



9M14

Resultados

Lisboa, 30 de Outubro 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)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	3.879	4.164	-7%	-285
Fornecimentos e serviços externos	643	656	-2%	-13
Custos com pessoal, benef. aos empregados	348	487	-29%	-140
Outros custos operacionais (líquidos)	172	220	-22%	-48
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.163	1.364	-15%	-200
EBITDA	2.715	2.800	-3%	-85
Provisões	21	40	-47%	-19
Amortizações e imparidades exercício (2)	1.014	1.054	-4%	-39
EBIT	1.680	1.706	-2%	-26
Resultado da alien. de act. financeiros	(0)	0	-	-0
Resultados financeiros	(453)	(486)	7%	+33
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	25	(16)	-	+41
Resultado antes de impostos	1.251	1.204	4%	+47
IRC e Impostos diferidos	276	263	5%	+13
Contribuição extraord. sector energético	46	-	-	+46
Resultado líquido do período	930	941	-1%	-12
Accionistas da EDP	786	792	-1%	-6
Interesses não controláveis	143	149	-4%	-5

Dados-chave Operacionais	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.908	12.174	-2,2%	-267
Capacidade instalada (MW)	22.090	22.006	0,4%	+85

Dados-chave Financeiros (€ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.712	1.889	-9%	-177
Investimento operacional	1.090	1.126	-3%	-36
Manutenção	434	422	3%	+12
Expansão	655	704	-7%	-48
Investimento Líquidos (5)	1.108	1.309	-15%	-200

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Set-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.541	8.446	1%	+96
Dívida líquida	17.483	17.083	2%	+400
Receb. futuros da actividade regulada (4)	2.653	2.747	-3%	-94
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,8x	4,7x	-	0,1x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	4,1x	4,0x	-	0,2x

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 recuou 3% vs. 9M13, para €2.715M nos 9M14, penalizado pela seca extrema no Brasil, alterações regulatórias adversas na P. Ibérica, nomeadamente ao nível da EDPR, e pelo impacto cambial desfavorável (-€50M). Adicionalmente, a performance do EBITDA reflecte: (i) nos 9M13, a mais valia obtida na venda de activos de transmissão de gás em Espanha (€56M); (ii) nos 9M14, o ganho obtido na venda de 50% de participação no capital social de Jari e Cachoeira-Caldeirão à CTG (€131M) e o impacto do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) alcançado em Portugal (€129M). Excluindo os impactos não recorrentes já descritos, o **EBITDA das operações Ibéricas** (excluindo a EDPR) subiu 2% nos 9M14, vs. 9M13, suportado por: (i) produção hídrica muito forte; (ii) gestão adequada do risco nos mercados energéticos; e (iii) um apertado controlo de custos. A **EDP Brasil**, 'EDPB' (EBITDA -29%, ou -€154M), foi penalizada por: (i) -€169M (-R\$505M) face aos 9M13 de impacto líquido dos desvios tarifários na distribuição; (ii) -€57M (-R\$181M) face aos 9M13 resultante de custos de fornecimento de electricidade mais altos, devido à situação de seca; e (iii) -€42M de impacto cambial. A **EDP Renováveis**, 'EDPR' (EBITDA -6%, ou -€38M), foi afectada pela queda de €79M do EBITDA em Espanha, traduzindo a nova regulação e um preço médio de pool mais baixo nos 9M14; pelo efeito cambial adverso (-€9M) e por um ganho não-recorrente de €13M no 1T13; efeitos parcialmente compensados pela entrada em operação de nova capacidade.

Os custos operacionais do Grupo EDP ascenderam a €991M (-13% vs. 9M13). Excluindo o impacto do novo ACT, os custos operacionais (FSE e Custos com Pessoal) recuaram 2% (-€24M), suportados por uma redução de 1% 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); pelo apertado controlo de custos e pela depreciação do BRL face ao Euro. **Os outros custos operacionais líquidos** ascenderam a €172M nos 9M14, €48M abaixo dos 9M13, reflexo de mais valias com a venda das referidas participações e na venda de imóveis no Brasil (€75M nos 9M13, €131M nos 9M14). Os impostos à geração em Espanha e o 'clawback' em Portugal representaram um custo de €97M nos 9M14.

O EBIT desceu 2% nos 9M14, para €1.680M, suportado pelo EBITDA. As **amortizações líquidas 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 €33M (vs. 9M13), para €453M nos 9M14, reflectem uma subida em 43 pb no custo médio da dívida, para 4,7% nos 9M14, e uma redução de €0,6MM na dívida líquida média. Os **Resultados em joint ventures e associadas** ascenderam a €25M nos 9M14, suportados pela participação de 40% da EDPR na ENEOP (€9M nos 9M14), a participação de 21% no capital da CEM, em Macau (€11M nos 9M14) e a nossa participação de 50% em Pecém I (€3M nos 9M14, impulsionado pela recuperação de penalidades por indisponibilidade). Os **impostos** ascenderam a €276M (taxa efectiva de 22% nos 9M14). Adicionalmente, e de acordo com o definido no Orçamento de Estado de Portugal para 2014, a EDP suportou um custo de €46M com a **contribuição extraordinária a aplicar ao sector energético** em Portugal. Os **interesses não controláveis** caíram 4%, para €143M nos 9M14, suportados pelo menor resultado líquido da EDPR e EDPB. **O resultado líquido da EDP desceu 1%, para €786M nos 9M14.**

O Investimento líquido⁽⁵⁾ caiu 15%, para €1.108M nos 9M14. O **investimento operacional consolidado** totalizou €1.090M, ficando 3% abaixo de 9M13 ou 10% abaixo se excluído €92M de subsídios ao investimento recebidos pela EDPR nos 9M13. O investimento de expansão totalizou €655M nos 9M14, fruto do investimento em nova capacidade hídrica e eólica.

A **dívida líquida** subiu de €17,1MM a Dez-13 para €17,5MM a Set-14, reflectindo: (i) +€0,3MM de impacto cambial desfavorável; (ii) -€1,3MM de FFO e investimento em manutenção; (iii) -€0,1MM de redução nos activos regulatórios, incluindo a securitização de €1MM em Portugal e desvios tarifários mais altos no Brasil; (iv) +€0,7MM de pagamento do dividendo anual de 2013; (v) +€0,8MM 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 Set-14 ascendia a €5,5MM. Esta posição cobre as necessidades de refinanciamento da EDP até meados de 2016.

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações liqº 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)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14	3T14 YoY		3T14 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	512	538	-5%	-26	194	174	170	180	176	180	156	-	-8%	-14	-13%	-24
Actividades Liberalizadas	368	263	40%	+104	111	114	38	83	192	123	52	-	36%	14	-58%	-71
Redes Reguladas P. Ibérica	816	772	6%	+44	290	232	250	251	245	314	257	-	3%	7	-18%	-56
Eólico e Solar	648	686	-6%	-38	317	226	143	235	289	218	141	-	-1%	-2	-35%	-76
Brasil	374	528	-29%	-154	177	134	217	73	127	139	108	-	-50%	-109	-23%	-31
Outros	(2)	13	-	-15	(3)	6	10	(24)	2	(2)	(2)	-	-	-11	26%	1
Consolidado	2.715	2.800	-3,0%	-85	1.086	887	827	798	1.030	972	713	-	-14%	-114	-27%	-258

O EBITDA consolidado recuou 3% (-€85M), para €2.715M nos 9M14, penalizado pelo impacto cambial desfavorável (-€50M ou -2% do EBITDA total, fruto de uma depreciação em 15% do BRL face ao Euro e em 3% do USD face ao Euro), pela seca extrema no Brasil (-€226M face aos 9M13) e pelo impacto regulatório adverso na P. Ibérica, nomeadamente ao nível da EDPR. Note-se que o EBITDA inclui: (i) no 9M13, as mais valias obtidas na venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M nas Redes Reguladas); e (ii) nos 9M14, +€131M resultante da venda de 50% da participação no capital social de Jari e Cachoeira-Caldeirão à CTG e +€129M decorrente do ACT (2T14). No 3T14, o EBITDA caiu 14% (-€114M face ao 3T13), penalizado pelo Brasil: efeitos da seca (-€133M face ao 3T13) e, no 3T13, ganho de €19M obtido na venda de terrenos, no Brasil.

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 nos 9M14, 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 (19% do EBITDA) - O EBITDA caiu 5% (-€26M), para €512M nos 9M14, reflexo da transferência de 3 centrais hídricas para o mercado liberalizado decorrente do fim dos respectivos PPAs (margem bruta de €46m nos 9M13), do encerramento de uma central de cogeração em Portugal 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 (14% do EBITDA) - O EBITDA subiu 40% (+€104M vs. 9M13), para €368M nos 9M14, suportado por: (i) maior contribuição da produção hídrica (45% no mix de geração nos 9M14 vs. 36% nos 9M13), beneficiando da transferência de 804MW do portfólio de Produção Contratada LP; (ii) melhoria de volume e margem no negócio de fornecimento de electricidade em Portugal; (iii) resultados mais positivos no mercado grossista decorrentes de uma gestão adequada da volatilidade nos mercados energéticos, e (iv) margem bruta de +€36M face aos 9M13, resultante da comercialização de gás, sobretudo no 1S14.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (30% do EBITDA) - O EBITDA subiu 6% (+€44M), para €816M nos 9M14. Excluindo os impactos do novo ACT (€87M no 2T14), venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M no 1T13) e recuperação de taxas de ocupação de subsolo no gás em Portugal (+€8M), o EBITDA subiu 0.6% vs. 9M13 (+€5M), para €721M nos 9M14, suportado por um rigoroso controlo de custos focado na eficiência do OPEX. A margem bruta desceu 2% (-€33M vs. 9M13) nos 9M14, 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 'Deflador do PIB - Factor X' no negócio de electricidade; (ii) em Espanha, o impacto negativo das alterações regulatórias na distribuição de gás.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (24% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR caiu 6% (-€38M), para €648M nos 9M14 devido: (i) ao menor EBITDA em Espanha (-€79M), penalizado pelo novo quadro remuneratório e por um baixo preço de mercado nos 9M14; (ii) ao ganho não-recorrente de €13M no 1T13 relativo à reestruturação de um contrato CAE nos EUA; e (iii) ao impacto cambial desfavorável (-€9M). A produção eólica subiu 5% no período, impulsionada por nova capacidade instalada nos últimos 12 meses e por recursos eólicos estáveis. O preço médio de venda recuou 8%, para €59,2/MWh reflectindo as alterações regulatórias em Espanha e um preço mais baixo na Roménia.

BRASIL (14% do EBITDA) - A contribuição da EDPB para o EBITDA do grupo EDP caiu 29% (-€154M), para €374M nos 9M14, penalizado pelo impacto cambial (-€42M) e por desvios tarifários negativos na distribuição de electricidade mais avultados (-€169M, líquido de contribuições da CDE/CCEE e de recuperação de desvios de anos anteriores). Adicionalmente, o EBITDA inclui: (i) nos 9M14, +€131M (R\$408M) decorrente da venda de 50% da participação em Jari/Cachoeira à CTG (2T14); (ii) nos 9M13, +€19M de mais valia obtida na venda de terrenos (3T13). Excluindo estes impactos, o EBITDA em moeda local caiu 13% (-R\$164M vs. 9M13), para R\$1.094M nos 9M14, reflectindo: (i) na produção e comercialização, um aumento dos custos com a compra de electricidade em mercado por força de um GSF abaixo de 100% (92% nos 9M14), que quando mitigado pela contratação de vendas a curto prazo a preços favoráveis, se traduziu em +R\$181M (ou +€57M) de custos adicionais face aos 9M13; e (ii) na actividade de distribuição, proveitos permitidos mais altos, devido a um aumento dos volumes distribuídos e a regularizações de anos anteriores.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.	1T14	2T14	3T14	4T14	3T14 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.715	2.800	-3%	-85	1.030	972	713		-27%	-258
Provisões	21	40	-47%	-19	7	11	4		-67%	-7
Amortizações Líquidas	1.014	1.054	-4%	-39	324	357	334		-6%	-23
EBIT	1.680	1.706	-2%	-26	699	604	376		-38%	-229
Juros financeiros líquidos	(655)	(586)	-12%	-69	(216)	(217)	(222)		-2%	-4
Custos financeiros capitalizados	124	96	30%	29	41	42	41		-3%	-1
Diferenças de câmbio e derivados	8	(2)	-	9	19	15	(26)		-	-40
Rendimentos de participações de capital	5	5	1%	0	0	4	1		-	-3
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(50)	(53)	7%	4	(17)	(18)	(15)		15%	3
Outros ganhos e perdas financeiros	114	54	-	61	27	76	12		-84%	-64
Resultados Financeiros	(453)	(486)	7%	33	(147)	(98)	(208)		-112%	-110
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	25	(16)	-	41	12	(4)	17		-	20
Ganhos/(Perdas) Alienação Activos Financeiros	(0)	0	-	-0	(0)	(0)	0		-	0
Resultados Antes de Impostos	1.251	1.204	4%	47	564	502	184		-63%	-318
IRC e Impostos Diferidos	276	263	5%	13	186	57	33		-41%	-23
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>22%</i>	<i>22%</i>	<i>-</i>	<i>0,2 pp</i>	<i>33%</i>	<i>11%</i>	<i>18%</i>		<i>60%</i>	<i>0,1 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	46	-	-	46	15	16	17		4%	1
EDP Renováveis	52	45	16%	7	39	18	(5)		-	-23
Energias do Brasil	86	97	-12%	-11	27	34	25		-25%	-8
Outros	5	6	-15%	-1	2	1	2		122%	1
Interesses Minoritários	143	149	-4%	-5	68	53	23		-57%	-30
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	786	792	-1%	-6	296	377	113		-70%	-264

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) diminuíram 4% para €1.014M nos 9M14, 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 imparidades em algumas das nossas centrais em regime especial em Espanha, registadas no 3T13; iii) imparidade registada num projecto hídrico em Portugal (Alvito) no 2T14 no montante de €27M; iv) menores perdas por imparidade na EDPR – 9M13 inclui €10M relacionados com projectos em construção; v) amortização acelerada não recorrente em alguns activos de distribuição no Brasil nos 9M13 (€22M) e vi) impacto cambial por desvalorização do EUR/BRL (-€10M).

