CEM (21%), REN (3,5%) e BCP (2,0%).

Os **impostos activos e passivos, correntes e diferidos**, diminuíram €0,1MM vs. Dez-13, essencialmente reflexo de uma redução do montante de imposto sobre o valor acrescentado (IVA) a receber. O montante em **clientes e outros activos (líquidos)** caiu €0,6MM vs. Dez-13 para €7,6MM a Jun-14, traduzindo: i) uma redução de €0,7MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Portugal, suportada pelas operações de securitização realizadas no 1S14; e ii) uma redução de €0,1MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Espanha.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** caiu €0,3MM vs. Dez-13, para €2,4MM a Jun-14, reflexo: i) de uma redução de €344M do montante originado em Portugal; ii) de uma redução de €80M do montante proveniente de Espanha; e iii) de um aumento de €119M do montante procedente do Brasil (não reflectido na posição financeira consolidada).

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** permaneceram relativamente estáveis nos €8,5MM a Jun-14, traduzindo essencialmente os €673M de resultado líquido gerado no período, que foram compensados pelo pagamento de um dividendo anual no montante de €672M. Adicionalmente: i) as diferenças cambiais tiveram um impacto positivo de €76M no montante de capitais próprios atribuíveis aos accionistas; e ii) uma perda actuarial de €81M foi reconhecida ao nível das reservas patrimoniais, traduzindo a actualização dos pressupostos actuariais (redução na taxa de desconto).

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €51M vs. Dez-13 para €1,883M a Jun-14, reflectindo uma perda actuarial de €116M relacionada com a actualização dos pressupostos actuariais, o mencionado impacto positivo de €129M relativo ao novo Acordo Colectivo de Trabalho em Portugal e o pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos no 1S14. O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, diminuiu €33M vs. Dez-13, para €803M a Jun-14, devido ao recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais proporcionados pelos projectos. 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) Bruto, antes de impostos diferidos; (2) Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPD (recuperados na tarifa); (3) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos

subsequentes através das tarifas na distrib. e comerc. de último recurso de electr. e gás em Portugal

(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)	Jun-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.309	17.451	-7%	-1.142
EDP Produção & Outros	319	149	115%	171
EDP Renováveis	898	842	7%	55
EDP Brasil	1.148	949	21%	199

Dívida Financeira Nominal	18.674	19.391	-4%	-717
Juros da dívida a liquidar	320	359	-11%	-39
"Fair Value"(cobertura dívida)	64	9	-	55
Derivados associados com dívida (2)	(122)	(76)	-60%	-46
Depósitos colaterais associados com dívida	(432)	(439)	2%	7

Dívida Financeira	18.505	19.244	-4%	-739
-------------------	--------	--------	-----	------

Caixa e Equivalentes	1.621	2.157	-25%	-535
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	793	1.618	-51%	-825
EDP Renováveis	308	255	21%	52
EDP Brasil	521	284	84%	237
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	9	4	-	5

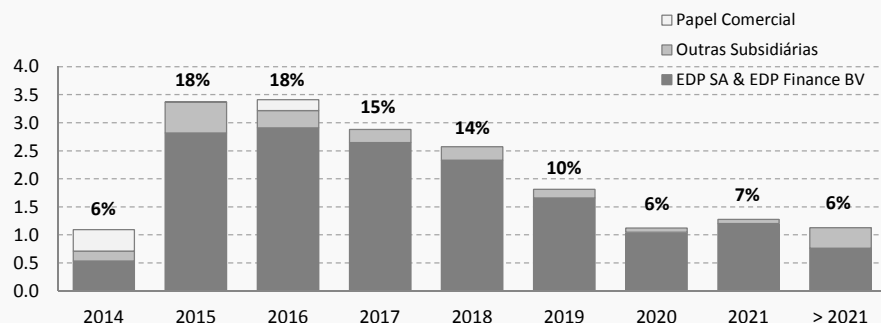
Dívida líquida do Grupo EDP	16.874	17.083	-1%	-209
-----------------------------	--------	--------	-----	------

Linhas de Crédito em Jun-13 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	Jun-19
Linhas Crédito Domésticas	159	8	159	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	Out-16
Total Credit Lines	3.409		3.409	

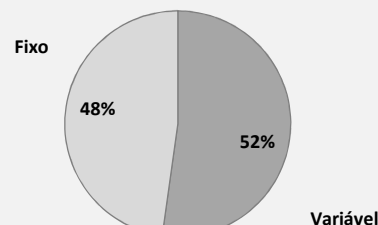
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Stab/B	Ba1/Positive/NP	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	28-01-2014	30-07-2014	02-07-2014

Rátios de Dívida	Jun-14	Dez-13
Dívida Líquida / EBITDA	4,2x	4,7x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	3,6x	4,0x

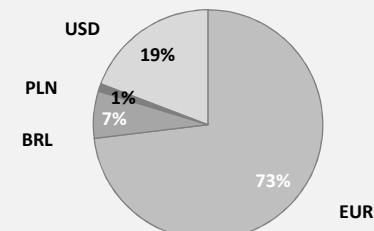
Maturidade da Dívida a Jun-14 (€ M) (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Jun-14 (1)
--



Dívida por Tipo de moeda - Jun-14 (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 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 dívida em USD é alocada a investimentos eólicos nos EUA, sendo emitida ao nível da holding e emprestada internamente. A estratégia de financiamento da EDP visa manter o acesso a fontes diversificadas e garantir as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência. A EDP visa uma melhoria constante do fluxo de caixa gerado e dos seus rácios de crédito nos próximos anos. Em Mai-14, a Moody's manteve o rating da EDP em "Ba1" com outlook 'negativo'. Em Jul-14, a Fitch manteve o rating da EDP em "BBB-" e reviu o outlook de 'vigilância negativa' para 'estável', no seguimento da divulgação de informação adicional relativa às alterações regulatórias em Espanha e ao impacto das mesmas sobre as operações da EDP em Espanha.

Em Jan-14, a EDP emitiu USD750M em obrigações com vencimento em Jan-2021 e um cupão de 5,25%. Em Fev-14, a EDP reembolsou na maturidade €1MM relativos a um programa de obrigações em euros com um cupão de 5,5%, bem como um outro em Francos Suíços no total de CHF230M com um cupão de 3,5%. Em Abr-14, a EDP emitiu €650M de obrigações em euros com vencimento em Abr-19 e cupão de 2,625%. Em Jun-14, a EDP reembolsou na maturidade um empréstimo de USD1,5MM na modalidade 'revolving' que estava utilizado na sua totalidade. Ainda em Jun-14, a EDP assinou um contrato de financiamento na modalidade 'revolving' no montante de €3,15MM com vista à substituição de uma linha de crédito na mesma modalidade no montante de €2MM com vencimento em Nov-15 e mantendo o mesmo propósito de suporte de liquidez do Grupo (esta nova linha encontra-se totalmente disponível).

A Jun-14, a maturidade média da dívida era de 4,0 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais alcançou os 64%, enquanto o remanescente foi obtido essencialmente através de empréstimos bancários. As necessidades de refinanciamento até ao final de 2014 totalizam €0,5MM, relativos a alguns empréstimos obrigacionistas e bancários que vencem ao longo da segunda metade do ano. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,0MM a Jun-14. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até ao final de 2015.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanco Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S14	1S13	Δ%	1S14	1S13	Δ%	1S14	1S13	Δ%
Hidroeléctrica	9,8	8,6	15%	23,6	21,4	10%	33,4	29,9	12%
Nuclear	-	-	-	28,6	28,2	1%	28,6	28,2	1%
Carvão	4,1	4,7	-14%	14,4	12,7	13%	18,4	17,4	6%
CCGT	0,3	0,5	-52%	8,8	10,5	-16%	9,1	11,1	-18%
Fuel/gas/diesel	(0,0)	0,0	-	-	-	-	(0,0)	0,0	-
Auto-consumo	-	-	-	(2,7)	(2,6)	4%	(2,7)	(2,6)	4%
(-) Bombagem	(0,5)	(0,7)	-27%	(3,3)	(4,0)	-17%	(3,8)	(4,7)	-19%
Regime Convencional	13,6	13,2	4%	69,3	66,1	5%	82,9	79,3	5%
Eólica	6,7	6,4	3%	28,8	29,5	-2%	35,5	36,0	-1%
Outras	5,2	5,4	-4%	25,3	29,6	-15%	30,6	35,1	-13%
Regime Especial	11,9	11,9	0%	54,2	59,2	-8%	66,0	71,1	-7%
Importação/(exportação)	(1,1)	(0,7)	55%	(2,5)	(2,9)	-16%	(3,5)	(3,6)	-2%
Consumo Referido à Emissão	24,4	24,3	0,4%	121,0	122,4	-1,2%	145,4	146,8	-0,9%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,2%			0,1%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S14	1S13	Δ%	1S14	1S13	Δ%	1S14	1S13	Δ%
Procura convencional	20,7	22,0	-6%	132,0	149,3	-12%	152,6	171,3	-11%
Procura para produção electricidade	0,7	1,2	-45%	21,2	24,2	-12%	21,9	25,5	-14%
Procura Total	21,3	23,2	-8%	153,2	173,5	-12%	174,5	196,8	-11%

A procura de electricidade na P. Ibérica caiu 0,9% no 1S14, no seguimento de um 2T14 em linha (vs -1,7% no 1T14 em termos homólogos). Em Espanha (83% do total), o consumo referido à emissão caiu 1,2% no 1S14, apesar de ter subido 0,1%, quando ajustado de efeitos temperatura e dias úteis. Em Portugal (17% do total), a procura foi 0,4% superior ao 1S13 (+0,2%, quando ajustada de temperatura e dias úteis), indiciando uma ligeira recuperação do consumo, apesar do impacto da paragem temporária em alguns grandes clientes.

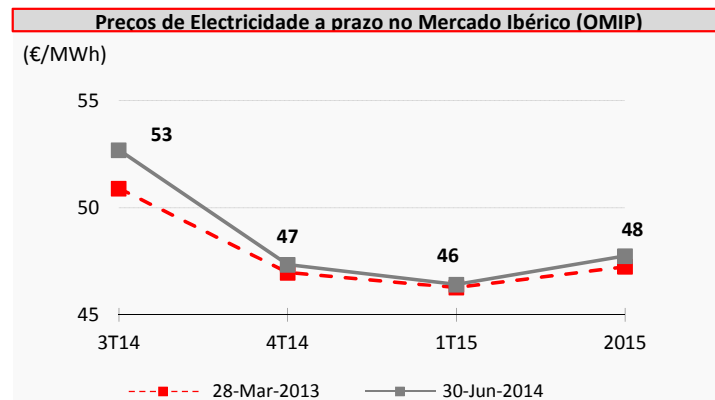
A capacidade instalada na P. Ibérica recuou 1% (-0,8GW), suportada por Espanha. Em Portugal, a capacidade instalada ficou estável, na medida em que a adição de nova capacidade eólica foi compensada pelo encerramento de centrais de cogeração e fuelóleo. Em Espanha, a redução de capacidade instalada foi suportada pelo encerramento de capacidade a carvão e cogeração.

A procura residual térmica no 1S14 foi 3,5% inferior ao 1S13 (-1,0TWh), reflexo de um consumo referido à emissão inferior (-1,2TWh), maior contribuição de produção hídrica líquida de bombagem (+3,5TWh face ao 1S13, decorrente de recursos hídricos 20% e 37% acima da média, em Espanha e Portugal, respectivamente) e de um acréscimo de 1% na produção nuclear. Por sua vez, a produção em regime especial na P. Ibérica recuou 7% face ao 1S13 (-5,1TWh), em resultado da menor produção térmica em Espanha decorrente das alterações regulatórias introduzidas em Jul-13; e ainda de menores recursos eólicos (-0,5TWh), apesar de maiores recursos em Portugal (24% acima da média). Portugal aumentou as exportações líquidas de electricidade para Espanha, em 0,4TWh, como resultado do tempo muito húmido em Portugal no 1T14. A P. Ibérica diminuiu as exportações líquidas em 0,1TWh, em função de maior interligação com França, permitindo maiores importações, num cenário de preços mais baixos em França no 2T14. Apesar da redução da procura residual térmica, os factores de utilização nas centrais a carvão aumentaram para 36% (+3p.p. vs 1S13, suportado pelo descomissionamento de 352MW de potência), enquanto o factor de utilização das CCGT caiu para 7% (-2p.p. face ao 1S13).

O preço médio à vista em Espanha caiu 11% no 1S14 face ao 1S13, para €33/MWh (62% face ao 1T14), ficando €0,7/MWh acima do preço de Portugal. O preço médio de CO₂ subiu 31% no 1S14, para €5,6/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha fixou-se €13,4/MWh acima do preço à vista (9% abaixo do 1S13), reflexo da contribuição de mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No Mercado de gás da P. Ibérica, o consumo recuou 11% no 1S14, penalizado pela queda no consumo para produção de electricidade (-14% face ao 1S13), decorrente da menor utilização de CCGTs. A procura convencional recuou 11% no 1S14, fruto de uma quebra de 12% em Espanha e de 6% em Portugal, e em função de tempo mais ameno e da forte redução na produção térmica em regime especial.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1S14	1S13	Δ%
Hídrica	22,1	22,1	-
Nuclear	7,0	7,0	-0%
Carvão	11,7	12,1	-3%
CCGT	28,8	28,8	0%
Fuel/gas/diesel	0,8	1,0	-17%
Regime Convencional	70,4	70,9	-1%
Eólica	27,6	27,3	1%
PRE's (outras)	19,8	20,4	-3%
Regime Especial	47,4	47,7	-1%
Total	117,8	118,6	-1%



Factores Chave	1S14	1S13	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,37	1,27	8%
Espanha	1,20	1,29	-7%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,24	1,28	-3%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	32,3	36,0	-10%
Espanha	33,0	37,3	-11%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	46,4	51,1	-9%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	5,6	4,2	31%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	76,6	83,0	-8%
Gás NBP, €/MWh (1)	21,8	28,0	-22%
Brent, USD/Barril (1)	108,9	107,5	1%
EUR/USD (1)	1,37	1,31	4%

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



DR Operacional (€ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	464	501	-7%	-37
Receitas no mercado (i)	362	434	-16%	-71
Desvio anual (ii)	99	116	-15%	-17
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	3	(49)	-	+52
Custos Directos: CAE/CMEC	106	122	-13%	-16
Carvão	79	92	-15%	-14
Fuel	2	1	44%	+1
CO2 e outros custos (líquidos)	26	29	-10%	-3
Margem Bruta CAE/CMEC	358	379	-5%	-21
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	6	22	-73%	-16
Mini-hídricas	35	40	-12%	-5
Margem Bruta Regime Especial	41	63	-34%	-21
Custos Operacionais Líquidos (1)	44	73	-41%	-30
EBITDA	356	368	-3%	-12
Amortizações & provisões líquidas	84	84	-0%	-0
EBIT	272	284	-4%	-12
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	1	7	-84%	-6
Empregados (#)	1.195	1.245	-4%	-50

CAE/CMEC: Dados-chave	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,05	1,05	-0%	-0,0
Térmica	1,05	1,05	1%	+0,0
Capacidade Instalada (MW)	4.470	5.274	-15%	-804
Hídrica	3.290	4.094	-	-804
Carvão	1.180	1.180	-	-
Output (GWh)	9.102	9.562	-5%	-460
Hydro	5.859	6.088	-	-228
Coal	3.242	3.474	-7%	-232

Regime Especial: Dados-chave	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	626	976	-36%	-351
Mini-hídricas Portugal	405	424	-4%	-19
Térmica em Portugal	120	248	-52%	-128
Térmica em Espanha	101	305	-67%	-203
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	88	95	-8%	-8
Térmica em Portugal (3)	28	16	71%	+11
Térmica em Espanha	44	60	-26%	-16

Investimento Operacional (€M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	9	18	-47%	-8
Regime Especial	1	1	-41%	-1
Total	10	19	-47%	-9

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 3% para €356M no 1S14, impactado pela transferência de 3 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do término dos respectivos PPAs (margem bruta de €32m no 1S13), e pela interrupção da produção em várias centrais em regime especial. Por outro lado, o estabelecimento em Jul-14 do novo Acordo Colectivo de Trabalho permitiu uma variação positiva de €23m do valor actual das responsabilidades futuras, contabilizada no 1S14 como custos operacionais líquidos.