Os **custos financeiros líquidos** caíram 7% (vs. 9M13) para €453M nos 9M14. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** subiram 12%, reflectindo uma subida do custo médio da dívida, de 4,3% nos 9M13 para 4,7% nos 9M14 devido ao aumento do custo marginal da dívida relativa aos refinanciamentos comparativamente com a dívida que está a ser paga, efeito parcialmente compensado por decréscimo de €0,6MM na dívida líquida média. As **diferenças de câmbio e derivados**, €8M nos 9M14, referem-se essencialmente a resultados com coberturas nos mercados energéticos e de “commodities”. Os **custos financeiros capitalizados** alcançaram os €124M nos 9M14, +€29M vs. 9M13, resultado de uma maior dimensão de trabalhos em curso, nomeadamente em projectos hídricos em Portugal. Os **outros ganhos e perdas financeiros**, €114M nos 9M14, incluem um ganho de €67M com as transacções de venda do défice tarifário (vs. €41M nos 9M13).

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram €25M nos 9M14 com as maiores contribuições a resultarem de: i) participação da EDPR com 40% no capital da ENEOP Portugal (€9M nos 9M14 vs. €7M nos 9M13); ii) menor contribuição principalmente de participações minoritárias em parques eólicos em Espanha (-€2M nos 9M14 vs. €10M nos 9M13) e iii) a nossa participação de 21% na CEM em Macau (€11M nos 9M14). Sublinhe-se que a contribuição da nossa participação de 50% no capital de Pecém I aumentou €50M no período para €3M nos 9M14 (-€12M no 1S14; +€15M no 3T14) impactado pelo efeito extraordinário positivo da recuperação das penalidades em excesso cobradas relativas à indisponibilidade de Pecém I.

O **imposto sobre o rendimento** totalizou €276M nos 9M14, materializando numa taxa de imposto efectiva de 22% nos 9M14. Adicionalmente, e de acordo com o definido no Orçamento de Estado para 2014, a EDP contribuiu com €46M para a contribuição especial cobrada ao sector energético em Portugal. De acordo com a proposta de Orçamento de Estado para 2015, espera-se que a contribuição extraordinária para o sector energético a aplicar em 2014 continue a ser aplicada em 2015.

Os **interesses não controláveis** caíram 4% para €143M nos 9M14, devido à queda do resultado líquido da EDPB e da EDPR. O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** diminuiu 1% para €786M nos 9M14.

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	9M14	9M13 (1)	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.715	2.799	-3%	-84
Imposto corrente	(146)	(253)	42%	+107
Juros financeiros líquidos	(655)	(613)	-7%	-42
Resultados de associadas e dividendos	30	30	1%	+0
Outros ajustamentos	(232)	(74)	-216%	-159
FFO	1.712	1.889	-9%	-177
Juros financeiros líquidos	655	613	7%	+42
Resultados e dividendos de associadas	(30)	(30)	-1%	-0
Investimento em fundo de maneo	104	(63)	-	+166
Recebimentos futuros da actividade regulada (2)	209	(342)	-	+551
Outros	(105)	280	-	-385
Fluxo das Actividades Operacionais	2.441	2.410	1%	+31
Investimento operacional de expansão	(655)	(743)	12%	+88
Investimento operacional em melhorias	(434)	(422)	-3%	-12
Var. fundo de maneo de fornec. de imobilizado	(224)	(422)	47%	+199
Cash Flow Operacional Líquido	1.127	822	-	+305
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	106	365	-	-259
Juros financeiros líquidos pagos	(630)	(572)	-10%	-57
Dividendos recebidos	35	19	85%	+16
Dividendos pagos	(731)	(801)	9%	+70
Receb./ (pagamentos) parceiros institucionais EUA	(50)	(31)	-58%	-18
Variações cambiais	(333)	259	-	-592
Outras variações não operacionais	74	77	-4%	-3
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(400)	137	-	-537

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	11.151	10.731	4%	+420
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	1.113	1.008	10%	+105
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(9.135)	(8.797)	-4%	-338
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(522)	(396)	-32%	-126
Fluxo gerado pelas operações	2.606	2.545	2%	+61
Receb./ (pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(166)	(180)	8%	+15
Fluxo das Actividades Operacionais	2.441	2.365	3%	+76
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.119)	(1.486)	25%	+367
Fluxo das Actividades de Financiamento	(1.457)	(755)	-93%	-702
Varição de caixa e seus equivalentes	(136)	124	-	-260
Efeito das diferenças de câmbio	29	(26)	-	+56

O FFO diminuiu 9% no período (-€177M) para €1.712M nos 9M14, incluindo: i) um aumento de €42M dos juros financeiros líquidos, traduzindo uma subida de 43pb do custo médio da dívida (4,7% nos 9M14) e uma dívida líquida média inferior (-€0,6MM); e ii) uma redução de €107M do imposto corrente. 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.

O fluxo das actividades operacionais aumentou 1% no período (+€31M) para €2,441M nos 9M14. De notar que os recebimentos futuros da actividade regulada diminuíram €209M nos 9M14 vs. Dez-13, reflectindo: i) um encaixe líquido de €126M proveniente das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo o recebimento de €1,033M relativo às operações de securitização realizadas nos 9M14; e ii) uma redução de €83M das nossas actividades em Espanha, essencialmente relacionada com ajustamentos ao défice de 2013. Os outros investimentos em fundo de maneo, que totalizaram -€105M nos 9M14, incluem um ganho não-recorrente de €131M com a venda de 50% dos projectos hídricos de Jari/Cachoeira Caldeirão (Brasil) à CWEI (CTG). De recordar que os 'outros investimentos em fundo de maneo' nos 9M13 beneficiaram de uma redução dos inventários de carvão bem como de uma diminuição dos valores a receber de clientes, parcialmente compensada por menores valores a pagar a fornecedores.

O investimento operacional de expansão totalizou €655MM nos 9M14, 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 €106M nos 9M14, 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 €731M de dividendos pagos nos 9M14 inclui também o montante pago ao interesses não controláveis, essencialmente ao nível da EDP Renováveis.

O impacto negativo de €333M na dívida líquida relativo a variações cambiais reflecte essencialmente a apreciação do Real brasileiro (+6%) e do Dólar americano (+10%) face ao Euro, entre Dez-13 e Set-14.

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €0,4MM vs. Dez-13 para €17,5MM a Set-14.

De recordar que no âmbito da estratégia de rotação de activos da EDP, em Ago-14, a empresa assinou um acordo com a Fiera Axiom para a venda de uma participação minoritária num portfolio de 1,1GW de capacidade eólica localizada nos EUA, e em Out-14, foi assinado outro acordo com um fundo liderado pela EFG Hermes para a venda de uma participação de 49% num portfolio de 270MW líquidos de capacidade eólica em França. O encaixe destas transacções totaliza €418M e está pendente de aprovações regulatórias.

(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. Set.		
	Set-14	Dez-13	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.077	19.454	623
Activos intangíveis	5.907	6.018	-110
Goodwill	3.307	3.253	54
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	1.093	1.578	-485
Impostos, correntes e diferidos	537	754	-217
Inventários	239	265	-26
Clientes, líquido	1.856	2.281	-424
Outros activos, líquido	5.868	5.868	-0
Depósitos colaterais	434	439	-5
Caixa e equivalentes de caixa	2.050	2.157	-106
Total do Activo	41.368	42.066	-697
Capital Próprio (€ M)	Set-14	Dez-13	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.541	8.446	96
Interesses não controláveis	3.199	3.082	117
Total do Capital Próprio	11.741	11.528	213
Passivo (€ M)	Set-14	Dez-13	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	20.104	19.759	345
<i>Médio e longo prazo</i>	<i>16.516</i>	<i>15.601</i>	<i>916</i>
<i>Curto prazo</i>	<i>3.588</i>	<i>4.158</i>	<i>-570</i>
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.854	1.935	-80
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.551	1.508	43
Provisões	387	382	6
Impostos, correntes e diferidos	1.206	1.333	-127
Outros passivos, líquido	4.524	5.621	-1.097
Total do Passivo	29.628	30.538	-910
Total do Capital Próprio e Passivo	41.368	42.066	-697
Benefícios aos Empregados (€ M) (1)	Set-14	Dez-13	Δ Abs.
Pensões (2)	894	960	-66
Actos médicos e outros	960	974	-14
Benefícios aos Empregados	1.854	1.935	-80
Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Set-14	Dez-13	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.551	1.508	43
(-) Proveitos diferidos	699	672	26
Passivo com Investidores Institucionais	853	836	16
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Set-14	Dez-13	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	2.085	2.045	40
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	211	377	-166
Espanha	181	264	-83
Brasil (4)	176	61	115
Receb. Futuros da Actividade Regulada	2.653	2.747	-94

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €0,5MM vs. Dez-13, para €26,0MM a Set-14, reflectindo essencialmente: i) +€1,1MM de investimento operacional; ii) -€1,0MM de amortizações no período; iii) +€0,6MM maioritariamente devidos à apreciação do BRL (+6%) e do USD (+10%) face ao EUR; e iv) um impacto líquido de -€0,1MM ligado à compra, consumo e entregas de licenças de CO2 no período. A Set-14, existiam €3,8MM de imobilizado em curso (15% 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 €1,1MM a Set-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 '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 €0,4MM vs. Dez-13 para €7,7MM a Set-14, traduzindo: i) uma redução de €0,4MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Portugal, suportada pelas operações de securitização realizadas nos 9M14, cujo impacto foi parcialmente compensado pelos activos regulatórios gerados no período; 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 €0,1MM vs. Dez-13, para €2,7MM a Set-14, reflexo: i) de uma redução de €126M do montante originado em Portugal; ii) de uma redução de €83M do montante proveniente de Espanha; e iii) de um aumento de €115M do montante procedente do Brasil (não reflectido na posição financeira consolidada).

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram €0,1MM para €8,5MM a Set-14, reflectindo essencialmente os €786M de resultado líquido gerado no período, que foi compensado na sua quase totalidade pelo pagamento de um dividendo anual no montante de €672M. Adicionalmente: i) as diferenças cambiais tiveram um impacto positivo de €40M no montante de capitais próprios atribuíveis aos accionistas; e ii) uma perda actuarial de €82M foi reconhecida ao nível das reservas patrimoniais, traduzindo a actualização dos pressupostos actuariais (redução na taxa de desconto).

O montante de **outros passivos (líquidos)** diminuiu €1,1MM vs. Dez-13 para €4,5MM a Set-14, reflexo da conclusão da mencionada venda de participações de 50% em Jari e Cachoeira Caldeirão, que a Dez-13 estavam em 'passivos detidos para venda' (-€0,6MM), de uma redução dos passivos regulatórios Portugal (-€0,3MM) e de uma diminuição dos montantes a pagar a fornecedores de imobilizado (-0,2MM).

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €80M vs. Dez-13 para €1,854M a Set-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 nos 9M14. O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, diminuiu €16M vs. Dez-13, para €853M a Set-14, reflectindo a apreciação do USD, que compensou o impacto do recebimento dos benefícios fiscais por parte dos parceiros institucionais. 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)	Set-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	17.453	17.451	0%	2
EDP Produção & Outros	236	149	59%	87
EDP Renováveis	981	842	16%	139
EDP Brasil	1.047	949	10%	98

Dívida Financeira Nominal	19.717	19.391	2%	326
---------------------------	--------	--------	----	-----

Juros da dívida a liquidar	278	359	-23%	-81
"Fair Value"(cobertura dívida)	110	9	-	101
Derivados associados com dívida (2)	(128)	(76)	-69%	-53
Depósitos colaterais associados com dívida	(434)	(439)	1%	5

Dívida Financeira	19.542	19.244	2%	298
-------------------	--------	--------	----	-----

Caixa e Equivalentes	2.050	2.157	-5%	-106
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.266	1.618	-22%	-351
EDP Renováveis	330	255	29%	75
EDP Brasil	453	284	60%	170
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	8	4	-	4

Dívida líquida do Grupo EDP	17.483	17.083	2%	400
-----------------------------	--------	--------	----	-----

Linhas de Crédito em Set-14 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	Jun-19
Linhas Crédito Domésticas	199	9	199	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	Out-16
Total Credit Lines	3.449		3.449	

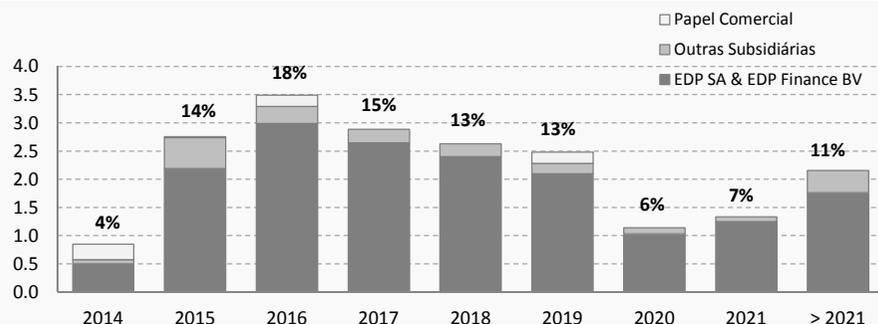
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
-------------------	-----	---------	-------

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

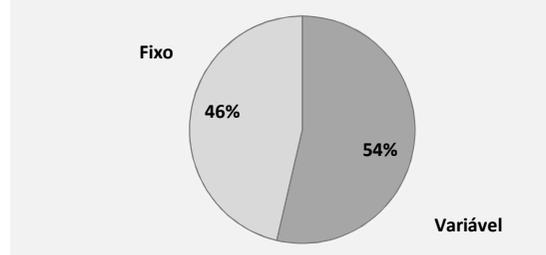
Rácios de Dívida	Set-14	Dez-13
------------------	--------	--------

Dívida Líquida / EBITDA	4,8x	4,7x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,1x	4,0x

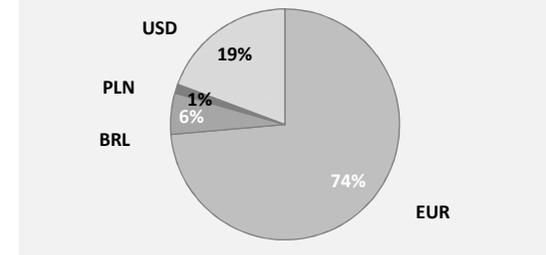
Maturidade da Dívida a Set-14 (€ M) (1)



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



Dívida por Tipo de moeda - Set-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 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. Ainda em Jul-14, a Moody's manteve o rating da EDP em "Ba1" e reviu o outlook de 'negativo' para 'positivo', reflectindo a melhoria do clima operacional e macroeconómico bem como a opinião da Moody's de que a EDP vai gradualmente reduzir a sua alavancagem.

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). Em Jul-14, a EDP contratou alguns empréstimos em US Dólares (maturidades de 5 anos) com vista ao pagamento antecipado de USD750M de um empréstimo no total do USD1MM com o Bank of China com vencimento em Out-15. Em Set-14, a EDP emitiu €1MM ao abrigo de um programa de obrigações em Euros com vencimento em Jan-2022 e um cupão de 2,625%.

A Set-14, a maturidade média da dívida era de 4,1 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais alcançou os 66%, enquanto o remanescente foi obtido essencialmente através de empréstimos bancários. As necessidades de refinanciamento até ao final de 2014 totalizam €0,4MM, relativos essencialmente a alguns empréstimos obrigacionistas que vencem em Dez-14. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,5MM a Set-14. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até meados de 2016.

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



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balança Eléctrica (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M14	9M13	Δ%	9M14	9M13	Δ%	9M14	9M13	Δ%
Hidroeléctrica	11,6	10,5	10%	29,1	27,4	6%	40,6	37,9	7%
Nuclear	-	-	-	42,5	43,8	-3%	42,5	43,8	-3%
Carvão	7,7	8,1	-5%	31,7	27,8	14%	39,4	36,0	10%
CCGT	1,0	1,1	-8%	15,8	17,5	-10%	16,8	18,6	-10%
Fuel/gas/diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Auto-consumo	-	-	-	(4,8)	(4,6)	5%	(4,8)	(4,6)	5%
(-) Bombagem	(0,7)	(1,1)	-30%	(4,0)	(4,7)	-15%	(4,7)	(5,8)	-18%
Regime Convencional	19,5	18,6	5%	110,3	107,2	3%	129,8	125,9	3%
Eólica	8,7	8,4	4%	37,4	39,0	-4%	46,1	47,4	-3%
Outras	7,5	7,8	-3%	38,9	43,8	-11%	46,4	51,6	-10%
Regime Especial	16,2	16,1	1%	76,3	82,8	-8%	92,5	99,0	-7%
Importação/(exportação)	0,6	1,8	-63%	(4,0)	(5,7)	-31%	(3,3)	(4,0)	-16%
Consumo Referido à Emissão	36,3	36,5	-0,5%	182,6	184,3	-0,9%	218,9	220,8	-0,9%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,5%			0,3%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M14	9M13	Δ%	9M14	9M13	Δ%	9M14	9M13	Δ%
Procura convencional	30,4	32,1	-5%	183,0	202,3	-10%	213,4	234,4	-9%
Procura para produção eléctrica	2,3	2,4	-6%	36,9	39,7	-7%	39,2	42,1	-7%
Procura Total	32,7	34,6	-5%	220,0	242,0	-9%	252,6	276,5	-9%

A procura de electricidade na P. Ibérica caiu 0,9% nos 9M14, no seguimento de um decréscimo de 0,8% no 3T14 (depois de um 2T14 em linha e -1,7% no 1T14, em termos homólogos). Em Espanha (83% do total), o consumo referido à emissão caiu 0,9% nos 9M14, apesar de ter subido 0,3%, quando ajustado de efeitos temperatura e dias úteis. Em Portugal (17% do total), a procura foi 0,5% inferior aos 9M13 (+0,5%, quando ajustada de temperatura e dias úteis), depois de uma queda de 2,1% no 3T14, consequência de um Verão ameno.

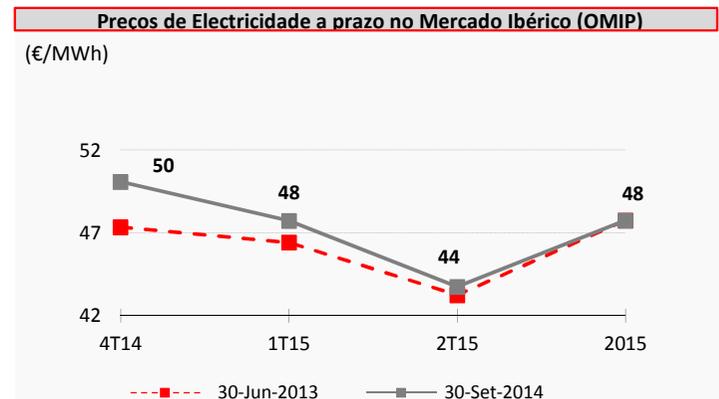
A capacidade instalada na P. Ibérica recuou 1% (-0,7GW), suportada por Espanha. Em Portugal, a capacidade instalada ficou estável, na medida em que a adição de nova capacidade eólica foi compensada pelo encerramento de centrais de cogeração e fuelóleo. Em Espanha, a redução de capacidade instalada foi suportada pelo encerramento de capacidade a carvão e cogeração.

A procura residual térmica nos 9M14 foi 3,0% superior aos 9M13 (+1,6TWh), no seguimento de um forte 3T14 para geração térmica (+10% vs. 3T13). De facto, a procura residual térmica cresceu, apesar de (i) menor consumo referido à emissão inferior (-1,9TWh); (ii) maior contribuição de produção hídrica líquida de bombagem (+3,8TWh face aos 9M13, decorrente de recursos hídricos 20% e 33% acima da média, em Espanha e Portugal, respectivamente); e (iii) diminuição das exportações líquidas em 0,6TWh, em função de maior interligação com França, permitindo maiores importações, num cenário de preços mais baixos em França. Tal crescimento alicerçou-se sobretudo no crescimento da produção a carvão (+10% ou +3,4TWh vs. 9M13), de forma a compensar (i) a menor produção em regime especial que caiu 7% nos 9M14 (-6,5TWh), fruto de menores recursos eólicos (vs. 9M13) e menor produção térmica em Espanha decorrente das alterações regulatórias introduzidas em Jul-13; e (ii) menor produção nuclear (-1,3TWh vs. 9M13). Neste sentido, os factores de utilização nas centrais a carvão aumentaram para 51% (+6p.p. vs 9M13, incluindo o descomissionamento de 352MW de potência), particularmente no 3T14 quando atingiram 82% (vs. 70% no 3T13), enquanto o factor de utilização das CCGT caiu para 9% (-1p.p. face aos 9M13).

O preço médio à vista em Espanha caiu 5% nos 9M14 face aos 9M13, para €39,5/MWh (31% vs. 2T14), ficando €0,4/MWh acima do preço português. O preço médio de CO₂ subiu 31% nos 9M14, para €5,7/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha fixou-se €13,5/MWh acima do preço à vista (4% abaixo dos 9M13), reflexo da contribuição de mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No Mercado de gás da P. Ibérica, o consumo recuou 9% nos 9M14, penalizado pela queda da procura convencional que recuou 9%, fruto de uma quebra de 10% em Espanha e de 5% em Portugal, em função da forte redução na produção térmica em regime especial e de tempo mais ameno. O consumo para produção de electricidade decresceu -7% face aos 9M13, decorrente da menor utilização de CCGTs.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	9M14	9M13	Δ%
Hídrica	22,1	22,1	-0%
Nuclear	7,0	7,0	-
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)	20,1	20,6	-2%
Regime Especial	47,7	47,9	0%
Total	118,1	118,8	-1%



Factores Chave	9M14	9M13	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,33	1,23	8%
Espanha	1,20	1,28	-6%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,16	1,20	-3%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	39,1	40,7	-4%
Espanha	39,5	41,5	-5%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	52,0	53,8	-3%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	5,7	4,4	31%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	76,1	80,6	-6%
Gás NBP, €/MWh (1)	20,6	27,4	-25%
Brent, USD/Barril (1)	106,6	108,5	-2%
EUR/USD (1)	1,35	1,32	3%

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



DR Operacional (€ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	731	771	-5%	-40
Receitas no mercado (i)	573	652	-12%	-78
Desvio anual (ii)	80	93	-13%	-12
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	77	27	187%	+50
Custos Directos: CAE/CMEC	191	199	-4%	-9
Carvão	136	149	-9%	-13
Fuel	2	2	21%	+0
CO2 e outros custos (líquidos)	53	49	8%	+4
Margem Bruta CAE/CMEC	541	572	-5%	-31
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	8	30	-74%	-22
Mini-hídricas	39	44	-11%	-5
Margem Bruta Regime Especial	47	74	-37%	-27
Custos Operacionais Líquidos (1)	76	108	-30%	-32
EBITDA	512	538	-5%	-26
Amortizações & provisões líquidas	124	126	-2%	-2
EBIT	388	412	-6%	-24
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	1	9	-92%	-9
Empregados (#)	1.172	1.233	-5%	-61

CAE/CMEC: Dados-chave	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,04	1,06	-2%	-0,0
Térmica	1,06	1,04	2%	+0,0
Capacidade Instalada (MW)	4.470	5.274	-15%	-804
Hídrica	3.290	4.094	-	-804
Carvão	1.180	1.180	-	-
Output (GWh)	12.723	13.319	-4%	-596
Hydro	6.934	7.475	-	-541
Coal	5.789	5.844	-1%	-55

Regime Especial: Dados-chave	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	738	1.234	-40%	-496
Mini-hídricas Portugal	444	456	-2%	-11
Térmica em Portugal	162	355	-54%	-193
Térmica em Espanha	131	423	-69%	-292
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	88	97	-9%	-9
Térmica em Portugal (3)	33	18	83%	+15
Térmica em Espanha	40	56	-28%	-16

Investimento Operacional (€M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	19	29	-35%	-10
Regime Especial	1	3	-60%	-2
Total	20	32	-37%	-12

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 5% para €512M nos 9M14, impactado pela transferência de 3 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do término dos respectivos PPAs (margem bruta de €46m nos 9M13), e pela interrupção da produção em várias centrais em regime especial. Por outro lado, o estabelecimento do novo Acordo Colectivo de Trabalho permitiu uma variação positiva de €23m do valor actual das responsabilidades futuras, contabilizada nos 9M14 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 €31M nos 9M14, para €541M, como resultado da depreciação da base de activos e da transferência dos 3 activos de geração hídrica para mercado liberalizado (margem bruta de €46M nos 9M13).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €80M nos 9M14, sobretudo devido a baixos preços pool no 1S14 (revisibilidade 3T14: -€19M). Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €19M, uma vez que a produção mais alta (32% acima da referência do CMEC) foi compensada por um preço médio realizado 43% abaixo da referência do CMEC. Por sua vez, a margem bruta em mercado da central a carvão de Sines ficou €61M abaixo da referência CMEC, fruto de uma produção e margem média unitária inferior à referência do CMEC, em 10% e 13%, respectivamente.

A margem bruta no regime especial baixou €27M, para €47M nos 9M14, 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 11% inferior em termos homólogos, consequência de volumes e preços inferiores face aos 9M13.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ caíram 30%, para €76M nos 9M14, reflexo do impacto de €23M resultante do novo Acordo Colectivo de Trabalho; da redução de 5% vs. 9M13 do número de colaboradores; menores impostos em Espanha (devido a menor produção); e um controlo de custos rigoroso.

As amortizações líquidas e provisões decresceram 2% para €124M nos 9M14, reflectindo uma menor base de activos PPA/CMEC, efeito parcialmente mitigado pelo registo não recorrente de provisões/imparidades nas centrais térmicas de regime especial em Espanha no 4T13.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. foi €12M menor nos 9M14, cifrando-se nos €20M, largamente explicado por trabalhos pluri-angulares 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:

- Receitas em Mercado, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;
- 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.
- 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 nos 9M14 e €11M de ganhos nos 9M13;

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

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	678	535	27%	+143
Produção de electricidade	463	417	11%	+45
Portugal	227	131	74%	+96
Espanha	239	291	-18%	-52
Ajustamentos	(4)	(4)	-15%	+1
Comercialização de electricidade	150	84	78%	+66
Comercialização de gás	72	35	104%	+36
Ajustamentos	(6)	(1)	365%	-5
Custos Operacionais Líquidos (1)	311	272	14%	+39
EBITDA	368	263	40%	+104
Provisões	2	18	-89%	-16
Depreciações e amortizações líquidas	176	178	-1%	-2
EBIT	190	68	180%	+122

Performance Electricidade	9M14	9M13	Δ%	9M14	9M13	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade	11.163	9.572	17%	24,1	30,6	-21%
Compras de Electricidade	26.681	24.244	10%	46,2	48,5	-5%
Fontes de Electricidade	37.844	33.816	12%	40,4	44,3	-9%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	858	1.347	-36%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	25.873	22.933	13%	61,7	63,4	-3%
Mercado Grossista	11.113	9.536	17%	54,0	66,2	-18%
Destinos de Electricidade	37.844	33.816	12%	58,1	61,7	-6%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	9M14	9M13	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	17,7	17,3	2%	+0
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	(2,0)	(2,8)	29%	+1
Margem Unitária (€/MWh)	15,7	14,5	8%	+1
Volume Total (TWh)	37,8	33,8	12%	+4
Fontes & Destinos Electricidade	595	491	21%	+104
Outros (5)	18	10	72%	+7
Total	613	502	22%	+111

Destinos de Gás (TWh)	9M14	9M13	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	3,4	4,8	-28%	-1,3
Vendido no mercado grossista de gás	15,7	8,1	94%	+7,6
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	10,4	15,5	-33%	-5,1
Total	29,6	28,4	4%	+1,2

O EBITDA das actividades liberalizadas subiu €104M nos 9M14, em termos homólogos, para €368M, em função de: (i) contributo positivo da produção hídrica (peso de 45% no mix de geração nos 9M14 vs. 36% nos 9M13); (ii) melhoria de volume e margens no negócio de fornecimento de electricidade em Portugal; (iii) resultados mais positivos no mercado grossista decorrentes de uma gestão adequada da volatilidade nos mercados energéticos, e (iv) margem bruta de +€36M face aos 9M13, resultante da comercialização de gás, sobretudo no 1S14.

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 (2,0TWh nos 9M14). Adicionalmente, a produção hídrica aumentou 46% em termos comparativos, alavancada por uns 9M14 mais húmidos (vs. uns já chuvosos 9M13). A maior contribuição hídrica justificou um decréscimo de 21% no custo de produção. Em termos regulatórios, o EBITDA dos 9M14 foi impactado na Ibéria em -€41M vs. 9M13 (impostos à geração e garantia de potência em Espanha; e o *clawback*, em Portugal).