Com o fim dos PPA, em Dez-13, as centrais hídricas de Bemposta I, Picote I e Miranda passaram a operar em mercado liberalizado desde 1-Jan-2014 (804MW; geração hídrica em ano médio de 2,5TWh; €24/MWh de preço implícito no PPA).

A margem bruta de CAE/CMEC desceu €21M no 1S14, para €358M, como resultado da depreciação da base de activos e da transferência dos 3 activos de geração hídrica para mercado liberalizado (margem bruta de €32M no 1S13).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €99M no 1S14 (€77M no 1T14 e €22M no 2T14), sobretudo devido a baixos preços pool. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €48M, uma vez que a produção mais alta (26% acima da referência do CMEC) foi compensada por um preço médio realizado 48% abaixo da referência do CMEC. Por sua vez, a margem bruta em mercado da central a carvão de Sines ficou €51M abaixo da referência CMEC, fruto de uma produção e margem média unitária inferior à referência do CMEC, em 20% e 16%, respectivamente.

A margem bruta no regime especial baixou €21M, para €41M no 1S14, em função do encerramento de um central de cogeração em Portugal (Energin, 44MW) em Jan-14, bem como pela interrupção da produção na maioria das centrais térmicas em Espanha (74MW, 80% da capacidade total) em Fev-14, já que com os termos remuneratórios propostos e em vigor desde Jul-13 a operação das centrais se torna inviável economicamente. Por sua vez, a margem bruta das centrais mini-hídricas em Portugal foi 12% inferior em termos homólogos, consequência de volumes e preços inferiores face ao 1S13.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ caíram 41%, para €44M no 1S14, reflexo do impacto de €23M resultante do novo Acordo Colectivo de Trabalho; da redução de 4% vs. 1S13 do número de colaboradores; menores impostos em Espanha (devido a menor produção); e um controlo de custos rigoroso.

As amortizações líquidas e provisões mantiveram-se em linha com o 1S13, em €84M no 1S14, reflectindo uma menor base de activos PPA/CMEC, efeito mitigado pelo registo não recorrente de provisões/imparidades nas centrais térmicas de regime especial em Espanha.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. foi €9M menor no 1S14, cifrando-se nos €10M, largamente explicado por trabalhos pluri-anuais na central de Sines em 2013.

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 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 no 1S14 e €10M de ganhos no 1S13;

(3) Exclui a Energin, encerrada em Fev-14.

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	511	408	25%	+102
Produção de electricidade	370	330	12%	+39
Portugal	175	96	82%	+79
Espanha	198	236	-16%	-38
Ajustamentos	(4)	(2)	93%	-2
Comercialização de electricidade	94	62	51%	+32
Comercialização de gás	51	16	216%	+35
Ajustamentos	(4)	(1)	712%	-4
Custos Operacionais Líquidos (1)	195	183	7%	+12
EBITDA	315	225	40%	+90
Provisões	1	17	-94%	-16
Depreciações e amortizações líquidas	124	113	10%	+11
EBIT	190	94	101%	+95

Performance Electricidade	1S14	1S13	Δ%	1S14	1S13	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade	7.472	6.278	19%	17,6	25,5	-31%
Compras de Electricidade	17.796	15.779	13%	39,8	44,6	-11%
Fontes de Electricidade	25.268	22.057	15%	33,8	39,9	-15%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	604	910	-34%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	17.279	14.917	16%	59,4	63,0	-6%
Mercado Grossista	7.385	6.230	19%	51,2	67,4	-24%
Destinos de Electricidade	25.268	22.057	15%	55,6	61,7	-10%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1S14	1S13	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	21,8	21,7	0%	+0
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	(3,4)	(3,8)	10%	+0
Margem Unitária (€/MWh)	18,4	17,9	3%	+0
Volume Total (TWh)	25,3	22,1	15%	+3
Fontes & Destinos Electricidade	465	395	18%	+70
Outros (5)	(2)	(3)	45%	+1
Total	463	392	18%	+71

Destinos de Gás (TWh)	1S14	1S13	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	1,7	3,0	-43%	-1,3
Vendido no mercado grossista de gás	10,6	4,8	120%	+5,8
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	8,5	12,0	-29%	-3,5
Total	20,7	19,8	5%	+0,9

O EBITDA das actividades liberalizadas subiu €90M no 1S14, em termos homólogos, para €315M, em função de: (i) contributo positivo da produção hídrica (peso de 58% no mix de geração no 1S14 vs. 47% no 1S13); (ii) margem bruta de +€35M face ao 1S13, resultante da comercialização de gás; (iii) melhoria de volume e margens no negócio de fornecimento de electricidade em Portugal; (iv) resultados mais positivos no mercado grossista decorrentes de uma gestão adequada da volatilidade nos mercados energéticos.

Com o término dos PPAs de 3 centrais hídricas em Dez-13, 804MW de capacidade hídrica foram transferidos do portfolio de Produção Contratada L.P. para o portfolio de Produção Liberalizada (1,7TWh no 1S14). Adicionalmente, a produção hídrica aumentou 48% em termos comparativos, alavancada por um 1S14 mais húmido (vs. um já chuvoso 1S13). A maior contribuição hídrica justificou um decréscimo de 31% no custo de produção. Em termos regulatórios, o EBITDA do 1S14 foi impactado na Ibéria em -€30M vs 1S13 (impostos à geração e garantia de potência em Espanha; e o *clawback*, em Portugal).

A margem bruta no negócio de electricidade subiu 18% para €463M no 1S14, suportado por um acréscimo da margem média unitária, de €17,9/MWh no 1S13 para €18,4/MWh no 1S14.

Margens ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média alcançada melhorou em €0,5/MWh no 1S14, para €18,4/MWh, sobretudo alavancada por um mix menos oneroso nas origens da electricidade vendida. O custo médio da electricidade vendida desceu 15%, em termos homólogos, fruto do efeito combinado de um custo médio de produção mais baixo (-31%, resultado da maior contribuição hídrica) e de um custo médio de electricidade comprada mais baixo, consequência de política de compras grossistas selectiva. O preço médio da electricidade vendida desceu 10% no 1S14, já que: (i) o preço médio de venda a clientes finais decresceu 6%, em função de mais baixos custos de electricidade e de pressões competitivas; e (ii) o preço médio de venda em mercado grossista desceu 24% (reflectindo menores receitas obtidas em mercados complementares e preços pool inferiores).

Volumes: O volume vendido cresceu 15% para 25TWh no 1S14, reflexo do acréscimo de electricidade vendida a clientes finais (+16%) e no mercado grossista (+19%). A nossa produção satisfaz 43% do total das vendas a clientes finais.

O nosso abastecimento de gás no 1S14 baseou-se num portfólio anual de 3,6bcm afecto a contratos de longo prazo, cuja flexibilidade tem sido melhorada através de diversas renegociações de contratos (incluindo redução de limites take-or-pay). Adicionalmente, ao invés de utilizar o volume disponível apenas para a produção de electricidade ou venda a clientes finais no mercado livre, a EDP conseguiu desviar uma parte dos volumes de gás de take-or-pay para os mercados grossistas, onde as condições foram mais atractivas durante o semestre. Assim, o nosso fornecimento de gás subiu 5% para 21TWh (1,8bcm) no 1S14, uma vez que as vendas em mercados grossistas mais que duplicaram comparativamente ao 1S13, o que mitigou a queda de 29% nas vendas a clientes finais, bem como a diminuição de 43% no consumo de gás nas nossas centrais de ciclo combinado.

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 95% do gás comprometido em 2014 e para 45% do gás comprometido em 2015. De igual forma a EDP fechou posição para toda a produção a carvão esperada em 2014. A EDP fechou também vendas de electricidade a clientes de 32TWh para 2014 e de 5TWh para 2015, com um preço médio próximo de €55/MWh.

(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) Inclui resultados de cobertura de electricidade; (5) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S14	1S13	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	370	330	12%	+39
Portugal	175	96	82%	+79
Espanha	198	236	-16%	-38
Ajustamentos	(4)	(2)	93%	-2
Fornecimentos e serviços externos	33	32	2%	+1
Custos com pessoal	17	25	-33,7%	-8
Custos com benefícios sociais	0	0	-	-
Outros custos operacionais (líq.)	52	45	15%	+7
Custos Operacionais Líquidos (1)	101	102	-1%	-1
EBITDA	269	228	18%	+40
Provisões	0	1	-65%	-1
Deprec. e amortizações líquidas	121	108	12%	+13
EBIT	147	119	24%	+28

Empregados (#)	615	645	-5%	-30
-----------------------	------------	------------	------------	------------

Dados-chave	1S14	1S13	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	7.472	6.278	19%	+1.195
CCGT	219	437	-50%	-218
Carvão	2.383	2.387	-0%	-4
Hidroeléctrica	4.341	2.939	48%	+1.402
Nuclear	529	515	3%	+14
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	17,6	25,5	-31%	-8,0
CCGT	171,6	131,0	31%	+40,6
Carvão	36,8	39,1	-6%	-2,3
Hidroeléctrica	0,8	2,6	-68%	-1,7
Nuclear	4,6	4,3	7%	+0,3
Factores de Utilização (%)				
CCGT	1%	3%	-	-1p.p.
Carvão	37%	38%	-	0p.p.
Hidroeléctrica	41%	42%	-	-1p.p.
Nuclear	78%	76%	-	2p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	3,4	3,3	3%	+0,1

Investimento Operacional (€ M)	1S14	1S13	Δ%	Δ Abs.
Expansão	274	247	11%	+28
Manutenção	14	12	16%	+2
Total	289	259	12%	+30

As nossas actividades de produção em mercado e de comercialização são geridas de forma integrada, uma vez que a nossa produção é maioritariamente vendida às nossas unidades de comercialização a preços fixos.

A **produção** (não ajustada de volumes de bombagem) subiu 19% no 1S14, sobretudo devido ao forte aumento na produção hídrica como consequência de maiores recursos hídricos e da passagem a mercado liberalizado, em Jan-14, de 3 centrais hidroeléctricas anteriormente em regime PPA/CMEC. As 3 centrais “fio-de-água”, cujos PPAs terminaram em Dez-13, totalizam uma capacidade de 804MW e geraram 1,7TWh de electricidade no 1S14. A subida na produção hídrica foi parcialmente compensada por menor produção nas centrais CCGT (-0,2TWh), enquanto nas centrais a carvão a produção esteve em linha com o 1S13. O **custo médio de produção** desceu 31%, homologamente, para €17,7/MWh no 1S14, suportado pelo aumento do peso no mix de produção da tecnologia hídrica, mais barata: 58% do total da geração no 1S14 vs. 47% no 1S13.

Carvão: A **produção** manteve-se no 1S14 face ao 1S13, em função de maiores utilizações em Mai-14 e Jun-14, após um período de fortes recursos hídricos. O **factor médio de utilização** manteve-se nos 37% no 1S14. A produção a partir de carvão doméstico foi de 239GWh. O **custo médio da produção** decresceu 6%, para €37/MWh, em particular devido a um menor custo do carvão.

CCGTs: A **produção** caiu 50% no 1S14, devido a uma procura residual térmica mais reduzida e a uma baixa competitividade do gás vs. carvão, implicando uma descida de 1p.p. no factor médio de utilização, para 1% no 1S14. O **custo médio de produção** atingiu €172/MWh no 1S14, suportado por uma menor diluição dos custos fixos de gás, já que as centrais estiveram mormente paradas.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica aumentou 48% no 1S14, devido ao tempo chuvoso e à capacidade adicional no portfolio (804MW transferido do portfolio de Produção Contratada LP em função do término dos PPAs). O **custo médio de produção hídrica** caiu de €2,6/MWh no 1S13 para €0,8/MWh no 1S14, reflectindo um uso menos intensivo da actividade de bombagem, resultado de altos níveis de reservas hídricas. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio correspondente a um desconto de c76% face o preço à vista (vs. 43% no 1S13). A nossa participação de 15,5% na produção nuclear da central de Trillo correspondeu a um factor médio de utilização de 78% no 1S14 (+2p.p. em termos homólogos), em função de períodos de paragem programada.