A margem bruta no negócio de electricidade subiu 22% para €613M nos 9M14, suportado por um acréscimo da margem média unitária, de €14,5/MWh nos 9M13 para €15,7/MWh nos 9M14.

Margens (2)(3): A margem média alcançada melhorou em €1,2/MWh nos 9M14, para €15,7/MWh, sobretudo alavancada por um mix menos oneroso nas origens da electricidade vendida. O custo médio da electricidade vendida desceu 9%, em termos homólogos, fruto do efeito combinado de um custo médio de produção mais baixo (-21%, 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 6% nos 9M14, já que: (i) o preço médio de venda a clientes finais decresceu 3%, em função de mais baixos custos de electricidade e de pressões competitivas; e (ii) o preço médio de venda em mercado grossista desceu 18% (reflectindo menores receitas obtidas em mercados complementares e preços pool inferiores).

Volumes: O volume vendido cresceu 12% para 38TWh nos 9M14, reflexo do acréscimo de electricidade vendida a clientes finais (+13%) e no mercado grossista (+17%). A nossa produção satisfaz 43% do total das vendas a clientes finais.

O nosso abastecimento de gás nos 9M14 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. Assim, o nosso fornecimento de gás subiu 4% para 30TWh (2,5bcm) nos 9M14, uma vez que as vendas em mercados grossistas mais que duplicaram comparativamente aos 9M13, o que mitigou a queda de 33% nas vendas a clientes finais, bem como a diminuição de 28% 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 50% do gás comprometido em 2015. De igual forma a EDP fechou posição para toda a produção a carvão esperada em 2014 e aproximadamente 50% em 2015. A EDP fechou também vendas de electricidade a clientes de 32TWh para 2014 e de 17TWh 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)	9M14	9M13	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	463	417	11%	+45
Portugal	227	131	74%	+96
Espanha	239	291	-18%	-52
Ajustamentos	(4)	(4)	-15%	+1
Fornecimentos e serviços externos	50	48	4%	+2
Custos com pessoal	26	36	-28,1%	-10
Custos com benefícios sociais	1	0	8262%	+1
Outros custos operacionais (líq.)	92	73	26%	+19
Custos Operacionais Líquidos (1)	168	157	8%	+12
EBITDA	294	261	13%	+34
Provisões	1	2	-24%	-0
Deprec. e amortizações líquidas	171	170	0%	+1
EBIT	122	89	37%	+33
Empregados (#)	616	640	-4%	-25

Dados-chave	9M14	9M13	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	11.219	9.622	17%	+1.598
CCGT	699	895	-22%	-196
Carvão	4.574	4.402	4%	+172
Hidroeléctrica	5.081	3.492	46%	+1.589
Nuclear	865	834	4%	+32
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	24,0	30,5	-21%	-6,5
CCGT	114,9	110,8	4%	+4,1
Carvão	38,2	40,0	-4%	-1,8
Hidroeléctrica	2,0	4,1	-51%	-2,1
Nuclear	4,7	4,4	7%	+0,3
Factores de Utilização (%)				
CCGT	3%	4%	-	-1p.p.
Carvão	48%	46%	-	2p.p.
Hidroeléctrica	32%	33%	-	-1p.p.
Nuclear	85%	82%	-	3p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	6,2	6,8	-8%	-0,6

Investimento Operacional (€ M)	9M14	9M13	Δ%	Δ Abs.
Expansão	379	381	-1%	-2
Manutenção	21	20	3%	+1
Total	400	402	0%	-1

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 17% nos 9M14, 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/CMC. As 3 centrais “fio-de-água”, cujos PPAs terminaram em Dez-13, totalizam uma capacidade de 804MW e geraram 2,0TWh de electricidade nos 9M14. A subida na produção hídrica foi parcialmente compensada por menor produção nas centrais CCGT (-0,2TWh), enquanto nas centrais a carvão a produção subiu 4%. O **custo médio de produção** desceu 21%, homologamente, para €24,0/MWh nos 9M14, suportado pelo aumento do peso no mix de produção da tecnologia hídrica, mais barata: 45% do total da geração nos 9M14 vs. 36% nos 9M13.

Carvão: A **produção** subiu 4% nos 9M14 face aos 9M13, em função de maiores utilizações no 3T14 e em parte do 2T14, após um período de fortes recursos hídricos. O **factor médio de utilização** alcançou os 48% nos 9M14 (+2p.p. vs. 9M13). A produção a partir de carvão doméstico foi de 688GWh. O **custo médio da produção** decresceu 4%, para €38/MWh, em particular devido a um menor custo do carvão.

CCGTs: A **produção** caiu 22% nos 9M14, devido à baixa competitividade do gás vs. carvão, implicando uma descida de 1p.p. no factor médio de utilização, para 3% nos 9M14. O **custo médio de produção** atingiu €115/MWh nos 9M14, suportado pela baixa diluição dos custos fixos de gás, já que as centrais estiveram mormente paradas.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica aumentou 46% nos 9M14, devido 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 €4,1/MWh nos 9M13 para €2,0/MWh nos 9M14, 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 c53% face o preço à vista (vs. 42% nos 9M13). A nossa participação de 15,5% na produção nuclear da central de Trillo correspondeu a um factor médio de utilização de 85% nos 9M14 (+3p.p. em termos homólogos).

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 €9M nos 9M14. 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 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 nos 9M14 face ao período homólogo. Adicionalmente, os impostos à geração em vigor desde Jan-13 ascenderam a €71M nos 9M14, mais €22M que nos 9M13, em função de maiores compras de carvão.

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ subiram 8% em termos homólogos, para €168M nos 9M14, suportados pelo impacto negativo da taxa provisória cobrada em Portugal sobre a produção e pelo aumento nos impostos à geração em Espanha. Estes efeitos foram mitigados pelo novo Acordo Colectivo de Trabalho em Portugal e pela recuperação de eco-taxas nucleares em Espanha. As **depreciações e amortizações líq.** aumentaram €1M, para €171M, 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 de algumas das nossas centrais a carvão em Espanha.

O **investimento operacional** ascendeu a €400M nos 9M14, 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			
	9M14	9M13	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	144	78	84%	+66
Fornecimentos e serviços externos	46	43	7%	+3
Custos com pessoal	8	8	3%	+0
Custos com benefícios sociais	0	0	-47%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	20	22	-9%	-2
Custos Operacionais Líquidos (1)	75	74	1%	+1
EBITDA	70	5	1359%	+65
Provisões	0	16	-100%	-16
Depreciações e amortizações líquidas	3	6	-52%	-3
EBIT	67	(17)	-	+84

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 os 9M13 foram re-expressos 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 nos 9M (2014 e 2013) e transferido para o nível da Holding ('Outros').

Comercialização de Energia em Espanha

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Espanha** subiu €66M vs. 9M13, para €144M nos 9M14, suportada por melhores margens no negócio eléctrico, e por um aumento de €22M na margem bruta na actividade grossista de gás, fruto de maiores volumes e margens alcançadas.

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	9M14	9M13	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	77	41	89%	+36
Fornecimentos e serviços externos	47	30	58%	+17
Custos com pessoal	8	8	-1%	-0
Custos com benefícios sociais	-	0	-	-0
Outros custos operacionais (líq.)	12	5	176%	+8
Custos Operacionais Líquidos (1)	68	43	59%	+25
EBITDA	10	(2)	-	+11
Provisões	1	0	64%	+0
Depreciações e amortizações líquidas	2	2	16%	+0
EBIT	7	(4)	-	+11

Nos 9M14, **os custos operacionais líquidos** subiram ligeiramente em €1M, fruto de maiores custos com um maior número de clientes.

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre subiu 5% vs. 9M13, para 12,9TWh nos 9M14, 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 praticamente linha nos 9% nos 9M14.

O **volume de gás** vendido subiu 12% para 23,5TWh nos 9M14, como resultado do enfoque em oportunidades de trading grossista, bem como de um acréscimo de 5% no número de clientes no período. A quota de mercado, reflectindo apenas volumes retalhistas, recuou 2p.p. para 4% nos 9M14.

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 nos 9M14: durante os 9M14 o número de clientes no mercado livre subiu para 3,1 milhões, correspondendo a 80% do consumo total.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Portugal** subiu €36M vs. 9M13 para €77M nos 9M14, suportada por maiores volumes e margens alcançadas nas actividades de comercialização.

Os **custos operacionais líquidos** subiram €25M nos 9M14, para €68M, 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 21% nos 9M14, para 11,5TWh, suportado pela forte expansão da base de clientes (+64%). A quota de mercado no mercado livre subiu 1p.p. nos 9M14, vs. 1513, para 45%, em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PME, mais atractivos.

O **volume de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal reduziu 34% para 2,7TWh nos 9M14, 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 346 mil em Set-14, correspondendo a um aumento de 160 mil clientes face a Set-13.

Dados-chave	9M14	9M13	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	12.855	12.289	5%	+566
Quota de Mercado (%)	9%	10%	-1%	0p.p.
Clientes (mil)	700	625	12%	+75
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	388	451	-14%	-63
Clientes (mil)	250	261	-4%	-12
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	23.470	20.867	12%	2.603
Quota Mercado (%) (2)	4%	6%	-33%	-2p.p.
Clientes (mil)	826	790	5%	+37
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	11.476	9.516	21%	+1.960
Quota de Mercado (%)	45%	44%	3%	1p.p.
Clientes (mil)	2.727	1.666	64%	+1.061
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	2.695	4.053	-34%	-1.358
Quota Mercado (%) (2)	9%	10%	-14%	-1p.p.
Clientes (mil)	346	186	86%	+160
Investimento Operacional (€ M)	10	7	41%	+3
Empregados (#)	326	329	-1%	-3

(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 Jun-14 e Set-13.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	842	880	-4%	-38
Forn. e serviços externos	184	185	-0%	-1
Custos com Pessoal	50	53	-5%	-3
Outros custos operac. (líq.)	(40)	(44)	-7%	+3
Custos Operacionais Líq. (1)	194	195	-0%	-0
EBITDA	648	686	-6%	-38
Provisões	-	0	-	-0
Amortizações líquidas	336	334	1%	+2
EBIT	312	352	-11%	-40
Result. alienação act. financ.	(0)	0	-	-0
Resultados financeiros	(184)	(198)	-7%	+15
Resultados em associadas	8	13	-44%	-6
Resultados Antes de Impostos	136	167	-19%	-31

Opex Performance	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Opex/MW Médio (€mil) (4)	40,0	43,4	-8%	-3
Empregados (#)	905	893	1%	+12

Dados Gerais	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	7.774	7.493	4%	+281
Europa	4.184	3.933	6%	+251
América do Norte	3.506	3.476	1%	+30
Brasil	84	84	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	14.369	13.728	5%	+642
Europa	6.861	6.528	5%	+333
América do Norte	7.336	7.047	4%	+289
Brasil	173	153	13%	+20
Factor méd. utilização (%)	29%	29%	Op.p.	+0
Preço méd. venda (€/MWh)	59,2	64,6	-8%	-5
EBITDA (€m)	648	686	-6%	-38
Europa	397	436	-9%	-39
América do Norte	253	254	-1%	-2
Outros e Ajustamentos	(2)	(5)	-57%	+3
EBIT (€m)	312	352	-11%	-40
Europa	217	263	-17%	-46
América do Norte	104	103	1%	+1
Outros e Ajustamentos	(9)	(14)	-37%	+5
Investim. Operac. (€m) (2)	278	142	95%	+136
Europa	60	155	-61%	-95
América do Norte	208	(20)	-	+228
Brasil	10	7	37%	+3

Dados da Accção	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	5,49	3,84	43%	2
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	591	453	30%	+138
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	3.025	2.732	11%	+293
Dívida Líquida	3.616	3.185	14%	+431
Interesses não controláveis	447	375	19%	+72
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	853	875	-3%	-22
Valor Contabilístico	5.701	5.640	1%	+61
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,26	1,35	7%	0

Resultados Financeiros (€ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(151)	(150)	-1%	-1
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(43)	(47)	9%	+4
Custos capitalizados	20	12	67%	+8
Diferenças Cambiais (5)	(1)	(6)	-	+5
Outros	(8)	(7)	-14%	-1
Resultados Financeiros	(184)	(198)	7%	+15

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 América do Norte (38% do EBITDA da EDPR nos 9M14) e Espanha (24%). Os restantes mercados incluem Portugal (17%), França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil (estes seis representam 21% do EBITDA da EDPR nos 9M14).

O EBITDA da EDPR caiu 6% no período (-€38M) para €648M nos 9M14 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 em 2013 relativo à reestruturação de um contrato nos EUA.

A capacidade instalada subiu 4% no período (+281MW dos quais +18MW nos 9M14) para 7,8GW em Set-14. A produção de electricidade aumentou 5% devido ao aumento de capacidade nos últimos 12 meses e de recursos eólicos estáveis no período. O preço médio de venda diminuiu 8% para €59,2/MWh reflectindo um preço médio de venda mais baixo na Europa (-13% vs. 9M13) principalmente devido às alterações regulatórias em Espanha e preços inferiores na Roménia o que compensou o aumento do preço médio de venda na América do Norte (+4% vs. 9M13) e no Brasil (+11% vs. 9M13). Excluindo itens não-recorrentes, o EBITDA caiu 5% (-€33M) para €644M nos 9M14. O impacto cambial no EBITDA foi -€9M no período.

O EBIT caiu 11% para €312M no período. As amortizações líquidas incluem nos 9M13 um montante de -€10M relacionado com imparidades em projectos eólicos em desenvolvimento. Excluindo este impacto, o EBIT ajustado caiu 13% (-€45M).

Os custos operacionais (FSE + Custos com Pessoal) diminuíram 1% evidenciando um controlo de custos e elevados níveis de eficiência apesar do aumento de 4% da capacidade instalada (estável se ajustado pelo impacto cambial). A queda dos outros custos operacionais (líquidos) é impactada pela diminuição do imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha (€17M nos 9M14; -€6M vs. 9M13). Os valores dos 9M13 incluem um ganho de €14M da alteração do contrato CAE referida acima.

O investimento operacional totalizou €278M incluindo o recebimento nos 9M14 de um subsídio governamental na Polónia (€20M). O aumento do investimento reflecte os trabalhos relativos à capacidade em construção principalmente nos EUA, o foco de crescimento do plano de negócio. Os valores dos 9M13 incluem o recebimento no 1T13 de um cash-grant nos EUA (€92M).