O governo Português já materializou as medidas correctivas necessárias tendo em vista atingir os objectivos propostos em Out-13, traçando o caminho para assegurar a sustentabilidade do sistema e a correcção de potenciais distorções, quer no mercado de serviços de sistema quer nos restantes mercados, por força de diferentes condições de regulação entre Portugal e Espanha. Neste sentido, foi publicado o Despacho 12955-A/2013 que estabelece uma taxa paga pelos produtores no mercado liberalizado, desde Out-13, cujo montante irá variar de acordo com estudos semestrais realizados pelo regulador e aprovado pelo Governo, para averiguar eventuais distorções. Foi fixada uma taxa provisória de €2/MWh em horas de vazio e €3/MWh em horas de ponta, com um impacto de c€7M no 1S14. Adicionalmente, o Despacho 4694/2014 focou-se nas receitas do mercado de energia de tele-regulação, ditando que o preço da banda oferecida seja no máximo igual ao preço em Espanha. Finalmente, o governo anunciou a preparação de novas regras para acesso à tarifa social, de forma a alargar significativamente o universo potencial de consumidores de electricidade com baixos rendimentos para 500 mil em 2015, dos actuais 61 mil.

Em Espanha, o RDL9/2013 (Jul-13) definiu: i) corte na garantia de potência de €26/kW para €10/kW, ainda que duplicando o período remanescente de pagamento; e ii) o financiamento da tarifa social por empresas integradas verticalmente. Consequentemente, os proveitos resultantes da garantia de potência foram €10M inferiores no 1S14 face ao período homólogo. Adicionalmente, os impostos à geração em vigor desde Jan-13 ascenderam a €41M no 1S14, mais €13M que no 1S13, em função de maiores compras de carvão.

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ diminuíram 1% em termos homólogos, para €101M no 1S14, suportados pelo impacto positivo do novo Acordo Colectivo de Trabalho em Portugal e da recuperação de eco-taxas nucleares em Espanha. Estes efeitos foram mitigados pela taxa provisória cobrada em Portugal sobre a produção e pelo aumento nos impostos à geração em Espanha. As **depreciações e amortizações líq.** aumentaram €13M, para €121M, impactadas por uma imparidade de €27m num activo hídrico (Alvito), efeito compensado pela extensão, em Nov-13, da vida útil das centrais CCGT de 25 para 35 anos e algumas das nossas centrais a carvão em Espanha.

O **investimento operacional** ascendeu a €289M no 1S14, canalizado sobretudo para a construção e desenvolvimento de novos projectos hídricos em Portugal. A EDP tem actualmente em construção 5 projectos hídricos (1.468MW): Baixo Sabor e Ribeiradio com arranque previsto no final de 2014, 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. (Líq.);

(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			
	1S14	1S13	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	85	50	70%	+35
Fornecimentos e serviços externos	30	30	2%	+1
Custos com pessoal	5	5	1%	+0
Custos com benefícios sociais	0	0	-43%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	14	17	-20%	-3
Custos Operacionais Líquidos (1)	49	52	-5%	-3
EBITDA	36	(2)	-	+38
Provisões	0	16	-100%	-16
Depreciações e amortizações líquidas	2	4	-55%	-2
EBIT	34	(22)	-	+55

As nossas actividades de fornecimento de electricidade e gás em Portugal e Espanha estão integradas numa plataforma única 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. Note-se que o 1S13 foi re-expresso fruto da aplicação não só da IFRS10 e IFRS11, mas também pela reclassificação da nossa plataforma de serviços comerciais Ibéricos partilhados para electricidade e gás: esta actividade foi excluída do segmento das actividades liberalizadas no 1S (1S14 e 2014) e transferido para o nível da Holding ('Outros').

Comercialização de Energia em Espanha

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Espanha** subiu €35M vs. 1S13, para €85M no 1S14, suportada por um aumento de €18M na margem bruta na actividade grossista de gás, fruto de maiores volumes e margens alcançadas.

No 1S14, os **custos operacionais líquidos** diminuíram ligeiramente em €3M, fruto de um controlo de custos rigoroso.

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre subiu 7% vs. 1S13, para 8,7TWh no 1S14, suportado pela subida de 12% no número de clientes fornecidos, traduzindo a estratégia da EDP de enfoque nos segmentos de clientes mais atractivos. A quota de mercado manteve-se em linha com o homólogo nos 10% no 1S14.

O **volume de gás** vendido subiu 15% para 17TWh no 1S14, como resultado do enfoque em oportunidades de trading grossista, bem como de um acréscimo de 4% no número de clientes no período. A quota de mercado, reflectindo apenas volumes retalhistas, recuou 2p.p. para 4% no 1S14.

Comercialização de Energia em Portugal

Evolução do Mercado – Em linha com as regras e o calendário definidos para a liberalização do mercado de electricidade em Portugal, a EDP Serviço Universal (fornecedor de último recurso em Portugal) não pode contratar novos clientes (com excepção dos abrangidos pela tarifa social). Adicionalmente, os consumidores ainda abrangidos pela tarifa regulada deverão mudar para o mercado livre até ao termo do período transitório, actualmente em curso: até Dez-14 para os consumidores com potência contratada acima de 10,35kVA e até Dez-15 para os clientes com potência contratada abaixo de 10,35kVA. Durante o período transitório, o regulador pode aplicar agravamentos trimestrais à tarifa transitória por forma a promover a passagem para o mercado livre. Neste contexto, o ritmo de passagem de clientes para o mercado livre foi muito forte em 2013 e no 1S14: durante o 1S14 o número de clientes no mercado livre subiu para 2,9 milhões, correspondendo a 79% do consumo total.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Portugal** subiu €32M vs. 1S13 para €60M no 1S14, suportada por maiores volumes e margens alcançadas nas actividades de comercialização.

Os **custos operacionais líquidos** subiram €16M no 1S14, para €45M, suportado por FSEs mais altos, designadamente com serviços ao cliente ('call center', facturação, etc), no seguimento do processo de liberalização e do aumento da base de clientes.

O **volume de electricidade** fornecido a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 25% no 1S14, para 7,6TWh, suportado pela forte expansão da base de clientes (+67%). A quota de mercado no mercado livre subiu 2p.p. no 1S14, vs. 1S13, para 45%, em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PME's, mais atractivos.

O **volume de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal reduziu 32% para 2TWh no 1S14, devido a uma política de contratação de clientes mais selectiva e ao menor consumo no segmento industrial decorrente da perda de dois grandes clientes (central de cogeração) no 3T13 e 1T14. Este impacto foi parcialmente compensado pelo crescimento do segmento residencial livre, no seguimento do processo de liberalização. O forte ritmo de liberalização na comercialização de gás, conjugado com o sucesso da nossa oferta dual (electricidade + gás) junto de clientes residenciais, conduziu a uma subida no número de clientes para 316 mil em Jun-14, correspondendo a um aumento de 165 mil clientes face a Jun-13.

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	1S14	1S13	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	60	28	113%	+32
Fornecimentos e serviços externos	31	20	59%	+12
Custos com pessoal	6	6	-2%	-0
Custos com benefícios sociais	-	0	-	-0
Outros custos operacionais (líq.)	8	4	114%	+4
Custos Operacionais Líquidos (1)	45	29	54%	+16
EBITDA	15	(1)	-	+16
Provisões	1	0	64%	+0
Depreciações e amortizações líquidas	2	1	13%	+0
EBIT	13	(3)	-	+16

Dados-chave	1S14	1S13	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	8.681	8.087	7%	+594
Quota de Mercado (%)	10%	10%	2%	0p.p.
Clientes (mil)	685	610	12%	+75
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	278	317	-12%	-39
Clientes (mil)	252	264	-4%	-12
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	17.001	14.733	15%	2.269
Quota Mercado (%) (2)	4%	6%	-26%	-2p.p.
Clientes (mil)	820	787	4%	+33
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	7.555	6.044	25%	+1.510
Quota de Mercado (%)	45%	43%	5%	2p.p.
Clientes (mil)	2.509	1.505	67%	+1.004
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	2.038	2.999	-32%	-961
Quota Mercado (%) (2)	11%	14%	-26%	-4p.p.
Clientes (mil)	316	151	110%	+165
Investimento Operacional (€ M)	6	5	25%	+1
Empregados (#)	319	330	-3%	-11

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

(2) Quota de mercado no mercado retalhista (exclui vendas grossistas). Para Portugal, quota de mercado publicada pela ERSE para Mar-14 e Jun-13.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)				Dados Gerais				Dados da Accção					
	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.		
Margem Bruta	627	661	-5%	-34	Capacid. Instalada (MW)	7.762	7.481	4%	+281	Cotação no fim do período (€/acção)	5,44	3,94	38%	1
Forn. e serviços externos	120	122	-1%	-2	Europa	4.173	3.922	6%	+251	Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Custos com Pessoal	34	35	-4%	-1	América do Norte	3.506	3.476	1%	+30	Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-
Outros custos operac. (líq.)	(33)	(39)	-14%	+5	Brasil	84	84	0%	-					
Custos Operacionais Líq. (1)	121	118	2%	+3	Electric. Produzida (GWh)	10.965	10.323	6%	+642					
EBITDA	506	543	-7%	-36	Europa	5.204	4.809	8%	+395	Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Provisões	-	0	-	-0	América do Norte	5.658	5.416	4%	+242	Empréstimos bancários e outros (Líq.)	526	439	20%	+86
Amortizações líquidas	222	224	-1%	-2	Brasil	103	98	5%	+5	Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.838	2.594	9%	+244
EBIT	284	319	-11%	-34	Factor méd. utilização (%)	34%	33%	Op.p.	+1	Dívida Líquida	3.364	3.033	11%	+331
Result. alienação act. financ.	(0)	0	-	-0	Preço méd. venda (€/MWh)	57,7	64,4	-10%	-7	Interesses não controláveis	437	398	10%	+39
Resultados financeiros	(117)	(129)	-9%	+12	EBITDA (€m)	506	543	-7%	-36	Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	803	906	-11%	-103
Resultados em associadas	11	15	-27%	-4	Europa	308	341	-10%	-34	Valor Contabilístico	5.727	5.667	1%	+61
Resultados Antes de Impostos	178	204	-13%	-26	América do Norte	200	207	-3%	-6	Euro/USD - Taxa de fim do período	1,37	1,31	-4%	0
					Outros e Ajustamentos	(2)	(5)	-69%	+4					
					EBIT (€m)	284	319	-11%	-34	Resultados Financeiros (€ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
					Europa	188	225	-17%	-37	Juros financeiros líquidos	(99)	(101)	2%	+2
					América do Norte	103	106	-3%	-3	Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(29)	(31)	8%	+3
					Outros e Ajustamentos	(6)	(13)	-50%	+6	Custos capitalizados	13	8	55%	+4
					Investim. Operac. (€m) (2)	113	12	863%	+101	Diferenças Cambiais (5)	1	(3)	-	+4
					Europa	38	84	-54%	-46	Outros	(4)	(3)	-33%	-1
					América do Norte	71	(74)	-	+145	Resultados Financeiros	(117)	(129)	9%	+12
					Brasil	4	1	196%	+3					
Opex Performance	1H14	1H13	Δ %	Δ Abs.										
Opex/MW Médio (€mil) (4)	26,7	29,6	-10%	-3										
Empregados (#)	894	871	3%	+23										

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 EUA (39% do EBITDA da EDPR no 1S14) e Espanha (24%). Os restantes mercados incluem Portugal (17%), França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil (estes seis representam 20% do EBITDA da EDPR no 1S14).

O **EBITDA da EDPR caiu 7% no período (-€36M) para €506M no 1S14** devido ao impacto negativo da alteração na remuneração dos activos relativos a energia renovável associado a um preço de mercado baixo no período e ao ganho não-recorrente de €14M no 1T13 relativo à reestruturação de um contrato nos EUA.

A capacidade instalada subiu 4% no período (+281MW dos quais +6MW no 1S14) para 7,8GW em Jun-14. O factor médio de utilização aumentou de 33% no 1S13 para 34% no 1S14 suportado por melhores condições eólicas em todas as regiões e o preço médio de venda diminuiu 10% para €57,7/MWh reflectindo as alterações regulatórias em Espanha e preços inferiores na Roménia. Excluindo **itens não-recorrentes**, o EBITDA caiu 6% (-€33M) para €502M no 1S14. O impacto cambial no EBITDA foi -€10M no período.

O **EBIT** caiu 11% para €284M no período. As amortizações líquidas incluem no 1S13 um montante de -€10M relacionado com imparidades em projectos eólicos em desenvolvimento. Excluindo este impacto, o EBIT ajustado caiu 12% (-€40M).

Os **custos operacionais (FSE + Custos com Pessoal)** diminuíram 2% devido ao controlo de custos e a menos custos relativos a manutenção neste período. A queda dos outros custos operacionais (líquidos) é impactada pela diminuição do imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha (€13M no 1S14; -€5M vs. 1S13). Os valores do 1S13 incluem um ganho de €14M da alteração do contrato CAE referida acima.

O **investimento operacional** totalizou €113M incluindo o recebimento no 1S14 de um subsídio governamental na Polónia (€11M). Os valores do 1S13 incluem o recebimento no 1T13 de um cash-grant nos EUA (€92M).

A **dívida líquida da EDPR totalizou €3,4MM a Jun-14** (-€331M vs. Jun-13 e +€95M vs. Dez-13) devido principalmente ao impacto sazonal de saídas de caixa e ao impacto cambial no 1S14. A dívida líquida junto de instituições financeiras, essencialmente relacionada com “project finance” na Polónia, Roménia, Brasil, Canada e Espanha, representava 16% da dívida líquida da EDPR a Jun-14. No 1S14 a EDPR assinou dois project finance: i) €30M para os 50MW de activos solares em operação na Roménia; ii) CAD49M para 30MW relativos ao primeiro parque eólico no Canadá. Os **passivos relativos a parcerias institucionais** caíram 11% para €803M a Jun-14, reflexo do recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais gerados pelos projectos e pela desvalorização do USD. Os interesses minoritários aumentaram €39M para €437M devido à venda de posições minoritárias em parques eólicos à CTG (Portugal) no âmbito da parceria estratégica e à Fiera Axium (EUA) e Axpo Group (França), como parte da execução da estratégia de rotação de activos.

Os **resultados financeiros** caíram 9% para -€117M no 1S14, essencialmente suportado por juros líquidos mais baixos, beneficiando de uma dívida média mais baixa (-2% vs. 1S13) e de um custo médio da dívida estável nos 5,2% em Jun-14. Os custos capitalizados aumentaram €4M suportado num aumento dos trabalhos em curso.

A partir de Jan-14, com a aplicação da IFRS 11, a EDP detém um portfolio de 8,6GW, dos quais 7.762MW são consolidados integralmente e 837MW são consolidados pelo método de equivalência patrimonial (483MW relativos à ENEOP em Portugal, 174MW em Espanha e 179MW nos EUA).