A dívida líquida da EDPR totalizou €3,6MM a Set-14 (+€431M vs. Set-13 e +€347M vs. Dez-13) reflectindo principalmente a apreciação do Dólar americano e os investimentos efectuados no período. 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 Set-14. Nos 9M14 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 3% para €853M a Set-14, reflexo do recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais gerados pelos projectos e pela valorização do USD. Os interesses minoritários foram €447M impactados pela venda de posições minoritárias em parques eólicos à CTG (Portugal) no âmbito da parceria estratégica e à Fiera Axiom (EUA) e Axpo Group (França), como parte da execução da estratégia de rotação de activos.

Os resultados financeiros aumentaram 7% para -€184M nos 9M14, no seguimento do aumento da dívida líquida média (+€76M vs. 9M13) e do custo médio da dívida (5,3% em Set-14 vs. 5,2% in Set-13). Os custos capitalizados aumentaram €8M suportado num aumento dos trabalhos em curso. As diferenças cambiais tiveram um impacto negativo derivado do impacto negativo da apreciação do Dólar americano e depreciação do Zloty anulando o impacto positivo da apreciação do Leu em Set-14. Os resultados em associadas diminuíram em €6M, para €8M, reflectindo o impacto negativo das participações consolidadas em Espanha que anulou a performance positiva das participações consolidadas por equivalência patrimonial nos EUA, e da ENEOP.

A partir de Jan-14, com a aplicação da IFRS 11, a EDP detém um portfolio de 8,6GW, dos quais 7.774MW são consolidados integralmente e 837MW são consolidados pelo método de equivalência patrimonial (487MW 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. (Liq.); (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: América do Norte & Península Ibérica



América do Norte (EUA + Canadá)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3.506	3.476	1%	+30
Factor médio de utilização (%)	32%	31%	4%	1 p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	51,0	49,0	4%	+1,9
Euro/USD - Taxa média do período	1,35	1,32	-3%	+0,0
CAE/Coberturas (EUA)				
Capacidade instalada (MW)	2.907	2.907	0%	+0
Electricidade produzida (GWh)	6.074	5.644	8%	+430
Preço médio de venda (USD/MWh)	52,5	53,1	-1%	-0,6
Mercado (EUA)				
Capacidade instalada (MW)	569	569	0%	-0
Electricidade Produzida (GWh)	1.222	1.403	-13%	-181
Preço médio de venda (USD/MWh)	40,8	32,8	24%	+8,0
Margem Bruta (USD M)	366	338	8%	+28
Receitas PTC & Outras (USD M)	119	120	-1%	-1
Margem Bruta Ajustada (USD M)	485	458	6%	+27
EBITDA (USD M)	343	335	2%	+8
EBIT (USD M)	141	136	4%	+5
Inv. Operacional Líquido (USD M)	282	(27)		+309
Inv. Operacional Bruto	282	93	202%	+188
"Cash grant" recebido	-	(120)	-	+120
Capacidade em construção (MW)	529	30	1663%	+499

Na **América do Norte**, a capacidade instalada totalizou 3.506MW (+30MW face aos 9M13) em Set-14. A produção aumentou 4% face aos 9M13 atingindo 7,3TWh. O **preço médio de venda aumentou 4% para os USD51/MWh nos 9M14**, reflectindo um preço de mercado mais elevado nos EUA beneficiando do aumento do preço do gás e do preço dos REC. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) subiu 6% para USD485M nos 9M14, enquanto o EBITDA aumentou 2% nos 9M14** devido ao impacto extraordinário de USD18M relativos à reestruturação do volume de um CAE de 200MW no 1T13 (volumes reduzidos de 100% para 80%).

O crescimento estratégico nos EUA da EDPR é suportado por um total de 1,1 GW de novos CAEs assegurados durante 2013-14. Nos 9M14, a EDPR assinou CAEs com duração de 20 anos (200MW Waverly project no Kansas) a ser instalado em 2015 e com duração de 20 anos (50MW no Texas) e uma duração de 15 anos (100MW) no Texas ambos a serem instalados em 2016. Em Set-14, a EDPR tinha 529MW em construção nos EUA (parque eólico Headwaters (200MW) e Rising Tree (99MW)), instalação de ambos esperada para Dez-14 e Waverly (200MW) no Kansas a entrar em operação em 2015). Adicionalmente, no 1Q14, 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. Desde Jul-14 a EDPR assegurou três estruturas de financiamento de tax equity num total de USD332M, em troca de uma participação nos projectos eólicos Headwater (200 MW) e Rising Tree North (99 MW) e do projecto de solar PV Lone Valley (30 MW), todos nos EUA e cuja instalação deverá ocorrer no 4T14. Em Ago-14, a EDPR estabeleceu um acordo com a Fiera Axiom para a venda de um interesse minoritário num portfólio de 1,1 GW nos EUA. O encaixe desta transacção está pendente de aprovações regulatórias.

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 nos 9M14 (factor médio de utilização nos 9M14 de 25%; produção de 39GWh e um preço médio de venda de USD134/MWh).

Espanha	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	-
Factor médio de utilização (%)	27%	28%	-3%	-1
Electricidade produzida (GWh)	3.845	3.974	-3%	-129
Prod. c/capac. complement (GWh)	3.532	-	-	-
Produção Standard (GWh)	2.954	-	-	-
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	578	-	-	-
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	313	-	-	-
Preço de venda (€/MWh)	64,5	84,1	-23%	-20
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	31	-	-	-
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	9	-	-	-
Complemento (€/M)	116	-	-	-
Ganhos/(perdas) de cobertura (€/M)	2	-	-	-
Margem Bruta (€ M) (1)	245	334	-27%	-89
EBITDA (€ M) (1)	158	238	-33%	-79
EBIT (€ M) (1)	58	131	-55%	-73
Investimento operacional (€ M)	3	2	52%	+1
Capacidade em construção (MW)	2	-		+2

Em **Espanha**, em Jun-14, o Governo Espanhol concluiu a aprovação do novo regime remuneratório com efeitos retroactivos a Jul-13. 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 complemento de capacidade. Existirão revisões provisórias (a cada 3 anos) para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado (€49/MWh – cenário regulador).

No seguimento das alterações no enquadramento regulatório introduzidas em Jul-13, o **EBITDA em Espanha caiu 33% para os €158M nos 9M14**. A produção eólica caiu 3% para 3,8TWh (-14% no 3T14 para 902GWh) e o preço de venda foi €64/MWh nos 9M14 (vs. €84/MWh nos 9M13) reflectindo o preço de mercado de €31/MWh, sendo que a produção padrão gerada pelos activos beneficia de um ajustamento regulatório de €9M nos 9M14. O complemento de capacidade por MW recebido pela EDPR nos 9M14 foi de €116M.

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 Set-14, a ENEOP tinha 1.218MW em operação (487MW 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 €111M nos 9M14 (+€7M)**. A produção eólica aumentou 5% para 1,227GWh na sequência do aumento do factor médio de utilização em 1pp para os 30% (coeficiente eólico foi 1,16 nos 9M14 vs. 1,20 nos 9M13). A tarifa média manteve-se estável nos €107/MWh.

Portugal	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	621	619	0%	+2
Factor médio de utilização (%)	30%	29%	5%	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.227	1.167	5%	+60
Preço médio de venda (€/MWh)	106,7	107,1	0%	-0
Margem Bruta (€ M)	134	127	6%	+7
EBITDA (€ M)	111	104	7%	+7
EBIT (€ M)	92	85	8%	+7
Investimento operacional (€ M)	4	8	-48%	-4
Capacidade em construção (MW)	2	-		+2
ENEOP Capacidade Instalada (MW) (2)	487	395	23%	+92

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura; (2) Eólicas de Portugal consolidada pelo método equivalência patrimonial (3) Valores a Jun-2020, incluindo actualizações anuais a uma inflação estimada de 2% a partir de 2012

EDP Renováveis: Resto da Europa & Brasil



Resto da Europa (1)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
França, Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	474	411	15%	+63
Factor médio de utilização (%)	24%	22%	8%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	713	594	20%	+118
Preço médio de venda (€/MWh)	98,1	97,6	1%	+1
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	374	320	17%	+54
Factor médio de utilização (%)	23%	20%	14%	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	569	309	85%	+261
Preço médio de venda (PLN/MWh)	406	418	-3%	-11
Euro/PLN - Taxa média do período	4,18	4,20	-1%	-0,03
Roménia (2)				
Capacidade instalada (MW)	521	389	34%	+132
Factor médio de utilização (%)	20%	23%	-12%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	505	484	4%	+21
Preço médio de venda (RON/MWh)	385	544	-29%	-159
Euro/RON - Taxa média do período	4,45	4,41	1%	+0,04
Margem Bruta (€M)	172	145	19%	+27
EBITDA (€M)	129	106	22%	+23
EBIT (€M)	71	61	16%	+10
Investimento operacional (€ M)	51	121	-57%	-69
Capacidade em construção (MW)	60	255	-76%	-195

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, a margem bruta aumentou 19% para €172M devido ao aumento de 29% da produção para 1.787GWh nos 9M14 na sequência do aumento da capacidade instalada em 22%, ou 249MW, nos últimos 12 meses. O EBITDA aumentou 22% para €129M (+€23M) nos 9M14.

Em França, a EDPR tem 334MW em operação (+20MW face aos 9M13 dos quais +12MW nos 9M14). A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa indexada à inflação e garantida por 15 anos. Nos 9M14, a tarifa média manteve-se estável nos €90/MWh. Executando a estratégia de rotação de activos, em Out-14, a EDPR estabeleceu um acordo com um fundo liderado pelo EFG Hermes para a venda de uma participação accionista representativa de 49% do capital e respectivos empréstimos accionistas referente a um portfólio de parques eólicos em operação, localizado em França, com 270 MW líquidos. O encaixe da operação é de €160M, com a conclusão da transacção sujeita à aprovação regulatória. No 1T14, 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. Em Set-14 estavam em construção 6MW em França. **Na Bélgica**, o nosso parque eólico de 71MW (+14MW face aos 9M13) 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 aos 9M13) de capacidade eólica instalados em Set-14. O preço médio de venda nos 9M14 foi €122/MWh devido ao menor preço da nova capacidade (regime de leilão), quando comparado com o antigo regime. Em Set-14 estavam em construção 30MW em Itália.

Na Polónia, a EDPR tem 374MW em operação (+54MW face aos 9M13 dos quais +4MW nos 9M14): 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 569 GWh devido ao aumento de capacidade nos últimos 12 meses e ao aumento do factor de utilização (+3pp para 23%). Nos 9M14, o preço médio de venda caiu 3%, para PLN406/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 Set-14, a EDPR tinha 24MW em construção na Polónia ('preço de mercado + CV').

Na Roménia, a EDPR tem 521MW instalados (+132MW face aos 9M13), dos quais 50MW de solar FV (produção de 52GWh). A produção eólica foi estável nos 453GWh suportado por um aumento médio dos MW em operação no período o que compensou a queda do factor de utilização (-3pp vs. 9M13 para 20%). 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). Nos 9M14, o preço médio de venda caiu 29% para RON385/MWh (-21% 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-calendrarização 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). Nos 9M14, a EDPR produziu 173GWh (+13% vs. 9M13) suportado por um aumento do factor de utilização durante o período (32% vs. 28% nos 9M13). O preço médio de venda aumentou 11% para R\$343/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).

Brasil	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)				
Factor médio de utilização (%)	32%	28%	13%	4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	173	153	13%	+20
Preço médio de venda (R\$/MWh)	343	310	11%	+34
Euro/Real - Taxa média do período	3,10	2,79	-10%	+0,31
Margem Bruta (R\$M)	57	47	22%	+10
EBITDA (R\$M)	34	26	28%	+7
EBIT (R\$M)	20	14	40%	+6
Investimento operacional (R\$ M)	32	21	53%	+11
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-

(1) Incluindo Reino Unido, entre outros

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.303	1.336	-2%	-33
Fornecimentos e serviços externos	289	311	-7%	-22
Custos com pessoal	102	109	-7%	-7
Custos com benefícios sociais	(72)	17	-	-88
Outros custos operacionais (líquidos)	167	127	32%	+41
Custos Operacionais Líquidos (1)	487	564	-14%	-77
EBITDA	816	772	6%	+44
Provisões	1	(5)	-	+6
Amortizações líquidas	252	251	1%	+2
EBIT	563	526	7%	+37

Capex & Opex Performance	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	391	420	-7%	-29
Custos control./cliente (€/cliente)	50,34	52,14	-3%	-2
Custos control./km de rede (€/km)	1.480,6	1.599,2	-7%	-119
Empregados (#)	3.942	4.004	-2%	-62
Investimento Operacional (€ M)	246	246	-0%	-1
Rede de Distribuição (Km)	264	263	1%	+1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.477	2.963	-16%	-486
Espanha - Déficit Tarifário				
Início do período	264	424	-38%	-160
Déficits tarifários anos anteriores (4)	(83)	(178)	53%	+95
Gerado no período	-	218	-	-218
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	181	464	-61%	-283
Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	2.045	1.543	33%	+502
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(1.452)	(1.085)	-34%	-367
Gerado no período	1.436	1.387	4%	+49
Outros (3)	56	69	-18%	-13
Fim do período	2.085	1.914	9%	+171
Portugal - CMEC's				
Início do período	377	654	-42%	-277
(Recuperado)/Devolvido no Período	(247)	(161)	-53%	-85
Gerado no período	80	93	-13%	-12
Outros	0	-0	n.m.	+0
Fim do período	211	585	-64%	-374

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

O EBITDA das redes reguladas cresceu 6%, para €816M nos 9M14 (+€44M vs. 9M13), contando com o impacto de +€56M decorrente da venda de activos de transmissão de gás em Espanha no 1T13, +€87M resultante do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) no 2T14 e +€8M proveniente da recuperação de taxas de ocupação de subsolo. Excluindo estes impactos, o EBITDA das Redes Reguladas subiu 0.6% vs. 9M13 (+€5M), para €721M nos 9M14, suportado por um rigoroso controlo de custos focado na eficiência do OPEX. A margem bruta desceu 2% (-€33M vs. 9M13), 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, a rápida passagem de clientes para o mercado livre e, no negócio de electricidade, o impacto desfavorável do ajustamento de proveitos por 'Deflator do PIB - Factor X'; (ii) em Espanha, o impacto negativo das alterações regulatórias na distribuição de gás.