(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) As Diferenças Cambiais também incluem Derivados Cambiais, anteriormente em Outros.

EDP Renováveis: EUA & Península Ibérica



EUA	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3.476	3.476	0%	-
Factor médio de utilização (%)	37%	36%	5%	2 p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	50,3	48,0	5%	+2,3
Euro/USD - Taxa média do período	1,37	1,31	-4%	+0,1

CAE/Coberturas

Capacidade instalada (MW)	2.888	2.907	-1%	-19
Electricidade produzida (GWh)	4.679	4.348	8%	+331
Preço médio de venda (USD/MWh)	52,3	51,8	1%	+0,5

Mercado

Capacidade instalada (MW)	587	569	3%	+19
Electricidade Produzida (GWh)	954	1.067	-11%	-113
Preço médio de venda (USD/MWh)	38,2	32,4	18%	+5,8

Margem Bruta (USD M)	279	256	9%	+24
Receitas PTC & Outras (USD M)	91	93	-3%	-3
Margem Bruta Ajustada (USD M)	370	349	6%	+21
EBITDA (USD M)	275	272	1%	+3
EBIT (USD M)	141	139	1%	+2

Inv. Operacional Líquido (USD M)	97	(97)	-	+194
Inv. Operacional Bruto	97	24	300%	+73
"Cash grant" recebido	-	(121)	-	+121
Capacidade em construção (MW)	329	-	-	+329

Espanha	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	-
Factor médio de utilização (%)	32%	32%	0%	-0
Electricidade produzida (GWh)	2.943	2.920	1%	+23
Prod. c/capac. complement (GWh)	2.701	-	-	+2.701
Produção Standard (GWh)	2.118	-	-	+2.118
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	584	-	-	+584
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	242	-	-	+242
Preço de venda (€/MWh)	62,3	85,2	-27%	-23
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	26	-	-	+26
Std. GWh: Pool + Ajust. (€/MWh)	36	-	-	+36
Complemento (€M)	84	-	-	+84
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	1	-	-	+1

Margem Bruta (€ M) (1)	181	248	-27%	-67
EBITDA (€M) (1)	122	183	-33%	-61
EBIT (€ M) (1)	56	110	-49%	-54
Investimento operacional (€ M)	3	2	58%	+1
Capacidade em construção (MW)	2	-	-	+2

Portugal	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	621	619	0%	+2
Factor médio de utilização (%)	34%	33%	3%	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	926	888	4%	+38
Preço médio de venda (€/MWh)	108,5	108,2	0%	+0
Margem Bruta (€ M)	102	97	5%	+5
EBITDA (€ M)	88	82	7%	+6
EBIT (€ M)	75	69	9%	+6
Investimento operacional (€ M)	3	6	-41%	-2
Capacidade em construção (MW)	2	-	-	+2
ENEOP Capacidade Instalada (MW) (2)	483	391	24%	+92

Nos **EUA**, a capacidade instalada manteve-se estável nos 3.5GW em Jun-14. A produção aumentou 4% face ao 1S13 atingindo 5,6TWh. O **preço médio de venda nos EUA aumentou 5% para os USD50/MWh no 1S14**, reflectindo um preço de mercado mais elevado beneficiando da recuperação dos preços em mercado grossista de electricidade e uma maior produção em CAE/coberturas. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) subiu 6% para USD370M no 1S14, enquanto o EBITDA aumentou 1% no 1S14** devido ao impacto extraordinário de USD18M relativos à reestruturação do volume de um CAE de 200MW no 1T13 (volumes reduzidos de 100% para 80%).

No 1S14, a EDPR assinou CAEs com duração de 20 anos a serem instalados em 2016 (200MW Waverly project no Kansas e 50MW no Texas) e um CAE com duração de 15 anos a ser instalado em 2016 (100MW no Texas). **Desde o início de 2013, a EDPR assegurou CAEs no montante de 1.380 MW**, dos quais 250 MW relacionados com projectos actualmente em operação e 1.130 MW relativos a novos projectos a serem instalados a partir de 2014 (329MW já estão em construção). Em Jun-14, a EDPR tinha 299MW em construção nos EUA (parque eólico Headwaters (200MW) e Rising Tree (99MW), comissionamento de ambos esperado para Dez-14). Adicionalmente, em Feb-14, a EDP iniciou a construção de um parque solar FV de 30MW no Sul da Califórnia (CAE 20 anos), que se espera o comissionamento no 4T14. Em Jul-14, a EDPR assinou um financiamento "tax equity" no montante de USD190M para o parque eólico Headwaters (200 MW), sendo o encaixe previsto no 4T14.

No final de 2013, entrou em operação o **primeiro parque eólico no Canadá com uma capacidade instalada de 30MW** (tarifa Feed-in por 20 anos), tendo estabelecido uma estrutura contratual de project finance no montante de CAD49M no 1S14 (factor médio de utilização no 1S14 de 28%; produção de 24GWh e um preço médio de venda de USD130/MWh).

Em **Espanha**, em Jul-13, o Governo Espanhol anunciou o RD 9/2013 que previa alterações no sistema de remuneração dos activos de energia eólica. Na sequência deste RD, foi publicada a proposta com os standards a serem considerados o que implicaria um impacto negativo anual de €36M. Após discussões públicas, em Jun-14, o Governo Espanhol concluiu a aprovação do novo regime remuneratório, que afinal se espera tenha um impacto anual negativo de €30M no EBITDA considerando um ano eólico médio. A nova remuneração foi fixada em 7,4% (yield de obrigações de Espanha a 10 anos + 300 pb), sendo que os parques eólicos receberão o preço de mercado e um complemento de capacidade por MW, dependendo do ano de entrada em funcionamento do parque eólico, até completar 20 anos após o comissionamento do parque eólico. Dos 2,2GW de capacidade instalada da EDPR, 9% não terão direito a um complemento de capacidade. Existirão revisões provisórias (a cada 3 anos) para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado.

No seguimento das alterações no enquadramento regulatório introduzidas em Jul-13, o **EBITDA em Espanha caiu 33% para os €122M no 1S14**. A produção eólica aumentou 1% para 2,9TWh e o preço de venda foi €62/MWh no 1S14 (vs. €85/MWh no 1S13) reflectindo o preço de mercado de €26/MWh, sendo que a produção standard gerada pelos activos beneficia de um ajustamento regulatório, resultando num preço final de €36/MWh. O complemento de capacidade por MW recebido pela EDPR no 1S14 foi de €84M.

Em **Portugal**, a EDPR tem 619MW 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 de cada parque eólico. Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação de 40% no consórcio ENEOP (consolidado por equivalência patrimonial) com licença para construir 1.335MW (534MW atribuíveis à EDPR). Os parques da ENEOP são remunerados ao abrigo de um 'novo regime tarifário', a uma tarifa de €74/MWh (no 1º ano de operação), também garantida por 15 anos e indexada à inflação. Em Jun-14, a ENEOP tinha 1.208MW em operação (483MW atribuíveis à EDPR). Em Dez-13, a EDPR assinou um memorando de entendimento com a CTG para a venda em 2015 de 49% da participação de 40% que a EDPR detém no consórcio ENEOP. Adicionalmente, em Mar-14, a EDPR instalou 2MW de energia solar fotovoltaica no Norte de Portugal.

Em **Portugal**, o **EBITDA subiu 7% para €88M no 1S14 (+€6M)**. A produção eólica aumentou 4% para 926GWh na sequência do aumento do factor médio de utilização em 1pp para os 34% (coeficiente eólico foi 1,24 no 1S14 vs. 1,28 no 1S13). A tarifa média manteve-se estável nos €108/MWh.

EDP Renováveis: Resto da Europa & Brasil



Resto da Europa (1)

França, Bélgica & Itália

Capacidade instalada (MW)	462	411	13%	+52
Factor médio de utilização (%)	28%	25%	11%	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	555	450	23%	+105
Preço médio de venda (€/MWh)	97,7	97,3	0%	+0

Polónia

Capacidade instalada (MW)	374	320	17%	+54
Factor médio de utilização (%)	27%	24%	13%	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	429	206	108%	+223
Preço médio de venda (PLN/MWh)	408	422	-3%	-14
Euro/PLN - Taxa média do período	4,18	4,18	0%	-0,00

Roménia (2)

Capacidade instalada (MW)	521	378	38%	+144
Factor médio de utilização (%)	22%	26%	-17%	-4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	351	345	2%	+5
Preço médio de venda (RON/MWh)	370	587	-37%	-217
Euro/RON - Taxa média do período	4,46	4,39	2%	+0,07

Margem Bruta (€M)

	127	108	17%	+18
--	-----	-----	-----	-----

EBITDA (€M)

	98	86	14%	+12
--	----	----	-----	-----

EBIT (€M)

	60	58	3%	+2
--	----	----	----	----

Investimento operacional (€ M)

	31	54	-43%	-23
--	----	----	------	-----

Capacidade em construção (MW)

	72	242	-70%	-170
--	----	-----	------	------

Brasil

Capacidade instalada (MW)

	84	84	-	-
Factor médio de utilização (%)	28%	27%	5%	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	103	98	5%	+5
Preço médio de venda (R\$/MWh)	345	309	12%	+36
Euro/Real - Taxa média do período	3,15	2,67	-15%	+0,48

Margem Bruta (R\$M)

	34	30	13%	+4
--	----	----	-----	----

EBITDA (R\$M)

	22	19	16%	+3
--	----	----	-----	----

EBIT (R\$M)

	13	11	15%	+2
--	----	----	-----	----

Investimento operacional (R\$ M)

	13	4	250%	+10
--	----	---	------	-----

Capacidade em construção (MW)

	-	-	-	-
--	---	---	---	---

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, a margem bruta aumentou 17% para €127M devido ao aumento de 33% da produção para 1.336GWh no 1S14 na sequência do aumento da capacidade instalada em 22%, ou 249MW, nos últimos 12 meses. O EBITDA aumentou 14% para €98M (+€12M) no 1S14.

Em França, a EDPR tem 322MW em operação (+8MW face ao 1S13). A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa indexada à inflação e garantida por 15 anos. No 1S14, a tarifa média manteve-se estável nos €90/MWh. No 1S14, a EDP concluiu a venda ao Grupo Axpo de uma participação accionista de 49% do capital e respectivos empréstimos accionistas referente a um portfólio de parques eólicos com 100 MW de capacidade instalada localizados em França. No 1T14 estavam em construção 18MW em França. Na Bélgica, o nosso parque eólico de 71MW (+14MW face ao 1S13) vende a sua energia através de um CAE a um preço médio de €110/MWh, reflectindo um preço do CAE mais baixo para a nova capacidade em funcionamento. Em Itália, a EDPR tem 70MW (+30MW face ao 1S13) de capacidade eólica instalados em Jun-14. O preço médio de venda no 1S14 foi €122/MWh devido a preços mais baixos na nova capacidade em funcionamento.

Na Polónia, a EDPR tem 374MW em operação (+54MW face ao 1S13 dos quais +4MW no 1S14): 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) os restantes 184MW, tem a produção a ser vendida ao 'preço do mercado regulado + CV' (preço de mercado regulado em 2014: PLN181,6/MWh). A produção eólica aumentou para 429 GWh devido ao aumento de capacidade nos últimos 12 meses e ao aumento do factor de utilização (+3pp para 27%). No 1S14, o preço médio de venda caiu 3%, para PLN408/MWh. Em termos 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. Em Jun-14, a EDPR tinha 24MW em construção na Polónia ('preço de mercado + CV').

Na Roménia, a EDPR tem 521MW instalados (+144MW face ao 1S13), dos quais 50MW de solar FV. A produção eólica aumentou 2% para 352GWh suportado por um aumento médio dos MW em operação no período o que compensou a queda do factor de utilização (-4pp vs. 1S13 para 22%). 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 2014: €29,3/MWh; máximo em 2013: €59,6/MWh). No 1S14, o preço médio de venda caiu 37% para RON370/MWh (-24% vs. RON490/MWh em 2013), impactado pelo menor preço dos certificados verdes devido a excesso de oferta no mercado. Em termos regulatórios, a nova Portaria respeita os direitos atribuídos aos investimentos efectuados no sector de energias renováveis, ainda que implicando uma re-calendarização dos fluxos de caixa dos projectos e mantém inalterados os preços de venda máximo e mínimo dos Certificados Verdes ("CV") que serão anualmente actualizados de acordo com a inflação da zona euro (Energia eólica 2 CV por MWh até 2017 e 1 CV a partir de 2018 até perfazer 15 anos; Solar: 6 CV por MWh durante 15 anos).

No Brasil, a EDPR tem 84MW em operação, remunerados através de contratos de longo prazo (20 anos). No 1S14, a EDPR produziu 103GWh (+5% vs. 1S13), tendo o preço médio de venda aumentado 12% para R\$345/MWh devido à actualização do preço do CAE à inflação. A EDPR tem actualmente 236MW em desenvolvimento que foram garantidos no leilão A-5 com CAE por um período de 20 anos dos quais 120 MW vão entrar em operação em Janeiro de 2016 com um preço fixado em R\$97/MWh, indexado à taxa de inflação brasileira e 116MW entrarão em operação em Janeiro 2018 com um preço fixado em R\$109/MWh (preços actualizados à taxa de inflação brasileira durante o período do CAE).

No México, a EDPR estabeleceu, em Abr-14, um acordo com a Industrias Peñoles, uma empresa mineira líder no México, para o fornecimento de electricidade, cuja instalação pela EDPR está prevista ocorrer em 2016, com capacidade projectada de 180 MW. O contrato possui uma duração de 25 anos e está definido em dólares americanos. O projecto, localizado numa região com forte recurso eólico no estado de Coahuila, no norte do México, possui um factor de utilização esperado superior a 40%.

A EDPR está envolvida no desenvolvimento de estudos técnicos, económicos e ambientais em projectos de energia eólica offshore a serem instalados no Reino Unido (em parceria com a Repsol) e em França (em parceria com a GDF Suez e Neoen Marine).

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)

	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	875	895	-2%	-20
Fornecimentos e serviços externos	195	210	-7%	-16
Custos com pessoal	74	76	-3%	-2
Custos com benefícios sociais	(77)	12	-	-88
Outros custos operacionais (líquidos)	125	75	67%	+50
Custos Operacionais Líquidos (1)	316	373	-15%	-57
EBITDA	559	522	7%	+37
Provisões	1	(5)	-	+6
Amortizações líquidas	168	166	1%	+2
EBIT	389	361	8%	+28

Capex & Opex Performance

	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (6)	268	286	-6%	-18
Custos control./cliente (€/cliente)	33,24	35,61	-7%	-2
Custos control./km de rede (€/km)	1.017,6	1.092,6	-7%	-75
Empregados (#)	3.925	4.019	-2%	-94
Investimento Operacional (€ M)	158	161	-2%	-3
Rede de Distribuição (Km)	264	262	1%	+1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)

	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.262	2.653	-15%	-391

Espanha - Défice Tarifário (4)

Início do período	264	424	-38%	-160
Défices tarifários anos anteriores (5)	(80)	(176)	55%	+96
Gerado no período	-	117	-	-117
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	184	365	-50%	-181

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás

Início do período	2.045	1.543	33%	+502
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(1.335)	(983)	-36%	-351
Gerado no período	1.102	1.068	3%	+33
Outros (3)	36	52	-30%	-15
Fim do período	1.848	1.680	10%	+168

Portugal - CMEC's

Início do período	377	654	-42%	-277
(Recuperado)/Devolvido no Período	(247)	(162)	-52%	-85
Gerado no período	99	116	-15%	-17
Outros	0	-0	n.m.	+0
Fim do período	230	608	-62%	-378

As Redes Reguladas na P. Ibérica compreendem as actividades de distribuição de electricidade e gás, em Portugal e Espanha.

O **EBITDA das redes reguladas** ascendeu a €559M no 1S14 (+7% vs. 1S13), contando com o impacto de +€56M decorrente da venda de activos de transmissão de gás em Espanha no 1T13 e pelo impacto de +€87M resultante do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) alcançado em Portugal em Jul-14. Excluindo estes impactos, o EBITDA das Redes Reguladas subiu 1% vs. 1S13 (+€5M), para €471M no 1S14, suportado por um rigoroso controlo de custos focado na eficiência do OPEX. A margem bruta desceu 2% (-€20M vs. 1S13) no 1S14, reflexo de: (i) em Portugal, uma taxa de retorno sobre o RAB mais baixa, tanto na electricidade como no gás, decorrente de um risco soberano mais baixo, da rápida transferência de clientes para o mercado livre e do impacto desfavorável do ajustamento de proveitos por 'Deflator do PIB - Factor X' no negócio de electricidade; (ii) em Espanha, o impacto negativo das alterações regulatórias na distribuição de electricidade.

Os **custos controláveis** recuaram 6% no 1S14, suportados por uma queda de 7% dos fornecimentos e serviços externos (devido a menores trabalhos de manutenção / reparação e custos com serviços ao cliente mais baixos devido à transferência de clientes do CUR para o mercado liberalizado) e uma redução do número de colaboradores em 2% vs. 1S13. O **investimento operacional** caiu €3M face ao 1S13, para €158M no 1S14.

Em Portugal, a dívida acumulada do sistema eléctrico à EDP e investidores financeiros totaliza €5,1MM a Jun-14, acima dos €4,8MM em Dez-13, suportado por: +€0,2MM no 1T14 (vs. +€0,3MM no 1T13) e +€0,1MM no 2T14 (vs. +€0,3MM no 2T13), sinalizando um abrandamento do crescimento, em linha com a expectativa.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP** caíram 16% no 1S14 (-€424M vs. Dez-13), de €2.686M em Dez-13 para €2.262M em Jun-14, suportado por Portugal (-€344M) e Espanha (-€80M).

O **montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade, CUR e distribuição de gás em Portugal** desceu de €2.045M em Dez-13 para €1.848M em Jun-14, suportado por: **(1)** -€1.033M resultante da venda do défice tarifário, relativo ao sobrecusto com a produção em regime especial (€200M relativo ao défice criado em 2014 e o valor remanescente referente ao défice criado em 2013; **(2)** +€767M de défice tarifário ex-ante para 2014 (de acordo com as tarifas definidas pelo regulador para 2014), a recuperar através das tarifas em 2015-2018 e remunerado a uma taxa de 4,82%; **(3)** -€302M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; e **(4)** +€335M de desvios tarifários criados no 1S14 (inteiramente concentrado no 1T14). Os principais factores geradores de desvio tarifário na electricidade no 1S14 foram: **(i)** +€297M decorrente da produção em regime especial mais alta (15% acima da estimativa da ERSE) e do respectivo sobrecusto (€78/MWh no 1S14 vs. €61/MWh assumido pela ERSE); **(ii)** +€240M de desvio tarifário negativo gerado na actividade de distribuição de energia eléctrica relacionado com a revisibilidade de 2012, a recuperar através das tarifas em 2017-2018; **(iii)** -€51M relacionados principalmente com a recuperação através das tarifas de parte da revisibilidade de 2013 na actividade de distribuição de energia eléctrica; **(iv)** -€143M (montante a devolver à tarifa), suportado por um custo médio de aquisição de electricidade inferior.

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** caiu de €377M em Dez-13 para €230M em Jun-14, reflexo de: **(1)** €247M recuperado no 1S14 através das tarifas relacionadas com desvios negativos de 2012 e **(2)** €99M de desvio negativo criado no 1S14 (detalhes na página 11), que deverá ser recebido ao longo de 2015-2016.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** diminuiu de €264M em Dez-13 para €184M em Jun-14 devido à redução em €80M decorrente essencialmente de ajustamentos no 1S14 ao défice de 2013. De acordo com o CNMC (Liquidação 14-2013), o montante provisório do défice total do sistema eléctrico espanhol em 2013 totalizou €3,2MM.

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

(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.

(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)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	646	659	-2%	-13
Fornecimentos e serviços externos	148	161	-8%	-13
Custos com pessoal	57	59	-3%	-2
Custos com benefícios sociais	(78)	10	-	-88
Rendas de concessão	126	127	-0%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	2	9	-	-7
Custos Operacionais Líquidos (1)	255	366	-30%	-110
EBITDA	391	293	33%	+97
Provisões	1	(6)	-	+7
Depreciações e amortizações líquidas	121	118	2%	+3
EBIT	269	181	49%	+88

Margem Bruta	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	646	659	-2%	-13
Margem bruta regulada	642	654	-2%	-12
Margem bruta não-regulada	4	5	-22%	-1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	603	612	-1%	-8
Electricidade distribuída (GWh)	21.904	21.550	2%	+354
Pontos de ligação à rede (mil)	6.076	6.079	-0%	-3
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	39	44	-11%	-5
Clientes fornecidos (mil)	3.172	4.298	-26%	-1.126
Electricidade vendida (GWh)	5.217	7.555	-31%	-2.338

Investimento & Custos Operac.	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	205	219	-7%	-14
Custos control./cliente (€/cliente)	33,7	36,1	-7%	-2
Custos control./km de rede (€/km)	908	976	-7%	-68
Empregados (#)	3.371	3.446	-2%	-75
Investimento Operacional (€ M)	128	117	10%	+11
Rede de distribuição (Km)	226	225	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	35	30	16%	+5

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal ascendeu a €391M no 1S14, 33% acima do 1S13 (+€97M), influenciado pelo impacto do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) assinado em Jul-14, num total de +€87M. Excluindo este efeito, o EBITDA subiu 3% vs. 1S13 (+€10M), para €303M no 1S14, suportado por um rigoroso controlo de custos.

Em 15-Dez-13, a ERSE publicou a versão final para as tarifas de 2014 e proveitos regulados para 2014 relativos à actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal definindo um aumento médio anual das tarifas de electricidade em Portugal de 2,8%. Adicionalmente, a ERSE definiu **proveitos regulados para a actividade de distribuição no montante de €1.260M e proveitos regulados para a actividade CUR de €78M em 2014**. Na base destes proveitos regulados, estiveram diversos pressupostos por parte da ERSE, nomeadamente: (1) uma previsão de 44,5 TWh de consumo de electricidade para 2014 (1,5% acima da electricidade distribuída em 2013); (2) previsão de preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado em 2014 de €59/MWh suportado num preço da pool estimado de €53,5/MWh; (3) um sobre custo da produção em regime especial estimado em €61/MWh; (4) uma previsão de volume de regime especial de 20,6TWh (7% abaixo da produção de 2013); (5) um deflator do PIB de 0,7% e (6) uma taxa de retorno sobre os activos de 9,5% numa base preliminar baseado no pressuposto de 780p.b. para o CDS a 5 anos da República Portuguesa e numa correlação positiva com a média móvel desta variável (revista anualmente e limitada ao intervalo entre 8,0% e 11,0% para 2012-2014). De 1-Oct-13 até 30-Jun-14, o CDS médio da República Portuguesa foi 249 p.b.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** recuaram 1% (-€8M) vs. 1S13, para €603M no 1S14, suportado por uma queda na taxa de retorno (de 8,5% no 1S13 para 8,31% no 1S14) e pelo impacto adverso do ajustamento anual de proveitos por 'Deflator PIB-X'. No 1S14, a **electricidade distribuída cresceu 2% (vs. 1S13)**, reflectindo uma subida moderada transversal a todos os segmentos de consumo.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** caíram 11% (-€5M), para €39M no 1S14, reflexo da rápida passagem de clientes para o mercado livre. 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, podendo o regulador aplicar 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 31% (vs. 1S13), para 5,2TWh no 1S14. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU caiu 1.126 mil no período, para 3.172 mil em Jun-14, essencialmente influenciada pelo segmento residencial.

Os **custos controláveis** desceram 7% vs. 1S13 (-€14M), reflexo do apertado controlo de custos, redução de número de colaboradores (-2% face ao 1S13) e da redução de actividade do CUR decorrente da transferência de consumidores para o mercado liberalizado. A evolução de Custos com benefícios sociais reflecte essencialmente o impacto de +€87M registado na sequência do novo ACT (correspondente à variação do valor actual das responsabilidades futuras). Os outros custos operacionais (líquidos) caíram €7M no 1S14, devido a um melhor desempenho em termos de cobrança de dívidas de clientes.

Como parte do enquadramento regulatório em Portugal, um novo período (2015-17) terá início a 1-Jan-15. A proposta preliminar para as tarifas de 2015 e parâmetros de suporte aos proveitos permitidos no período 2015-17 serão anunciados pela ERSE até 15 de Dez-14.

O **investimento operacional** aumentou 10% para €128M no 1S14. O TIEPI subiu 5 minutos para 35 minutos no 1S14, fruto de condições meteorológicas adversas no período.

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

(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	1S14	1S13	% Δ	Abs. Δ
	1S14	1S13	% Δ	Abs. Δ	1S14	1S13	% Δ	Abs. Δ	1S14	1S13	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	82	86	-4%	-4	113	116	-2%	-3	34	35	-1%	-0	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	20	22	-12%	-3	19	19	-0%	-0	8	9	-7%	-1	Electricidade Espanha	659	658	0%	+1
Custos Pessoal	11	10	9%	1	5	6	-23%	-1	1	1	-8%	-0	Gás Espanha	1.022	1.012	1%	+10
Custos Benefícios sociais	1	1	-7%	-0	0	0	-8%	-0	0	0	-13%	-0	Gás Portugal	313	296	6%	+17
Outros custos operac. (líq.)	(5)	(7)	-34%	2	2	(54)	n.m.	56	0	1	-67%	-0	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	27	26	3%	1	25	(29)	-	54	9	10	-10%	-1	Electricidade Espanha	4.621	4.606	0%	+15
EBITDA	55	60	-7%	-4	87	144	-40%	-57	26	25	3%	1	Gás Espanha	24.895	28.208	-12%	-3.313
Provisões	-	(0)	-	0	(0)	0	-	-1	0	0	n.m.	-0	Gás Portugal	3.631	3.657	-1%	-26
Depr. e Amortizações líquidas	17	16	5%	1	24	24	0%	0	6	7	-17%	-1	Rede (Km)				
EBIT	38	44	-12%	-5	63	120	-47%	-57	20	17	13%	2	Electricidade Espanha	23.343	23.202	1%	+141
Investimento operacional	11	18	-40%	-7	10	16	-38%	-6	10	10	-7%	-1	Gás Espanha	10.096	9.925	2%	+171
Margem Bruta	82	86	-4%	-4	113	116	-2%	-3	34	35	-1%	-0	Gás Portugal	4.543	4.376	4%	+167
Margem Bruta Regulada	78	81	-4%	-3	101	101	0%	0	31	31	1%	0	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	4	5	-9%	-0	12	15	-20%	-3	3	4	-15%	-1	Electricidade Espanha	292	306	-5%	-14
													Gás Espanha	200	203	-1%	-3
													Gás Portugal	62	64	-3%	-2

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha caiu 7%, para €55M no 1S14, devido a menores proveitos permitidos (-€3M vs. 1S13) largamente associados ao enquadramento regulatório aplicável desde 2013, ainda que apenas reflectido nos resultados do 2S13. A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, manteve-se estável em 4,6TWh no 1S14 (vs. 1S13).

Em Jul-13, o governo espanhol publicou o RDL 9/13, ditando a alteração do regime de remuneração da actividade de distribuição de electricidade, estabelecendo uma taxa de retorno sobre os activos correspondente a um prémio de 200pb sobre as yields das OTs espanholas a 10 anos (equivalente a 6,5%) no período 2014-2020 e introduzindo mecanismos que asseguram o princípio de sustentabilidade económica e financeira do sistema (qualquer variação de custo ou proveito deverá ser neutralizada por equivalente variação de proveito/custo; ajustamentos automáticos de tarifas deverão ser aplicados sempre que haja um agravamento do défice equivalente a 2% dos custos anuais do sistema ou sempre que o défice acumulado exceda 5% do total de custos do sistema). Em Dez-13, o Governo Espanhol aprovou a Lei 24/2013 e RD 1048/2013 que estabelece o novo quadro regulatório para os activos de distribuição de electricidade mantendo os mesmos princípios regulatórios anunciados em Jul-13. O Governo Espanhol aprovou uma Portaria que define os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha para o ano de 2014 no montante de €155M (calculado de acordo com o esquema transitório de remuneração descrito no RDL 9/2013).

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha no 1S13 inclui um ganho não recorrente decorrente da venda dos activos de transmissão de gás à Enagás no montante de €56M no 1T13. Excluindo este impacto, o EBITDA ficou quase estável (-1% vs. 1S13), em €87M, suportado por proveitos regulados na actividade de distribuição estáveis.