Os **custos controláveis** recuaram 7% no período, 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. 9M13. O **investimento operacional** manteve-se estável, em €246M nos 9M14.

Em Portugal, a dívida acumulada do sistema eléctrico à EDP e investidores financeiros ascende a €5,2MM a Set-14, acima dos €4,8MM em Dez-13, suportado por: +€0,2MM no 1T14 (vs. +€0,3MM no 1T13), +€0,14MM no 2T14 (vs. +€0,3MM no 2T13) e +€0,05MM no 3T14 (vs. +€0,1MM no 3T13), sinalizando um abrandamento do crescimento, em linha com a expectativa.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP** caíram 8% nos 9M14 (-€209M vs. Dez-13), de €2.686M em Dez-13 para €2.477M em Set-14, suportado por Portugal (-€126M) e Espanha (-€83M).

O **montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade, CUR e distribuição de gás em Portugal** subiu de €2.045M em Dez-13 para €2.085M em Set-14, suportado por: **(1)** -€1.033M resultante da venda do défice tarifário, relativo ao sobrecurso com a produção em regime especial (€200M relativo ao défice criado em 2014 e o valor remanescente referente ao défice criado em 2013); **(2)** +€1.150M 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)** -€419M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; e **(4)** +€285M de desvios tarifários criados nos 9M14 (inteiramente concentrado no 1T14). Excluindo €7M de desvios devolvidos ao sistema na distribuição de gás nos 9M14, os principais factores geradores de desvio tarifário na electricidade nos 9M14 foram: **(i)** +€258M decorrente da produção em regime especial mais alta (5% acima da estimativa da ERSE) e do respectivo sobrecurso (€74/MWh nos 9M14 vs. €61/MWh assumido pela ERSE); **(ii)** +€241M de desvio tarifário negativo gerado na actividade de distribuição de energia eléctrica relacionado com a revisibilidade de 2012; **(iii)** -€56M relacionados principalmente com a recuperação na actividade de distribuição de energia eléctrica, através das tarifas, de parte da revisibilidade de CMEC de 2013; **(iv)** -€149M (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 €211M em Set-14, reflexo de: (1) €247M recuperado nos 9M14 através das tarifas, relacionadas com desvios negativos de 2012 e (2) €80M de desvio negativo criado nos 9M14 (detalhes na página 11), que deverá ser recebido ao longo de 2015-2016.

De acordo com a proposta de tarifas preliminar, apresentada pela ERSE em 15-Out-14 e pendente de aprovação até 15-Dez-14, é possível antever uma estabilidade da dívida no sistema eléctrico português, com base em: (i) +€391M na dívida de médio e longo prazo do sistema eléctrico português, a recuperar no período 2015-2019; e (ii) -€380M correspondente à recuperação através das tarifas de 2015 de desvios gerados nas actividades reguladas.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** diminuiu de €264M em Dez-13 para €181M em Set-14 devido à redução em €83M decorrente essencialmente de ajustamentos nos 9M14 ao défice de 2013. Com base na informação mais recente da CNMC (Liquidação 14-2013, de 8-Mai-14), 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) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores. (5) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	964	989	-3%	-25
Fornecimentos e serviços externos	222	238	-6%	-15
Custos com pessoal	77	83	-7%	-6
Custos com benefícios sociais	(73)	15	-	-88
Rendas de concessão	190	191	-0%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	(8)	2	-	-10
Custos Operacionais Líquidos (1)	408	529	-23%	-120
EBITDA	555	460	21%	+95
Provisões	1	(5)	-	+6
Depreciações e amortizações líquidas	181	178	1%	+2
EBIT	373	286	30%	+87

Margem Bruta	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	964	989	-3%	-25
Margem bruta regulada	957	981	-2%	-24
Margem bruta não-regulada	6	7	-17%	-1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	900	917	-2%	-17
Electricidade distribuída (GWh)	32.728	32.551	0,5%	+177
Pontos de ligação à rede (mil)	6.082	6.082	0%	+0
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	57	65	-12%	-8
Cientes fornecidos (mil)	2.903	4.091	-29%	-1.188
Electricidade vendida (GWh)	7.218	10.723	-33%	-3.505

Investimento & Custos Operac.	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	300	321	-7%	-21
Custos control./cliente (€/cliente)	49,2	52,7	-7%	-3
Custos control./km de rede (€/km)	1.325	1.425	-7%	-100
Empregados (#)	3.390	3.433	-1%	-43
Investimento Operacional (€ M)	199	182	9%	+17
Rede de distribuição (Km)	226	225	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	49	50	-1%	-1

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal ascendeu a €555M nos 9M14, 21% acima de 9M13 (+€95M), influenciado pelo novo ACT (+€87M no 2T14). Excluindo este efeito, o EBITDA subiu 2% vs. 9M13 (+€8M), para €468M nos 9M14, suportado por um rigoroso controlo de custos.

Em 15-Out-14, a ERSE publicou a proposta preliminar para as tarifas de 2015 e parâmetros aplicáveis ao próximo período regulatório, de 2015-17. A aprovação final das tarifas e parâmetros acontecerá até 15-Dez-14. Sobre a proposta apresentada pela ERSE, importa destacar: (i) o aumento em 3,3% da tarifa no segmento de baixa tensão, aplicável aos clientes residenciais no mercado regulado, não abrangidos pela tarifa social; (ii) redução em 14% da tarifa social, sem qualquer impacto nos custos de sistema; (iii) evolução de procura, assumindo um crescimento de 0,5% em 2014 e de 0,8% em 2015; (iv) taxa de retorno sobre a base de activos regulados (RoRAB) definida em 6,75% para 2015, numa base preliminar (vs. 8,26% em 2014), reflectindo uma yield das OTs a 10 anos de 3,6%; a taxa de retorno final dependerá da média diária das yields das OTs a 10 anos de Portugal, no período entre 1-Out do ano 't-1' e 30 Set do ano 't', com um mínimo de 6% e um máximo de 9,5%. Como corolário, os proveitos permitidos propostos para a actividade de distribuição e comercialização de último recurso ascendem a €1.255M em 2015 (c€25M abaixo dos proveitos permitidos estimados para 2014): €1.194M na distribuição de electricidade e €61M no CUR.

Nos 9M14, os proveitos regulados da actividade de distribuição recuaram 2% (-€17M) vs. 9M13, para €900M, suportado por uma queda na taxa de retorno (de 8,56% nos 9M13 para 8,26% nos 9M14) e pelo impacto adverso do ajustamento anual de proveitos por 'Deflator PIB-X'. Nos 9M14, a electricidade distribuída cresceu 0,5% (vs. 9M13), suportada pelo segmento de tensão normal.

Os proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU) caíram 12% (-€8M), para €57M nos 9M14, reflexo da rápida passagem de clientes para o mercado livre: nos últimos 12 meses, c30% dos consumidores passaram 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 33% (vs. 9M13), para 7,2TWh nos 9M14. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU caiu 1.188 mil no período, para 2.903 mil em Set-14, essencialmente influenciada pelo segmento residencial.

Os custos controláveis desceram 7% vs. 9M13 (-€21M), reflexo do apertado controlo de custos, redução de número de colaboradores (-1% face a Set-13) 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 decorrente do novo ACT (correspondente à variação do valor actual das responsabilidades futuras). Os outros custos operacionais (líquidos) caíram €10M nos 9M14, devido a um melhor desempenho em termos de cobrança de dívidas de clientes e ao recebimento de compensações de seguros resultantes de intempéries.

O investimento operacional subiu 9% para €199M nos 9M14. O TIEPI recuou 1 minuto, para 49 minutos nos 9M14.

(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	9M14	9M13	% Δ	Abs. Δ
	9M14	9M13	% Δ	Abs. Δ	9M14	9M13	% Δ	Abs. Δ	9M14	9M13	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	122	122	0%	0	167	173	-4%	-6	51	53	-4%	-2	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	29	33	-10%	-3	26	28	-7%	-2	11	13	-10%	-1	Electricidade Espanha	659	659	0%	+1
Custos Pessoal	16	16	3%	0	7	9	-22%	-2	1	1	-10%	-0	Gás Espanha	1.024	1.014	1%	+10
Custos Benefícios sociais	1	1	-7%	-0	0	0	-6%	-0	0	0	-11%	-0	Gás Portugal	316	301	5%	+15
Outros custos operac. (líq.)	(6)	(13)	-50%	6	(1)	(55)	n.m.	54	(8)	1	-	-9	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	41	37	10%	4	33	(17)	-	50	5	15	-67%	-10	Electricidade Espanha	6.858	6.808	1%	+49
EBITDA	82	85	-4%	-3	134	190	-30%	-56	46	38	21%	8	Gás Espanha	35.678	39.337	-9%	-3.659
Provisões	-	(0)	-	0	(0)	0	-	-1	0	0	n.m.	-0	Gás Portugal	5.088	5.120	-1%	-32
Depr. e Amortizações líquidas	26	25	5%	1	37	37	0%	0	9	11	-16%	-2	Rede (Km)				
EBIT	56	60	-7%	-4	97	153	-36%	-56	37	27	37%	10	Electricidade Espanha	23.355	23.242	0%	+113
Investimento operacional	18	26	-30%	-8	15	23	-34%	-8	14	16	-13%	-2	Gás Espanha	10.122	9.969	2%	+153
Margem Bruta	122	122	0%	0	167	173	-4%	-6	51	53	-4%	-2	Gás Portugal	4.575	4.407	4%	+168
Margem Bruta Regulada	117	115	1%	2	150	152	-2%	-2	48	47	2%	1	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	5	6	-21%	-1	17	21	-18%	-4	2	5	-53%	-3	Electricidade Espanha	291	306	-5%	-15
													Gás Espanha	199	202	-1%	-3
													Gás Portugal	62	64	-3%	-2

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha caiu 4% (-€3M), para €82M nos 9M14, por força de menores proveitos relacionados com novas ligações (aplicação de IFRIC18⁽²⁾). Os proveitos regulados subiram 1% no período, reflectindo já integralmente as alterações regulatórias introduzidas durante 2013. A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, subiu 1% (vs. 9M13), para 6,9TWh nos 9M14.

Em Jul-13, o governo espanhol publicou o RDL 9/13, ditando a alteração do regime de remuneração da actividade de distribuição de electricidade, fixando 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/proveito deverá ser neutralizada por equivalente variação de proveito/custo; ajustamentos automáticos de tarifas 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 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 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 nos 9M13 inclui um ganho não recorrente decorrente da venda dos activos de transmissão de gás à Enagás (+€56M no 1T13). Excluindo este impacto, o EBITDA ficou estável, em €134M nos 9M14, reflectindo as alterações regulatórias em 2014. O **volume de gás distribuído** caiu 9%, para 36TWh, 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.

Os **proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2014 ascendem a €198M**, de acordo com uma Ordem Ministerial de Dez-13. Contudo, o RDL 8/2014 (Jul-14) e a Lei 18/2014 definem uma redução de proveitos nas actividades reguladas, a partir de Jul-14. Os proveitos permitidos no 2S14 serão definidos em novo documento, a publicar brevemente. Tanto o RD 8/2014 como a Lei 18/2014 objectivam a correcção do défice tarifário estrutural no sistema: a CNMC estimou anteriormente um défice de €800M em Dez-14 vs. €326M em Dez-13. A partir de 2015, o princípio de sustentabilidade económica e financeira do sistema de gás deverá ser assegurado (qualquer variação de custo/proveito deverá ser neutralizado por equivalente variação de proveito/custo; ajustamentos automáticos de tarifas serão 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 cumprem períodos regulatórios de 6 anos, sujeitos a possíveis ajustamentos de 3 em 3 anos. O modelo de remuneração da distribuição de gás manteve-se, ainda que a indexação à inflação tenha sido eliminada, os proveitos permitidos reduzidos e estejam agora mais expostos à procura. O impacto estimado destas medidas na EDP é de €4,5M em 2014 (dos quais, €2,4M no 3T14) e €9M nos anos seguintes.

REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal subiu €8M (+21% vs. 9M13), para €46M nos 9M14, impulsionado pela recuperação de taxas de ocupação de subsolo (€8M). Os proveitos permitidos subiram 2%, resultado da menor taxa de retorno sobre o RAB no ano regulatório 2013/14, registado no 2T14 (8,41% vs. uma taxa preliminar de 9%). Apesar da expansão do número de pontos de ligação (+5%), resultante do esforço continuado de contratação de novos clientes na região operada pela EDP, o **volume de gás distribuído** recuou 1%, para 5,1TWh nos 9M14.