O **volume de gás distribuído** caiu 12%, para 25TWh, penalizado por um menor consumo de gás na produção de electricidade, no encerramento de uma fábrica de papel e celulose na região de Cantábria e condições atmosféricas mais amenas, em particular no 2T14.

Os **proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2014** ascendem a €198M, de acordo com uma Ordem Ministerial publicada em Dez-13. Contudo, o RDL 8/2014, publicado em Jul-14, define uma redução de proveitos nas actividades reguladas, com início em Jul-14. Os proveitos permitidos no 2S14 serão definidos em novo documento regulatório, a publicar brevemente. O RD 8/2014, com o objectivo de corrigir o défice tarifário estrutural no sistema: a CNMC estimou anteriormente que o défice ascenderia a €800M em Dez-14 vs. €326M registado a Dez-13. A partir de 2015, o princípio de sustentabilidade económica e financeira do sistema de gás deverá ser assegurado (qualquer aumento de custo ou redução de proveito deverá ser neutralizado por equivalente variação de proveito/custo; ajustamentos automáticos de tarifas deverão ser aplicados sempre que haja um agravamento do défice equivalente a 10% dos custos do sistema ou sempre que o défice acumulado exceda 15% do total de custos do sistema). As actividades reguladas de gás enquadram-se em períodos regulatórios de 6 anos, sujeitos a possíveis ajustamentos de três em três anos. O modelo de remuneração da distribuição de gás manteve-se, ainda que a indexação à inflação tenha sido eliminada, os proveitos permitidos tenham sido reduzidos e estejam agora mais expostos à procura. O impacto estimado destas medidas na EDP é de €4,5M em 2014 e €9M nos anos seguintes.

REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal subiu €1M (+3% vs. 1S13), para €26M no 1S14. Os proveitos permitidos mantiveram-se estáveis em resultado da menor taxa de retorno sobre o RAB no ano regulatório 2013/14, registado no 2T14 (com base numa taxa de 8,41% vs. uma taxa preliminar de 9%). 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** recuou 1%, para 3,6TWh no 1S14.

Em Jun-13, a ERSE definiu as regras para o período regulatório de Jul-13 a Jun-16, indexando a taxa de retorno sobre os activos à média das yields das OTs portuguesas a 10 anos no período entre 1-Abr e 31-Mar anterior ao início de cada ano regulatório, com um mínimo de 7,83% e um máximo de 11%. Em cada um dos anos, a taxa de retorno sobre os activos é fixada em 9%, de forma preliminar. Em 12-Jun-14, a ERSE definiu um aumento médio de 2,4% nas tarifas para clientes finais de gás, a aplicar a partir de 1-Jul-14 e até 30-Jun-15. Os proveitos permitidos definidos para a EDP na actividade de distribuição e CUR no período ascendem a €62M.

(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)			
	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	905	1.270	-29%	-366
Fornecimentos e serviços externos	223	227	-2%	-4
Custos com pessoal e benef. aos empreg	197	167	18%	+30
Outros custos operacionais (líquidos)	(353)	46	-	-399
Custos Operacionais Líquidos (1)	67	440	-85%	-373
EBITDA	838	830	1%	+7
Provisões	15	41	-62%	-26
Depreciações e amortizações líquidas	178	178	0%	+0
EBIT	644	612	5%	+33
Result. da alienação de act. financ.	-	0	-	-0
Resultados financeiros	(136)	(137)	0%	+1
Resultados em associadas	(35)	(106)	67%	+71
Resultados Antes de Impostos	473	369	28%	+104

Investimento Operacional	(R\$ M)			
	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	170	342	-50%	-172
Manutenção	170	133	28%	+37
Expansão	-	209	-	-209
Investimento Financeiro (6)	6	83	-93%	-77

Em moeda local, o EBITDA da EDP – Energias do Brasil ('EDPB') aumentou 1% no período (+R\$7M) para R\$838M no 1S14, reflectindo: i) +R\$293M vs. 1S13 de desvios tarifários negativos na nossa actividade de distribuição (líquidos das contribuições da CDE/CCEE e de recuperações de anos anteriores); o que foi compensado por ii) um ganho de R\$408M reconhecido ao nível dos 'outros proveitos operacionais' e relativo à venda de 50% em Jari e Cachoeira Caldeirão à CWEI (CTG), de acordo com os termos do MoU assinado em Dez-13. Excluindo estes impactos, o EBITDA ajustado caiu 12% para R\$770M no 1S14. O EBITDA recorrente da distribuição caiu 6% (-R\$24M), reflexo de menores proveitos regulados, fruto da valorização de perdas na rede a preços superiores, e de um menor retorno sobre a base de activos regulados da Escelsa, consequência da última revisão tarifária (Ago-13). O EBITDA da geração e comercialização caiu 13% (-R\$71M), dada a necessidade dos geradores comprarem energia a preços anormalmente elevados devido a um baixo GSF⁽⁴⁾ (95% no 1S14). Os efeitos cambiais penalizaram o EBITDA da EDPB em Euros devido a uma depreciação de 15% do BRL face ao EUR (um impacto de -€48M). Sublinhe-se que o 1S13 foi reexpresso para reflectir a adopção das IFRS10 e IFRS11 (consolidação de Pecém I por equivalência patrimonial).

Excluindo o ganho de capital acima mencionado, os custos operacionais líquidos aumentaram 8% no período para R\$475M no 1S14: i) os custos com pessoal e benefícios aos empregados subiram 18%, reflexo da actualização salarial anual (+6,5%), de uma menor capitalização de custos e de um aumento dos custos com indemnizações; enquanto ii) os fornecimentos e serviços externos diminuíram 2%, tendo beneficiado de menores despesas de O&M e com serviços de TI.

Consolidado (€ M)				
	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	287	476	-40%	-189
Fornecimentos e serviços externos	71	85	-17%	-14
Custos com pessoal e benef. aos empreg	62	63	0%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	(112)	17	-	-129
Custos Operacionais Líquidos (1)	21	165	-87%	-144
EBITDA	266	311	-15%	-45
Provisões	5	15	-68%	-10
Depreciações e amortizações líquidas	56	67	-15%	-10
EBIT	205	229	-11%	-25
Result. da alienação de act. financ.	-	0	-	-0
Resultados financeiros	(43)	(51)	-16%	+8
Resultados em associadas	(11)	(40)	-72%	+29
Resultados Antes de Impostos	150	138	9%	+12

Investimento Operacional	(€ M)			
	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	54	128	-58%	-74
Manutenção	54	50	8%	+4
Expansão	-	78	-	-78
Investimento Financeiro (6)	2	31	-94%	-29

Energias do Brasil	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	10,85	11,33	-4%	-0,48
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	3,00	2,89	-4%	+0,11
Euro/Real - Taxa média do período	3,15	2,67	-15%	+0,48
Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	6,2%	-	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,2	1,6	-	-0,4
Custo Médio da Dívida (%)	10,1	7,4	-	263p.b.
Taxa de Juro Média (CDI)	10,2	7,0	-	321p.b.
Empregados (#)	2.676	2.762	-3%	-86

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	1.981	2.670	-26%	-688
Recebimentos futuros da act. regulada (2)	539	289	87%	+250
Interesses não controláveis	1.670	1.732	-4%	-61
Valor contabilístico dos C. Próprios	4.606	4.353	6%	+253

Resultados Financeiros (R\$ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(188)	(109)	-73%	-79
Custos capitalizados	40	18	127%	+22
Diferenças Cambiais e Derivados	13	(2)	-	+15
Outros	(1)	(43)	97%	+42
Resultados Financeiros	(136)	(137)	0%	+1

Os custos financeiros líquidos mantiveram-se relativamente estáveis nos R\$136M no 1S14, reflectindo: i) juros líquidos superiores, devido a um aumento da dívida financeira bruta média (de R\$4,8MM em Jun-13 para R\$5,3MM⁽³⁾ no 1S14), enquanto o custo médio da dívida aumentou 263bp para 10,1% no 1S14; ii) uma maior capitalização de juros, resultante dos trabalhos de construção em Jari e Cachoeira-Caldeirão, que estavam classificados como activos detidos para venda; iii) maiores diferenças cambiais e resultados líquidos de derivados; e iv) alguns ganhos não-recorrentes reconhecidos ao nível dos 'outros resultados financeiros'. A dívida líquida caiu 26%, reflexo de um aumento da rubrica de 'caixa e equivalentes' bem como da consolidação pelo método de equivalência patrimonial dos projectos hídricos Jari e Cachoeira-Caldeirão (R\$0,8MM de dívida líquida em Jun-13) – no seguimento da venda à CWE Investment Corporation ("CWEI"), uma subsidiária detida a 100% pela CTG, de uma participação de 50% em cada um destes projectos, de acordo com os termos do Memorando de Entendimento ("MoU") assinado em Dez-13.

A Jun-14, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos 36% do seu nível máximo (vs. 36% em Mar-14 e 64% a Jun-13). Os baixos níveis de hidraulicidade e a insuficiente pluviosidade traduzem-se no despacho das centrais térmicas e em elevados preços de electricidade (PLD médio: R\$678/MWh⁽⁵⁾ no 1S14 vs. R\$293/MWh no 1S13). Simultaneamente, devido ao baixo GSF⁽⁴⁾ (94% no 2T14 e 96% no 1T14), os produtores hídricos estão a ser obrigados a comprar energia a preços de mercado elevados para satisfazer as suas obrigações contratuais.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Rubrica não reflectida em Balanço;

(3) Excluindo o impacto da venda de 50% de Jari e Cachoeira Caldeirão (consolidados pelo método de equivalência patrimonial) e da transferência de São Manoel para 'passivos detidos para venda'; (4) GSF: Generation Scaling Factor;

(5) Com base em preços semanais; regiões do Sudeste/Centro-Oeste; (6) Excluindo investimentos em parques eólicos detidos pela EDP Brasil (45%) e EDP Renováveis (55%);

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	381	684	-44%	-303
Forn. e serviços externos	164	164	0%	+0
Custos com Pessoal	135	127	6%	+8
Outros custos operac. (Liq.)	54	47	14%	+6
Custos Operacionais Líquidos (1)	352	338	4%	+15
EBITDA	28	346	-92%	-318
Provisões	14	39	-	-25
Deprec. e amortizações líquidas	95	95	0%	-0
EBIT	(81)	212	-	-293

Margem Bruta	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória (R\$ M)	721	731	-1%	-10
Var. Receb. Futuros da Act. Reg.	340	47	621%	+293
Margem Bruta (R\$ M)	381	684	-44%	-303
Receb. Futuros Act. Reg. (R\$ M) (2)	539	289	87%	+250
Clientes Ligados (Milhares)	3.096	2.994	3%	+102
Bandeirante	1.696	1.637	4%	+58
Escelsa	1.400	1.357	3%	+43
Electricidade Distribuída (GWh)	13.205	12.854	3%	+352
Bandeirante	7.706	7.540	2%	+166
Escelsa	5.499	5.314	3%	+185
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	4.922	4.888	1%	+34
Electricidade Vendida (GWh)	8.283	7.965	4%	+318
Bandeirante	4.771	4.648	3%	+123
Resid., Comerc. e Outros	3.512	3.316	6%	+196
Industrial	1.259	1.332	-5%	-72
Escelsa	3.512	3.318	6%	+195
Resid., Comerc. e Outros	2.914	2.765	5%	+149
Industrial	599	552	8%	+46

Investimento e Custos Operac.	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (3)	282	275	2%	+7
Custos control./cliente (R\$/cliente)	91	92	-1%	-1
Custos control./km rede (R\$/km)	3	3	1%	+0
Empregados (#)	2.200	2.226	-1%	-26
Invest. Operacional (R\$M)	142	115	24%	+28
Rede de Distribuição ('000 Km)	89	88	1%	+1

O EBITDA da actividade de distribuição no Brasil caiu -R\$318M no período para R\$28M no 1S14, reflectindo: i) um aumento dos desvios tarifários negativos, líquidos das contribuições da CDE/CCEE (+R\$370M no 1S14 vs. +R\$134M no 1S13); e ii) menores recuperações de desvios de anos anteriores (-R\$29M no 1S14 vs. -R\$87M no 1S13). Excluindo estes impactos, o EBITDA recorrente caiu 6% (ou -R\$24M) para R\$369M no 1S14, fruto de uma redução de 1% da margem regulatória para R\$721M no 1S14, devido ao impacto negativo de perdas na rede valorizadas a elevados preços de mercado (R\$44M) e à última revisão tarifária na Escelsa (Ago-13), tendo-se reduzido de 10% para 7,5% (após impostos) o retorno sobre a base de activos regulados; estes impactos foram mitigados por um aumento dos volumes distribuídos acima do esperado pelo regulador aquando da definição das tarifas.

O volume de energia vendida subiu 4%, reflectindo um aumento de 6% nos segmentos 'residencial, comercial & outros', justificado por uma maior base de clientes e por um aumento da temperatura. Os volumes vendidos ao segmento industrial caíram 1%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre aumentou 1%, tendo caído 3% vs. 1T14, reflexo de uma menor produção industrial e de um aumento dos consumos próprios.

No 1S14, as DisCos do sector eléctrico depararam-se com custos recorde de compra de electricidade – R\$15MM de custos adicionais em Jan/Mai-14, de acordo com a câmara de compensação CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Estes custos elevados resultaram: i) de um forte incremento dos custos com geração térmica, devido ao forte despacho térmico reflexo de níveis de pluviosidade extremamente baixos; ii) de uma procura acima do esperado, num cenário de temperaturas altas que caracterizou o 1T14; e iii) de uma subcontratação involuntária nas DisCos, num contexto de preços de mercado elevados (~3,5GW resultantes de alterações impostas pela lei da renovação das concessões, publicada em Jan-13). Em Abr-14, as DisCos contrataram no leilão de geração A-0 a compra de 2,05GW médios (57% da procura declarada; contratos com início em Mai-14 até 2019) a um preço médio de R\$268/MWh – claramente abaixo dos preços no mercado à vista, o que deverá reduzir os custos de compra de energia das DisCos na segunda metade do ano. Ainda em Abr-14, a CCEE criou a "Conta-ACR" (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) para o financiamento de R\$11,2MM no sentido de compensar as DisCos pelos elevados custos de energia incorridos durante o ano 2014. Estes fundos, em conjunto com R\$1,2MM transferidos da CDE em Janeiro, foram integralmente transferidos para as DisCos, cobrindo os elevados custos incorridos durante o 1T14 e parte do 2T14. O Governo brasileiro está a analisar alternativas por forma a aliviar as DisCos desta pressão financeira – a contratação por parte da CCEE de uma nova tranche de financiamento é uma alternativa. Adicionalmente, a ANEEL está a passar estes custos adicionais para os consumidores através dos aumentos de tarifa anuais (reajustamentos tarifários).