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)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.					
Margem Bruta	1.456	2.096	-31%	-640	469	750	-37%	-281	Cotação no fim do período (R\$/acção)	10,00	12,06	-17%	-2,06
Fornecimentos e serviços externos	338	342	-1%	-5	109	123	-11%	-14	Total de acções (milhões)	476,4	476,4	-	-
Custos com pessoal e benef. aos empreg	280	260	8%	+20	90	93	-3%	-3	Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Outros custos operacionais (líquidos)	(322)	19	-	-341	(104)	7	-	-111	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	243,0	243,0	-	-
Custos Operacionais Líquidos (1)	296	622	-52%	-326	95	223	-57%	-127	Euro/Real - Taxa de fim do período	3,08	3,04	-1%	+0,04
EBITDA	1.160	1.474	-21%	-314	374	528	-29%	-154	Euro/Real - Taxa média do período	3,10	2,79	-10%	+0,31
Provisões	20	50	-60%	-30	6	18	-64%	-11	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	3,5%	-	-	-
Depreciações e amortizações líquidas	266	330	-20%	-65	86	118	-28%	-33	Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,3	1,7	-	-0,4
EBIT	874	1.094	-20%	-220	282	392	-28%	-110	Custo Médio da Dívida (%)	10,5	7,9	-	259p.b.
Result. da alienação de act. financ.	-	-	-	-	-	-	-	-	Taxa de Juro Média (CDI)	10,6	7,6	-	301p.b.
Resultados financeiros	(211)	(209)	-1%	-2	(68)	(75)	-9%	+7	Empregados (#)	2.674	2.808	-5%	-134
Resultados em associadas	14	(129)	-	+143	4	(46)	-	+51	Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Resultados Antes de Impostos	678	757	-10%	-79	218	271	-19%	-52	Dívida líquida	1.961	3.274	-40%	-1.313
									Recebimentos futuros da act. regulada (2)	541	78	592%	+463
									Interesses não controláveis	1.687	1.750	-4%	-62
									Valor contabilístico dos C. Próprios	4.738	4.573	4%	+165
									Resultados Financeiros (R\$ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	(R\$ M)				(€ M)				Juros financeiros líquidos	(263)	(177)	-49%	-86
	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.	Custos capitalizados	43	28	51%	+15
Investimento Operacional	288	752	-62%	-464	93	269	-66%	-176	Diferenças Cambiais e Derivados	8	(4)	-	+12
Manutenção	288	244	18%	+44	93	87	6%	+5	Outros	1	(57)	-	+58
Expansão	-	507	-	-507	-	182	-	-182	Resultados Financeiros	(211)	(209)	-1%	-2
Investimento Financeiro (5)	7	91	-93%	-84	2	33	-93%	-30					

Em moeda local, o EBITDA da EDP – Energias do Brasil ('EDPB') caiu 21% no período (-R\$314M) para R\$1.160M nos 9M14, reflectindo: i) +R\$505M vs. 9M13 de desvios tarifários negativos na nossa actividade de distribuição (líquidos das contribuições da CDE/CCEE e de recuperações de anos anteriores); e ii) um ganho não recorrente de R\$53M contabilizado no 3T13 e relativo à venda de um edifício na nossa actividade de distribuição. Estes impactos foram parcialmente compensados por 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 13% para R\$1.094M nos 9M14. O EBITDA recorrente da distribuição aumentou 1% (+R\$8M), reflexo de um aumento nos proveitos regulados, que beneficiaram de um aumento dos volumes distribuídos e de regularizações de anos anteriores. O EBITDA da geração e comercialização caiu 22% (-R\$168M), dada a necessidade dos geradores comprarem energia a preços anormalmente elevados devido a um baixo GSF⁽⁵⁾ (92% nos 9M14). Os efeitos cambiais penalizaram o EBITDA da EDPB em Euros devido a uma depreciação de 10% do BRL face ao EUR (um impacto de -€42M). Sublinhe-se que os 9M13 foram reexpressos para reflectir a adopção das IFRS10 e IFRS11 (consolidação de Pecém I por equivalência patrimonial).

Excluindo os ganhos não-recorrentes acima mencionados, os custos operacionais líquidos aumentaram 4% no período para R\$704M nos 9M14: i) os custos com pessoal e benefícios aos empregados subiram 8%, 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 1%, tendo beneficiado de menores despesas de O&M e com serviços de TI.

Os custos financeiros líquidos mantiveram-se estáveis nos R\$211M nos 9M14, reflectindo: i) juros líquidos superiores, devido a um aumento de 259pb do custo médio da dívida, para 10.5% nos 9M14, que mais do que compensou uma menor dívida financeira bruta média (-€0,2MM); ii) uma maior capitalização de juros, resultante dos trabalhos de construção em Jari e Cachoeira-Caldeirão, classificados como activos detidos para venda no 1S14; iii) maiores diferenças cambiais e resultados líquidos de derivativos; e iv) alguns ganhos não-recorrentes em 'outros resultados financeiros' nos 9M14. A dívida líquida caiu 40%, reflexo de um aumento da 'caixa e equivalentes' bem como da consolidação pelo método de equivalência patrimonial dos projectos de Jari e Cachoeira-Caldeirão a partir de Jun-14 (R\$0,9MM de dívida líquida a Set-13) – no seguimento da venda à CWE Investment Corporation ("CWEI"), uma subsidiária detida a 100% pela CTG, de 50% em cada um destes projectos. Refira-se ainda que, recentemente, a EDPB anunciou o pagamento no 4T14 do dividendo anual aprovado em AG no dia 29 de Abril de 2014, no montante de R\$370M.

A Set-14, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos 25% do seu nível máximo (vs. 36% a Jun-14 e 49% a Set-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\$677/MWh⁽³⁾ nos 9M14 vs. R\$255/MWh⁽³⁾ nos 9M13). Simultaneamente, devido ao baixo GSF⁽⁴⁾ (85% no 3T14 e 95% no 1S14), 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) Fonte: CCEE; com base em preços semanais; regiões do Sudeste/Centro-Oeste;

(4) GSF: Generation Scaling Factor;

(5) Excluindo investimentos em parques eólicos detidos pela EDP Brasil (45%) e EDP Renováveis (55%).

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	784	1.264	-38%	-480
Forn. e serviços externos	252	245	3%	+6
Custos com Pessoal	195	194	0%	+0
Outros custos operac. (Líqu.)	87	24	266%	+63
Custos Operacionais Líquidos (1)	533	463	15%	+69
EBITDA	251	801	-69%	-550
Provisões	18	45	-60%	-27
Deprec. e amortizações líquidas	141	203	-31%	-62
EBIT	91	552	-83%	-461

O EBITDA da actividade de distribuição no Brasil caiu -R\$550M no período para R\$251M nos 9M14, reflectindo: i) um forte aumento dos desvios tarifários negativos (+R\$1,262M nos 9M14 vs. +R\$530M nos 9M13), que não foi totalmente compensado pelas contribuições da CDE/CCEE (-R\$865M nos 9M14 vs. -R\$593M nos 9M13); ii) menores recuperações de desvios de anos anteriores (-R\$55M nos 9M14 vs. -R\$100M nos 9M13); e iii) um ganho não recorrente de R\$53M contabilizado no 3T13 relativo à venda de um edifício. Excluindo estes impactos, o EBITDA recorrente aumentou 1% (+R\$8M) para R\$593M nos 9M14, fruto de um aumento de 2% da margem regulatória para R\$1.126M nos 9M14, que beneficiou de volumes distribuídos superiores aos esperados pelo regulador quando da definição das tarifas bem como de regularizações favoráveis de anos anteriores; o que mais do que compensou os impactos negativos da valorização de perdas a preços de mercado superiores (+R\$52M vs. 9M13) e da última revisão regulatória da Escelsa, que reviu em baixa o retorno sobre a base de activos regulados de 10% para 7,5% (depois de impostos) a partir de Ago-14.

O volume de energia vendida subiu 3% no período, reflectindo um aumento de 5% nos segmentos 'residencial, comercial & outros', justificado por uma maior base de clientes. Os volumes vendidos ao segmento industrial caíram 2%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre bem como de uma redução da produção industrial nacional. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre aumentou 1% vs. 9M13 e 4% vs. 2T14, reflexo da migração de clientes do mercado regulado e uma recuperação da actividade no sector de extração de minérios.

Margem Bruta	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória (R\$ M)	1.126	1.101	2%	+25
Var. Receb. Futuros da Act. Reg.	343	(163)	-	+505
Margem Bruta (R\$ M)	784	1.264	-38%	-480
Receb. Futuros Act. Reg. (R\$ M)	541	78	592%	+463
Clientes Ligados (Milhares)	3.124	3.023	3%	+101
Bandeirante	1.710	1.652	4%	+58
Escelsa	1.413	1.370	3%	+43
Electricidade Distribuída (GWh)	19.677	19.227	2%	+450
Bandeirante	11.495	11.360	1%	+134
Escelsa	8.182	7.867	4%	+316
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	7.436	7.368	1%	+68
Electricidade Vendida (GWh)	12.241	11.859	3%	+382
Bandeirante	7.107	6.965	2%	+142
Resid., Comerc. e Outros	5.206	4.949	5%	+256
Industrial	1.902	2.016	-6%	-114
Escelsa	5.134	4.894	5%	+240
Resid., Comerc. e Outros	4.229	4.037	5%	+192
Industrial	905	857	6%	+48

Nos 9M14, as DisCos do sector eléctrico depararam-se com custos recorde de compra de electricidade – R\$16,1MM de custos adicionais em Jan/Ago-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; 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 (a partir de Mai-14 até 2019) a um preço médio de R\$268/MWh, o que permitiu aliviar ligeiramente a pressão nos custos com compra de energia. Ainda em Abr-14, a CCEE criou a "Conta-ACR" (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) para ajudar a compensar as DisCos pelos elevados custos de energia incorridos em 2014 – desde então, foram contratados R\$17,8MM de financiamento e R\$14,5MM já foram transferidos para as DisCos cobrindo parcialmente os elevados custos incorridos entre Fev-14 e Ago-14. O remanescente está disponível para ser transferido para as DisCos de acordo com as suas necessidades até ao final do ano. Em simultâneo, a ANEEL tem vindo a repassar alguns destes 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\$343M nos 9M14 (vs. -R\$163M nos 9M13). Nos 9M14, foi criado um desvio tarifário negativo de R\$1.262M, devido a custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, que foi parcialmente compensado por R\$865M de contribuições da CDE/CCEE, dos quais €103M ainda não foram recebidos (recebimento esperado no 4T14); adicionalmente, foram recebidos R\$55M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro totalizou R\$541M a Set-14, o que representa um aumento de R\$343M vs. Dez-13, a recuperar através das tarifas nos próximos anos.

Em termos regulatórios, no âmbito do processo de reajustamento tarifário anual, a ANEEL aprovou: i) em Ago-14, um aumento tarifário de 26,54% nos 12 meses seguintes para a Escelsa; e ii) em Out-14, um aumento tarifário de 22,34% nos 12 meses seguintes para a Bandeirante. O retorno sobre a base de activos regulados está actualmente fixado em 7,5% (depois de impostos) e as próximas revisões regulatórias ocorrem em Out-15 para a Bandeirante (período regulatório de 4 anos) e em Ago-16 para a Escelsa (período regulatório de 3 anos).

Os custos operacionais controláveis aumentaram 2% no período, para R\$423M nos 9M14, devido a um aumento das despesas com serviços ao cliente. Os custos com pessoal reflectem a actualização salarial anual (+6,5%), que foi mitigada por uma redução do número de trabalhadores. O investimento operacional subiu 16% no período para R\$242M nos 9M14, tendo sido maioritariamente destinado a actividades de serviço ao cliente e ao reforço da qualidade do serviço na rede.

Investimento e Custos Operac.	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (2)	423	415	2%	+8
Custos control./cliente (R\$/cliente)	135	137	-1%	-2
Custos control./km rede (R\$/km)	5	5	1%	+0
Empregados (#)	2.205	2.242	-2%	-37
Invest. Operacional (R\$M)	242	208	16%	+34
Rede de Distribuição ('000 Km)	89	88	1%	+1

(1) Custos Operac. Líquid = Custos Operac. (FSE + Custos com Pessoal + Custos com Benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líqu.); (2) FSE e Custos com pessoal.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	582	761	-24%	-179
Fornecimentos e serviços externos	48	48	1%	+0
Custos com pessoal e benef. aos empreg	35	38	-7%	-3
Outros custos operacionais (líquidos)	(1)	(7)	-	+7
Custos Operacionais Líquidos (1)	83	78	6%	+4
EBITDA	499	682	-27%	-183
Provisões	(0)	0	-	-0
Deprec. e amortizações líquidas	115	118	-3%	-3
EBIT	384	564	-32%	-180

Produção	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	582	761	-24%	-179
Lajeado	219	312	-30%	-93
Peixe Angical	193	271	-29%	-78
Energest (15 centrais hídricas)	170	177	-4%	-7
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)	6.136	6.241	-2%	-105
Lajeado	2.455	2.610	-6%	-155
Peixe Angical	1.772	1.795	-1%	-23
Energest (15 centrais hídricas)	1.910	1.837	4%	+73
Preço Médio de Venda (R\$/MWh) (2)	164	154	6%	+9
Lajeado	141	136	4%	+5
Peixe Angical	196	183	7%	+13
Energest (15 centrais hídricas)	162	151	7%	+11
Investimento Operacional (R\$ M)	42	539	-92%	-497
Manutenção	42	32	34%	+11
Expansão	-	507	-	-507
Investimento Financeiro (R\$ M)	7	91	-93%	-84
Empregados (#)	281	377	-25%	-96

Pecém (equivalência patrimonial)	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	360	360	-	-
Factor de disponibilidade (%)	78%	65%	13b.p.	-
EBITDA (R\$m)	163	(84)	-	+246
Dívida líquida (R\$m)	988	1.059	-7%	-70

Comercialização	9M14	9M13	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	85	71	20%	+14
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	3	4	-27%	-1
EBITDA (R\$ M)	82	67	23%	+15
Vendas electricidade (GWh)	9.690	9.319	4%	+371

O EBITDA da actividade de produção no Brasil caiu 27% no período (-R\$183M) para R\$499M nos 9M14, reflectindo: i) a necessidade de comprar energia em mercado a preços anormalmente elevados uma vez que o GSF ficou abaixo dos 100% (92% nos 9M14 vs. 98% nos 9M13) – o preço médio de electricidade no mercado à vista subiu 165% vs. 9M13, para R\$677/MWh⁽³⁾ nos 9M14; e ii) menores volumes de electricidade vendida (-2% no período), perante o adverso cenário hídrico e uma maior alocação de volumes de electricidade nos primeiros 9 meses do ano passado (74% nos 9M14 vs. 76% nos 9M13).

O volume de electricidade vendido diminuiu 2% no período para 6,1TWh nos 9M14, reflectindo a mencionada alocação sazonal de volumes. **O preço médio de venda** subiu 6%, traduzindo: i) a 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) o 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 92% nos 9M14 e 85% no 3T14 (vs. 102% no 3T13). 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. Nos 9M14, a EDPB conseguiu mitigar o impacto negativo do baixo GSF (e elevados preços de mercado) através de vendas de curto prazo contratadas a preços superiores, o que no seu conjunto se traduziu em +R\$181M de custos adicionais com a compra de energia vs. 9M13 (R\$211M nos 9M14 vs. R\$30M nos 9M13). Para o 4T14, espera-se um GSF médio de ~90%.

Em Jun-14, **no âmbito da parceria estratégica com a CTG**, a EDPB concluiu a venda à CWEL 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 CWEL assumirá ainda 50% das futuras contribuições de capital. Adicionalmente, em Feb-14, a EDPB acordou com a CWEL a entrada desta no projecto de São Manoel, através da compra de metade dos 66,7% detidos pela EDPB (ou 33,3%); a CWEL assumirá o compromisso de realizar futuras contribuições de capital (a conclusão desta operação está prevista para o 4T14). Obedecendo à aplicação da IFRS11, Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel consolidam pelo método de equivalência patrimonial.