A margem bruta foi substancialmente afectada pela variação dos activos da actividade regulada a receber no futuro (reconhecida na margem bruta da distribuição no Brasil). Estes subiram R\$340M no 1S14 (vs. R\$47M no 1S13). No 1S14, foi criado um desvio tarifário negativo de R\$960M, devido a custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, que foi parcialmente compensado por R\$591M de contribuições da CDE/CCEE; adicionalmente, foram recebidos R\$29M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro totalizou R\$539M a Jun-14, o que representa um aumento de R\$340M vs. Dez-13, a recuperar através das tarifas nos próximos anos. Não obstante, sublinhe-se que um total de R\$127M de contribuições da CCEE – R\$97M relativos a Mai-14, já aprovados pela ANEEL, e uma estimativa de R\$30M relativos a Jun-14 – não foram contabilizados no 2T14 devido a uma falta de visibilidade quanto à data da liquidação financeira; espera-se que os fundos necessários à cobertura destes custos adicionais sejam libertados no 3T14. A revisão tarifária da Escelsa para o período 2013-16, aprovada pela ANEEL em Ago-13, fixou um aumento tarifário de 4,12% para os 12 meses seguintes, reflectindo os desvios tarifários de anos anteriores e uma redução da taxa de retorno sobre a base de activos regulada (de 10% para 7,5% depois de impostos). No que se refere ao reajustamento tarifário deste ano, a Escelsa solicitou à ANEEL permissão para aumentar as tarifas em 27%, perante a situação de subcontratação involuntária em que se encontra, num contexto de ano seco com preços de mercado anormalmente elevados – a decisão final será divulgada em Ago-14. Relativamente a Bandeirante, em Out-13, a ANEEL aprovou um aumento tarifário de 10,36% para os 12 meses seguintes, no âmbito do processo de reajustamento tarifário anual. O novo período regulatório da Bandeirante, de 4 anos, inicia-se Out-15.

Os custos operacionais controláveis aumentaram 2% no período, para R\$282M no 1S14, devido a um aumento dos custos com pessoal e com benefícios sociais, reflexo da actualização salarial anual (+6,5%). O investimento operacional subiu 24% no período para R\$142M no 1S14, tendo sido maioritariamente destinado a actividades de serviço ao cliente e ao reforço da qualidade do serviço na rede.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	457	524	-13%	-67
Fornecimentos e serviços externos	33	29	17%	+5
Custos com pessoal e benef. aos empreg	25	24	4%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	(1)	3	-	-4
Custos Operacionais Líquidos (1)	57	55	4%	+2
EBITDA	399	468	-15%	-69
Provisões	0	(0)	-	+1
Deprec. e amortizações líquidas	76	76	0%	+0
EBIT	323	393	-18%	-70

Produção				
	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	457	524	-13%	-67
Lajeado	173	215	-19%	-42
Peixe Angical	152	190	-20%	-38
Energest (15 centrais hídricas)	131	119	10%	+12
Capacidade Instalada (MW)	1.797	1.799	-0%	-2
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	499	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	396	397	-0%	-2
Energia Vendida (GWh)	4.130	4.326	-5%	-196
Lajeado	1.614	1.798	-10%	-184
Peixe Angical	1.192	1.240	-4%	-47
Energest (15 centrais hídricas)	1.324	1.288	3%	+35
Preço Médio de Venda (R\$/MWh) (2)	162	154	5%	+8
Lajeado	139	134	4%	+5
Peixe Angical	195	184	6%	+11
Energest (15 centrais hídricas)	162	152	6%	+10
Investimento Operacional (R\$ M)	25	223	-89%	-198
Manutenção	25	15	70%	+10
Expansão	-	209	-	-209
Investimento Financeiro (R\$ M)	6	83	-93%	-77
Empregados (#)	293	353	-17%	-60

Pecém (equivalência patrimonial)				
	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	360	360	-	-
Factor de disponibilidade (%)	82%	61%	21b.p.	-
EBITDA (R\$m)	40	(104)	-	+143
Dívida líquida (R\$m)	966	1.087	-11%	-122

Comercialização				
	1S14	1S13	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	65	63	3%	+2
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	2	(2)	-	+4
EBITDA (R\$ M)	63	65	-3%	-2
Vendas electricidade (GWh)	6.330	6.041	5%	+288

O EBITDA da actividade de produção no Brasil caiu 15% no período (-R\$69M) para R\$399M no 1S14, reflectindo: i) a necessidade de comprar energia em mercado a preços anormalmente elevados uma vez que o GSF ficou abaixo dos 100% (95% no 1S14 vs. 96% no 1S13) – o preço médio de electricidade no mercado à vista subiu 132% vs. 1S13, para R\$678/MWh⁽³⁾ no 1S14; e ii) menores volumes de electricidade vendida, perante o adverso cenário hídrico e uma maior alocação de volumes de electricidade a vender foi na primeira metade do ano passado (50% no 1S14 vs. 53% no 1S13).

O volume de electricidade vendido diminuiu 5% no período para 4,1TWh no 1S14, reflectindo a mencionada alocação sazonal de volumes. **O preço médio de venda** subiu 5%, consequência: i) da actualização dos preços contratados à inflação, dado que a quase totalidade da capacidade está ao abrigo de Contratos de Aquisição de Energia (“CAE”) de longo prazo; e ii) do fecho de contratos bilaterais de curto prazo (para 2014) a preços superiores, como parte da estratégia de sazonalização. O GSF – “**Generation Scaling Factor**” – foi de 95% no 1S14 e 94% no 2T14 (vs. 100% no 2T13). Em períodos de escassez hidrológica, o défice de produção associado implica que produtores hídricos tenham que adquirir energia ao preço de mercado por forma a satisfazer as suas obrigações contratuais. No 1S14, o baixo GSF conjugado com elevados preços de mercado (PLD médio: R\$678/MWh⁽³⁾ no 1S14 vs. R\$293/MWh⁽³⁾ no 1S13) traduziu-se em +R\$85M vs. 1S13 de custos adicionais com a compra de energia. As últimas previsões do Operador Nacional do Sistema eléctrico Brasileiro (ONS) apontam para um GSF médio de ~91% no 2S14.

Em Jun-14, **no âmbito da parceria estratégica com a CTG** e de acordo com os termos do MoU assinado em Dez-13, a EDPB concluiu a venda à CWEI de participações de 50% em Jari e Cachoeira Caldeirão por um total de R\$420,6M – encaixe incluindo as contribuições de capital realizadas até Jun-14 (Jari: R\$420,2M e Cachoeira Caldeirão: R\$0,4M) – sendo que a CWEI assumirá ainda 50% das futuras contribuições de capital. De recordar também que, em Fev-14, a EDPB acordou com a CWEI a entrada desta no projecto de São Manoel, através da compra de metade dos 66,7% detidos pela EDPB (ou 33,3%); a CWEI assumirá o compromisso de realizar futuras contribuições de capital (a conclusão desta operação está prevista para o 2S14). De notar que no seguimento da aplicação da IFRS11, Jari e Cachoeira Caldeirão passaram a ser consolidadas na EDP pelo método de equivalência patrimonial; após a conclusão da transacção, o projecto hídrico de São Manoel passará também a ser consolidado por equivalência patrimonial.

A EDPB detém 50% na central a carvão de Pecém I, em parceria com a Eneva. Pecém I (720MW) tem uma capacidade média contratada de 615MW por 15 anos. A partir de Jan-14, com a adopção da IFRS11, esta participação passou a ser consolidada na EDP por equivalência patrimonial. Após alguns contratempos iniciais, os dois grupos da central estão agora em operação, embora ainda em fase de aceleração (factor de disponibilidade de 82% no 1S14). No 1S14, o EBITDA de Pecém I foi positivo em R\$40M, enquanto o resultado líquido atribuível à EDPB foi negativo em R\$36M (vs. uma perda de R\$107M no 1S13).

Em termos de nova capacidade, a EDPB participa em 3 novos projectos hídricos: i) **Santo António do Jari** (participação de 50%; concluído em 95%) é um projecto de 373MW com entrada em operação prevista para Jan-15 e com uma capacidade média contratada de 202MW (190MW com um CAE de 30 anos a R\$104/MWh; e 21MW com um CAE de 28 anos a R\$82/MWh); ii) **Cachoeira Caldeirão** (participação de 50%; concluído em 22%) é um projecto hídrico de 219MW com conclusão prevista para Jan-17 e com 130MW de capacidade média contratada (CAE de 30 anos a R\$95/MWh); o investimento total está estimado em ~R\$1,1MM (alavancagem de 60%); e iii) **São Manoel** (participação: 66,7%, tendo sido acordada a venda de 33,3% à CTG; a iniciar construção) é um projecto hídrico de 700MW com início previsto para Mai-18 e com uma capacidade média contratada de 410MW (CAE de 30 anos a R\$83/MWh); o investimento total deverá rondar ~R\$2,7MM (alavancagem de 66%).

O **investimento operacional** caiu 89% no período para R\$25M no 1S14 – Sublinhe-se que no 1S14 os investimentos nos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão (‘activos detidos para venda’) foram classificados como ‘investimentos financeiros’, perante a sua futura consolidação por equivalência patrimonial; esta alteração justifica a redução do investimento de expansão vs. 1S13. Os **investimentos financeiros** no 1S14 respeitam aos trabalhos de construção em curso em Jari e Cachoeira Caldeirão; o 1T13 é pro-forma pela implementação da IFRS 11 e refere-se a Pecém I (comissionada em Mai-13).

A margem bruta da comercialização de electricidade aumentou 3% no período (+R\$2M) para R\$65M no 1S14, reflectindo uma posição longa favorável e um maior volume de energia fornecido, tendo beneficiando de preços superiores no mercado à vista.

(1) Custos Operacionais (FSE + Custos com Pessoal + Custos com Benef. Sociais) + Outros Custos Operacionais (Liq.); (2) Calculado com base nos volumes e preços dos CAE; excluindo Pecém I; (3) GSF - "Generation Scaling Factor".



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S14 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	399	511	875	627	287	(1)	2.699
Fornecimentos e serviços externos	32	94	195	120	71	(89)	422
Custos com pessoal	9	26	74	30	56	107	302
Custos com benefícios sociais	0	2	(77)	3	7	(36)	(102)
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	3	73	125	(33)	(112)	18	74
Custos Operacionais	44	195	316	121	21	(1)	697
EBITDA	356	315	559	506	266	(0)	2.002
Provisões	7	1	1	-	5	4	18
Depreciações e amortizações líquidas (1)	77	124	168	222	56	32	681
EBIT	272	190	389	284	205	(36)	1.304

1S13 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	441	408	895	661	476	9	2.890
Fornecimentos e serviços externos	34	81	210	122	85	(92)	441
Custos com pessoal	32	34	76	32	56	75	306
Custos com benefícios sociais	0	2	12	3	7	6	30
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	7	66	75	(39)	17	15	141
Custos Operacionais	73	183	373	118	165	5	918
EBITDA	368	225	522	543	311	4	1.973
Provisões	1	17	(5)	0	15	8	37
Depreciações e amortizações líquidas (1)	83	113	166	224	67	32	686
EBIT	284	94	361	319	229	(37)	1.250

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.415	3.768	3.732	4.365	4.327	3.692			-2%	-15%
Custo com vendas de energia e outros	(2.908)	(2.385)	(2.459)	(3.078)	(2.844)	(2.476)			-4%	13%
Margem Bruta	1.507	1.384	1.273	1.287	1.483	1.216			-12%	-18%
Fornecimentos e serviços externos	212	229	215	253	202	220			-4%	9%
Custos com pessoal e benefícios sociais	170	166	152	145	164	37			-78%	-78%
Outros custos operacionais (líquidos)	39	102	79	91	86	(13)			-	-
Custos Operacionais	421	497	446	489	453	244			-51%	-46%
EBITDA	1.086	887	827	798	1.030	972			10%	-6%
Provisões	9	27	3	14	7	11			-60%	58%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	344	341	368	371	324	357			4%	10%
EBIT	733	518	456	412	699	604			17%	-14%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	(0)	(0)	0	0	0	0			-	-
Resultados financeiros	154	164	169	212	147	98			-40%	-33%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	12	3	1	(2)	(12)	4			8%	-
Resultado antes de impostos e CESE	567	351	285	202	564	502			43%	-11%
IRC e Impostos diferidos	159	49	55	(50)	186	57			15%	-70%
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	-	-	-	-	15	16			-	8%
Resultado líquido do período	408	302	231	253	364	430			42%	18%
Accionistas da EDP	335	268	189	213	296	377			40%	27%
Interesses não controláveis	74	33	42	40	68	53			59%	-22%

(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)							
	1S14	1S13	Δ MW	Δ %	1S14	1S13	Δ GWh	Δ %	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14
PPA/CMEC (Portugal)	4.470	5274,4	-804	-15%	9.102	9.562	-460	-5%	5.053	4.509	3.757	4.135	5.002	4.099		
Hídrico	3.290	4.094	-804	-20%	5.859	6.088	-228	-4%	3.307	2.781	1.387	2.036	3.739	2.120		
Fio de água	1.056	1.860			2.494	4.617			2.418	2.199	900	1.458	2.124	370		
Albufeira	2.234	2.234			3.366	1.471			889	582	487	578	1.615	1.750		
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	3.242	3.474	-232	-7%	1.747	1.728	2.370	2.098	1.263	1.979		
Regime Especial (Ex-Eólico)	274	318	-44	-14%	626	976	-351	-36%	554	422	258	405	414	212		
Portugal	181	225	-44	-19%	525	672	-147	-22%	400	272	139	258	347	178		
Mini-Hídricas	157	157			405	424			268	156	32	127	278	127		
Cogeração	24	68			120	248			132	116	107	131	69	50		
Spain	93	93	0	0%	101	305	-203	-67%	154	150	119	147	67	34		
Cogeração+Resíduos	93	93			101	305			154	150	119	147	67	34		
Produção Liberalizada P. Ibérica	7.774	7.122	653	9%	7.472	6.278	1.194	19%	3.621	2.657	3.344	3.701	4.186	3.286		
Hídrico	2.422	1.605	818	51%	4.341	2.939	1.402	48%	1.581	1.358	552	834	2.834	1.507		
Portugal	1.996	1.178			3.661	2.101			1.104	997	465	660	2.399	1.261		
Espanha	426	426			681	838			477	361	87	173	435	246		
Carvão	1.460	1.460	0	0%	2.383	2.387	-4	0%	1.371	1.015	2.015	2.005	862	1.521		
Aboño I	342	342			510	668			412	256	593	538	193	317		
Aboño II	536	536			1.483	1.523			826	697	1.030	1.001	597	886		
Soto Ribera II	236	236			151	140			124	16	52	213	36	115		
Soto Ribera III	346	346			239	55			9	46	340	253	36	203		
CCGT	3.736	3.736	0	0%	219	437	-218	-50%	337	100	458	539	158	61		
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			49	81			74	6	38	104	28	21		
Lares (2 grupos)	863	863			11	69			63	6	344	144	8	3		
Castejón (2 grupos)	843	843			83	153			94	58	54	153	66	17		
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			76	135			106	29	22	138	56	20		
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	529	515	14	3%	331	184	319	323	332	197		
Gasóleo - Tunes	0	165	-165	-	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0		
Eólico (Maior detalhe página 16)	7.712	7.442	270	4%	10.934	10.307	627	6%	5.542	4.765	3.388	5.447	6.101	4.833		
Península Ibérica	2.815	2.813			3.869	3.808			2.212	1.596	1.333	1.915	2.330	1.539		
Resto da Europa	1.307	1.069			1.304	986			552	434	369	733	791	513		
America do Norte	3.506	3.476			5.658	5.416			2.726	2.690	1.631	2.722	2.930	2.727		
Brasil	84	84			103	98			52	46	55	77	49	54		
Solar - Roménia	50	39	12	30%	31	16	16	100%	0	16	17	11	11	20		
Brasil (Ex-Eólico)	1.797	1.799	-2	0%	3.991	4.087	-96	-2%	2.292	1.794	1.247	1.828	2.341	1.650		
Hídrico	1.797	1.799	-2	0%	3.991	4.087	-96	-2%	2.292	1.794	1.247	1.828	2.341	1.650		
Lajeado	903	903			2.019	1.874			1.074	799	482	775	1.205	814		
Peixe Angical	499	499			1.125	1.244			719	525	481	674	667	458		
Energest	396	397			847	970			499	470	284	379	469	378		
TOTAL	22.079	21.994	85	0%	32.156	31.226	930	3%	17.062	14.164	12.011	15.528	18.056	14.100		

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1S14	1S13	Δ GWh	Δ %
Portugal	21.904	21.550	354	1,6%
Muito Alta Tensão	1.046	1.076	-30	-2,8%
Alta / Média Tensão	10.209	9.909	300	3,0%
Baixa Tensão	10.649	10.565	84	0,8%
Espanha	4.621	4.606	15	0,3%
Alta / Média Tensão	3.381	3.325	56	1,7%
Baixa Tensão	1.240	1.281	-40	-3,1%
Brasil	13.205	12.854	352	2,7%
Clientes Livres	4.922	4.888	34	0,7%
Industrial	1.858	1.884	-26	-1,4%
Residencial, Comercial & Outros	6.426	6.082	344	5,7%
TOTAL	39.731	39.010	721	1,8%

Clientes Ligados (mil)	1S14	1S13	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.076	6.079	-2,7	0,0%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,1	0,4%
Baixa Tensão Especial	34	33	0,4	1,1%
Baixa Tensão	6.019	6.022	-3,1	-0,1%
Espanha	659	658	0,8	0,1%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,9%
Baixa Tensão	658	657	0,8	0,1%
Brasil	3.096	2.994	101,7	3,4%
Bandeirante	1.696	1.637	58,3	3,6%
Escelsa	1.400	1.357	43,4	3,2%
TOTAL	9.831	9.731	99,9	1,0%

Redes	1S14	1S13	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	337.799	335.548	2.251	0,7%
Portugal	225.695	224.688	1.007	0,4%
Espanha	23.343	23.202	141	0,6%
Brasil	88.761	87.658	1.103	1,3%

Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	-10,3%	-12,1%	1,8 pp	
Espanha	-4,2%	-4,1%	-0,1 pp	
Brasil				
Bandeirante	-9,8%	-10,3%	0,5 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,5%	-0,0 pp	
Comerciais	-4,3%	-4,8%	0,5 pp	
Escelsa	-13,5%	-13,4%	-0,1 pp	
Técnicas	-7,6%	-7,8%	0,2 pp	
Comerciais	-5,9%	-5,6%	-0,3 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1S14	1S13	Δ GWh	Δ %
Portugal	3.631	3.657	-26	-0,7%
Baixa pressão	588	613	-25	-4,1%
Média pressão	3.028	3.028	0	0,0%
GPL	15	16	-1	-7,0%
Espanha	24.895	28.208	-3.313	-11,7%
Baixa pressão	5.541	6.102	-562	-9,2%
Média pressão	19.355	22.106	-2.752	-12,4%
TOTAL	28.527	31.866	-3.339	-10,5%

Pontos de Abastecimento (mil)	1S14	1S13	Δ Abs.	Δ %
Portugal	313,2	296,1	17,0	5,7%
Baixa pressão	306,7	289,1	17,5	6,1%
Média pressão	1,3	1,2	0,1	9,8%
GPL	5,2	5,8	-0,6	-10,9%
Espanha	1.022,3	1.012,2	10,1	1,0%
Baixa pressão	1.021,6	1.011,4	10,2	1,0%
Média pressão	0,7	0,8	-0,1	-14,9%
TOTAL	1.335,5	1.308,4	27,1	2,1%

Redes	1S14	1S13	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	14.638	14.301	338	2,4%
Portugal	4.543	4.376	167	3,8%
Espanha	10.096	9.925	171	1,7%

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 2T14

Abr-14: EDP uma das empresas mais éticas do mundo em energia – EDP integra o ranking internacional “The World’s Most Ethical Companies” pelo terceiro ano consecutivo

Mai-14: EDP integra os Índices de Sustentabilidade Euronext Vigeo - World 120 – EDP reconhecida como uma das melhores empresas a nível mundial, em matéria de Sustentabilidade

Mai-14: Museu da Electricidade ganha Certificado de Excelência – o Museu da electricidade é uma das 215 atracções turísticas da cidade de Lisboa listadas no Trip Advisor

Jun-14: IR Magazine Europe Awards 2014 – a EDP ficou na 10ª posição do IR Magazine EuroTop 100, tendo sido destacada nas categorias de “Best Investor Relations by a CEO (large cap)”, “Best Sustainable Practice”, “Best Overall Investor Relations - Southern Europe”, “Regional Awards - Southern Europe” e “Best in Sector - Utilities”

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2010-12)

	1S14	Base 100	Δ %
Índice de Sustentab.	103	101	2%
Comp. Ambiental Peso %	107 33%	104 33%	3%
Comp. Económica Peso %	100 37%	99 37%	1%
Comp. Social Peso %	103 30%	104 30%	-1%

Este índice de sustentabilidade foi desenvolvido pela EDP e tem por base 33 indicadores de desempenho na área da sustentabilidade.

Métricas Económicas 1S14 1S13 Δ %

Valor Económico (€M) (1)			
Directo Gerado	8.774	8.877	-1%
Distribuído	7.925	8.193	-3%
Acumulado	849	684	24%

Métricas Sociais * 1S14 1S13 Δ %

Empregados (a)	11.884	12.143	-2%
Formação (horas forman	205.352	170.188	21%
Acidentes em Serviço	17	25	-32%
Ind. Gravidade (Tg)	1,6	2,3	-31%
Ind. Frequência (Tf)	123,17	122,45	1%
Índice Freq. EDP+PSE (Tf)	3,88	4,22	-8%

* Excluding Pecém I.

Métricas Ambientais 1S14 1S13 Δ %

Emissões Atmosféricas (kt)			
CO2 (c)	6.593	6.987	-6%
NOx	5,8	6,3	-7%
SO2	4,9	5,0	-2%
Partículas	0,190	0,237	-20%

Emissões Atmosféricas Específicas (g/kWh)			
CO2 (c)	205,0	218,0	-6%
NOx	0,18	0,20	-8%
SO2	0,15	0,16	-2%

Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	6.606	6.998	-6%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	1.076	911	18%

Consumo de Energia Primária (TJ) (d)	63.031	71.446	-12%
---	---------------	---------------	-------------

Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	80%	75%	5 p.p.
--	------------	------------	---------------

Utilização de Água (103 m3)	789.618	762.575	4%
------------------------------------	----------------	----------------	-----------

Total Resíduos (t) (e)	109.485	141.348	-23%
-------------------------------	----------------	----------------	-------------

Despesas Ambientais (€ mil)	37.082	38.605	-4%
------------------------------------	---------------	---------------	------------

Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	53	70	-25%
--	-----------	-----------	-------------

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (f) (GWh)	
	1S14	1S13	1S14	1S13	1S14	1S13
PPA/CMEC	2.974	3.205	0,92	0,92	3.242	3.475
Carvão	2.974	3.203	0,92	0,92	3.242	3.474
Fuel Oil & Gás Natural	-	2	-	3,49	(0)	1
Produção Liberalizada	3.399	3.284	1,31	1,16	2.602	2.824
Carvão	3.288	3.095	1,38	1,30	2.383	2.387
CCGT	111	189	0,51	0,43	219	437
Regime Especial	221	498	0,29	0,33	763	1.497
Produção Térmica	6.593	6.987	1,00	0,90	6.607	7.796
Produção Livre de Emissões de CO2					25.562	24.260
Total Emissões de CO2			0,20	0,22	32.169	32.056

(a) Incluindo Órgãos Sociais Executivos

(b) PSE: Prestadores de Serviços Externos

(c) Excluindo frota automóvel

(d) Incluindo frota automóvel

(e) Resíduos encaminhados para destino final

(f) Inclui vapor (1S13: 802 GWh; 1S14: 542 GWh)

(g) Os dados relativos ao 1T13 foram reexpressos para reflectir a adopção da IFRS 10 e da IFRS 11

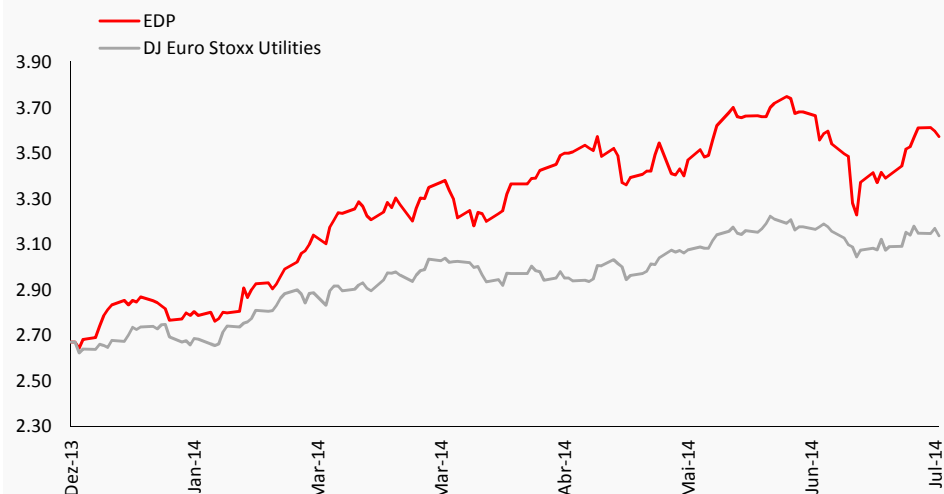
(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + Outros Proveitos operacionais + ganhos/perdas na alienação de activos financeiro + ganhos/perdas em associada + Proveitos financeiros

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

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 07-Jan:** EDP emite valores mobiliários representativos de dívida no montante de USD 750 milhões
- 15-Jan:** Fitch mantém EDP sob vigilância negativa
- 28-Jan:** Standard & Poors mantém rating da EDP em BB+ e revê outlook para estável
- 28-Jan:** Credit Suisse comunica a sua participação qualificada na EDP
- 04-Fev:** CTG e EDP promovem o estabelecimento das bases para a criação de um centro de investigação e desenvolvimento para as tecnologias das novas energias
- 07-Fev:** CTG entra em parceria com EDP Brasil para construção da central hídrica São Manoel
- 10-Fev:** EDP vende €750 milhões do défice tarifário em Portugal
- 10-Fev:** Iberdrola diminui a sua participação no capital social da EDP
- 14-Fev:** Norges Bank comunica a sua participação qualificada na EDP
- 12-Mar:** EDP anuncia mandato e roadshow para operação de titularização do défice tarifário em Portugal
- 13-Mar:** Capital Group comunica a sua participação qualificada na EDP
- 26-Mar:** EDP encaixará €750 milhões pela securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal (rectificação)
- 01-Abr:** Iberdrola diminui a sua participação no capital social da EDP
- 08-Abr:** EDP emite obrigações no montante de €650 milhões com vencimento em Abril 2019
- 15-Abr:** Fitch mantém EDP sob vigilância negativa
- 12-Mai:** Assembleia Geral Anual da EDP
- 13-Mai:** Moody's mantém rating da EDP em "Ba1" e outlook negativo
- 29-Mai:** Pagamento de um dividendo bruto de €0,185 por acção relativo ao exercício de 2013
- 16-Jun:** EDP vende €200 milhões do défice tarifário em Portugal
- 20-Jun:** EDP contrata linha de crédito de €3.150 milhões por um prazo de 5 anos
- 28-Jun:** Conclusão da venda pela EDP Brasil de 50% nas centrais hídricas de Jari e Cachoeira Caldeirão
- 02-Jul:** Fitch mantém rating da EDP em "BBB-" e revê outlook para estável
- 16-Jul:** EDP estabelece novo Acordo Colectivo De Trabalho
- 30-Jul:** Moody's mantém rating da EDP em 'Ba1' e revê outlook para positivo

EDP em Bolsa	YTD	52W	2013
	30-07-2014		

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,573	3,573	2,670
Max	3,749	3,749	2,818
Min	2,620	2,420	2,215
Média	3,250	3,031	2,519

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	3.064	4.563	3.791
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	20	17	15
Volume Transaccionado (milhões de acções)	943	1.505	1.505
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,2	5,7	5,8

Dados Accções EDP	1S14	1S13	Δ %
-------------------	------	------	-----

Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	23,2	28,7	-19,2%

Direcção de Relação com Investidores

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

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