A EDPB detém 50% na central a carvão de Pecém I (720MW). A partir de Jan-14, com a adopção da IFRS11, esta participação passou a ser consolidada por equivalência patrimonial. Desde Ago-14, um dos grupos de geração (360MW) sofreu uma paragem não programada – a reparação está em curso (os custos estão cobertos pelo seguro) e espera-se que este grupo retome a operação comercial até ao final deste ano. O segundo grupo está operacional tendo o factor de disponibilidade de Pecém I alcançado os 78% nos 9M14 (vs. 82% no 1S14). Nos 9M14, o EBITDA de Pecém I totalizou R\$163M (vs. R\$40M no 1S14) e o resultado líquido atribuível à EDPB foi de R\$11M (vs. uma perda de R\$39M no 1S14). De notar que o 3T14 reflecte a recuperação das penalidades em excesso cobradas entre Dez-12 e Nov-13 relativas à indisponibilidade de Pecém I, uma vez que estas tinham sido calculadas numa base horária ao invés de utilizar a média móvel dos 60 meses (resultado líquido de Pecém I atribuível à EDPB no 3T14: R\$49M).

Em termos de nova capacidade, a EDPB participa em 3 novos projectos hídricos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial), todos com CAEs de longo prazo: i) **Santo António do Jari** (concluído em 98%), um projecto de 373MW detido em 50% pela EDPB – o projecto tinha entrada em operação prevista para Jan-15 mas a primeira unidade de produção (123MW) entrou em operação comercial em Set-14 e foram já vendidos em mercado 92GWh de electricidade no 3T14 (EBITDA da operação comercial de Jari atribuível à EDPB nos 9M14: R\$6,5M); ii) **Cachoeira Caldeirão** (concluído em 51%), um projecto de 219MW detido em 50% pela EDPB e com entrada em operação prevista para Jan-17; e c) iii) **São Manoel** (em construção), um projecto de 700MW detido em 66,7% pela EDPB (dos quais 33,3% com acordo de venda à CTG) e com entrada em operação prevista para Mai-18.

O **investimento operacional** caiu 92% no período para R\$42M nos 9M14 – Sublinhe-se que nos 9M14 os investimentos nos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão foram classificados como ‘investimentos financeiros’; estes projectos passaram a ser consolidados pelo método de equivalência patrimonial em Jun-14, com a conclusão da venda à CTG de uma participação de 50% em cada um destes projectos, o que justifica a redução do investimento de expansão vs. os 9M13. Os **investimentos financeiros** nos 9M14 respeitam essencialmente aos trabalhos de construção em Jari e Cachoeira Caldeirão; os 9M13 são pro-forma pela implementação da IFRS 11 e referem-se a Pecém I.

A margem bruta da comercialização de electricidade subiu 20% no período (+R\$14M) para R\$85M nos 9M14, 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



9M14 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	588	678	1.303	842	469	(1)	3.879
Fornecimentos e serviços externos	49	143	289	184	109	(131)	643
Custos com pessoal	23	41	102	45	81	144	436
Custos com benefícios sociais	0	2	(72)	5	9	(34)	(88)
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	4	124	167	(40)	(104)	21	172
Custos Operacionais	76	311	487	194	95	1	1.163
EBITDA	512	368	816	648	374	(2)	2.715
Provisões	8	2	1	-	6	5	21
Depreciações e amortizações líquidas (1)	117	176	252	336	86	49	1.014
EBIT	388	190	563	312	282	(55)	1.680

9M13 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	646	535	1.336	880	750	16	4.164
Fornecimentos e serviços externos	52	120	311	185	123	(134)	656
Custos com pessoal	47	50	109	48	82	107	444
Custos com benefícios sociais	0	2	17	5	11	8	43
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	9	100	127	(44)	7	21	220
Custos Operacionais	108	272	564	195	223	3	1.364
EBITDA	538	263	772	686	528	13	2.800
Provisões	1	18	(5)	0	18	8	40
Depreciações e amortizações líquidas (1)	125	178	251	334	118	49	1.054
EBIT	412	68	526	352	392	(43)	1.706

(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	3.804		2%	3%
Custo com vendas de energia e outros	(2.908)	(2.385)	(2.459)	(3.078)	(2.844)	(2.476)	(2.624)		-7%	-6%
Margem Bruta	1.507	1.384	1.273	1.287	1.483	1.216	1.180		-7%	-3%
Fornecimentos e serviços externos	212	229	215	253	202	220	221		3%	0%
Custos com pessoal e benefícios sociais	170	166	152	145	164	37	147		-3%	302%
Outros custos operacionais (líquidos)	39	102	79	91	86	(13)	99		25%	-
Custos Operacionais	421	497	446	489	453	244	467		5%	91%
EBITDA	1.086	887	827	798	1.030	972	713		-14%	-27%
Provisões	9	27	3	14	7	11	4		13%	-67%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	344	341	368	371	324	357	334		-9%	-6%
EBIT	733	518	456	412	699	604	376		-18%	-38%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	(0)	(0)	0	0	0	0	(0)		-	-
Resultados financeiros	154	164	169	212	147	98	208		23%	112%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	12	3	1	(2)	(12)	4	(17)		-	-
Resultado antes de impostos e CESE	567	351	285	202	564	502	184		-35%	-63%
IRC e Impostos diferidos	159	49	55	(50)	186	57	33		-39%	-41%
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	-	-	-	-	15	16	15		-	-4%
Resultado líquido do período	408	302	231	253	364	430	136		-41%	-68%
Accionistas da EDP	335	268	189	213	296	377	113		-40%	-70%
Interesses não controláveis	74	33	42	40	68	53	23		-45%	-57%

(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)							
	9M14	9M13	Δ MW	Δ %	9M14	9M13	Δ GWh	Δ %	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14
PPA/CMEC (Portugal)	4.470	5274,4	-804	-15%	12.723	13.319	-596	-4%	5.053	4.509	3.757	4.135	5.002	4.099	3.622	
Hídrico	3.290	4.094	-804	-20%	6.934	7.475	-541	-7%	3.307	2.781	1.387	2.036	3.739	2.120	1.075	
Fio de água	1.056	1.860			2.918	5.517			2.418	2.199	900	1.458	1.615	879	424	
Albufeira	2.234	2.234			4.016	1.958			889	582	487	578	2.124	1.241	651	
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	5.789	5.844	-55	-1%	1.747	1.728	2.370	2.098	1.263	1.979	2.546	
Regime Especial (Ex-Eólico)	274	318	-44	-14%	738	1.234	-496	-40%	554	422	258	405	414	212	112	
Portugal	181	225	-44	-19%	606	811	-204	-25%	400	272	139	258	347	178	82	
Mini-Hídricas	157	157			444	456			268	156	32	127	278	127	39	
Cogeração	24	68			162	355			132	116	107	131	69	50	42	
Spain	93	93	0	0%	131	423	-292	-69%	154	150	119	147	67	34	30	
Cogeração+Resíduos	93	93			131	423			154	150	119	147	67	34	30	
Produção Liberalizada P. Ibérica	7.774	7.122	653	9%	11.219	9.622	1.598	17%	3.621	2.657	3.344	3.701	4.186	3.286	3.747	
Hídrico	2.422	1.605	818	51%	5.081	3.492	1.589	46%	1.581	1.358	552	834	2.834	1.507	740	
Portugal	1.996	1.178			4.333	2.566			1.104	997	465	660	2.399	1.261	673	
Espanha	426	426			748	925			477	361	87	173	435	246	67	
Carvão	1.460	1.460	0	0%	4.574	4.402	172	4%	1.371	1.015	2.015	2.005	862	1.521	2.191	
Aboño I	342	342			1.111	1.261			412	256	593	538	193	317	601	
Aboño II	536	536			2.476	2.553			826	697	1.030	1.001	597	886	992	
Soto Ribera II	236	236			299	192			124	16	52	213	36	115	148	
Soto Ribera III	346	346			688	395			9	46	340	253	36	203	450	
CCGT	3.736	3.736	0	0%	699	895	-196	-22%	337	100	458	539	158	61	480	
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			163	118			74	6	38	104	28	21	114	
Lares (2 grupos)	863	863			232	413			63	6	344	144	8	3	221	
Castejón (2 grupos)	843	843			186	207			94	58	54	153	66	17	103	
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			118	156			106	29	22	138	56	20	43	
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	865	834	32	4%	331	184	319	323	332	197	336	
Gasóleo - Tunes	0	165	-165	-	0	0	0	488%	0	0	0	0	0	0	0	
Eólico (Maior detalhe página 16)	7.722	7.442	279	4%	14.316	13.695	621	5%	5.542	4.765	3.388	5.447	6.101	4.833	3.382	
Península Ibérica	2.813	2.813			5.072	5.141			2.212	1.596	1.333	1.915	2.330	1.539	1.203	
Resto da Europa	1.319	1.069			1.735	1.354			552	434	369	733	791	513	431	
America do Norte	3.506	3.476			7.336	7.047			2.726	2.690	1.631	2.722	2.930	2.727	1.678	
Brasil	84	84			173	153			52	46	55	77	49	54	70	
Solar - Roménia e Portugal	52	50	2	4%	54	33	21	63%	0	16	17	11	11	20	22	
Brasil (Ex-Eólico)	1.797	1.799	-2	0%	5.313	5.334	-21	0%	2.292	1.794	1.247	1.828	2.341	1.650	1.322	
Hídrico	1.797	1.799	-2	0%	5.313	5.334	-21	0%	2.292	1.794	1.247	1.828	2.341	1.650	1.322	
Lajeado	903	903			2.547	2.355			1.074	799	482	775	1.205	814	528	
Peixe Angical	499	499			1.665	1.725			719	525	481	674	667	458	540	
Energest	396	397			1.101	1.254			499	470	284	379	469	378	254	
TOTAL	22.090	22.006	85	0%	44.363	43.237	1.126	3%	17.062	14.164	12.011	15.528	18.056	14.100	12.207	

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	9M14	9M13	Δ GWh	Δ %
Portugal	32.727	32.550	178	0,5%
Muito Alta Tensão	1.556	1.557	-1	0,0%
Alta / Média Tensão	15.588	15.263	325	2,1%
Baixa Tensão	15.584	15.730	-146	-0,9%
Espanha	6.858	6.808	49	0,7%
Alta / Média Tensão	5.088	5.009	79	1,6%
Baixa Tensão	1.770	1.799	-29	-1,6%
Brasil	19.677	19.227	450	2,3%
Clientes Livres	7.436	7.368	68	0,9%
Industrial	2.807	2.873	-66	-2,3%
Residencial, Comercial & Outros	9.435	8.987	448	5,0%
TOTAL	59.262	58.585	677	1,2%

Clientes Ligados (mil)	9M14	9M13	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.082	6.082	0,2	0,0%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,2	0,8%
Baixa Tensão Especial	34	34	0,4	1,3%
Baixa Tensão	6.024	6.025	-0,4	0,0%
Espanha	659	659	0,6	0,1%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	1,7%
Baixa Tensão	658	658	0,5	0,1%
Brasil	3.124	3.023	100,9	3,3%
Bandeirante	1.710	1.652	58,2	3,5%
Escelsa	1.413	1.370	42,7	3,1%
TOTAL	9.865	9.763	101,6	1,0%

Redes	9M14	9M13	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	338.498	336.260	2.238	0,7%
Portugal	226.000	225.000	1.000	0,4%
Espanha	23.355	23.242	113	0,5%
Brasil	89.143	88.018	1.125	1,3%

Perdas (% da electricidade distribuída)	9M14	9M13	Δ Abs.
Portugal (1)	-9,9%	-11,3%	1,4 pp
Espanha	-4,2%	-4,3%	0,1 pp
Brasil			
Bandeirante	-9,7%	-10,4%	0,6 pp
Técnicas	-5,5%	-5,5%	0,0 pp
Comerciais	-4,2%	-4,8%	0,6 pp
Escelsa	-13,4%	-14,0%	0,6 pp
Técnicas	-6,8%	-8,0%	1,2 pp
Comerciais	-6,6%	-6,0%	-0,6 pp

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	9M14	9M13	Δ GWh	Δ %
Portugal	5.083	5.120	-37	-0,7%
Baixa pressão	737	775	-39	-5,0%
Média pressão	4.332	4.323	8	0,2%
GPL	15	21	-6	-28,9%
Espanha	35.678	39.337	-3.659	-9,3%
Baixa pressão	6.453	7.051	-598	-8,5%
Média pressão	29.225	32.287	-3.061	-9,5%
TOTAL	40.761	44.457	-3.696	-8,3%

Pontos de Abastecimento (mil)	9M14	9M13	Δ Abs.	Δ %
Portugal	315,9	300,5	15,4	5,1%
Baixa pressão	309,4	293,6	15,8	5,4%
Média pressão	1,4	1,2	0,2	14,1%
GPL	5,2	5,7	-0,5	-8,9%
Espanha	1.024,3	1.014,3	10,0	1,0%
Baixa pressão	1.023,6	1.013,5	10,1	1,0%
Média pressão	0,7	0,8	-0,1	-14,4%
TOTAL	1.340,2	1.314,9	25,4	1,9%

Redes	9M14	9M13	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	14.696	14.376	320	2,2%
Portugal	4.575	4.407	168	3,8%
Espanha	10.122	9.969	153	1,5%

(1) Exclui Muito Alta Tensão

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 3T14

Jul-14: o Grupo EDP acordou com os 64 sindicatos representantes dos seus trabalhadores um novo Acordo Coletivo de Trabalho incluindo todas as empresas (23) que detêm a 100% ou sobre as quais tem relação de domínio, sediadas em Portugal;

Set-14: pelo 2º ano consecutivo, a EDP foi reconhecida como a melhor empresa Europeia e Mundial no sector das “Utilities: Electricidade, Água e Gás” no índice “Dow Jones Sustainability”;

Set-14: EDP premiada com Troféu Transparência pela ANEFAC (Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade) na categoria Empresas de Capital Aberto – resultado líquido de até R\$ 5 mil milhões. Este troféu reconhece há 18 anos as empresas que apresentam as demonstrações financeiras mais transparentes do Brasil, divulgando os resultados à comunidade e aos “stakeholders”;

Set-14: a EDPR foi seleccionada pelo Forum Ethibel para incorporar os Ethibel “PIONEER and EXCELLENCE Investment Registers”, reconhecendo a liderança da EDPR em termos de Responsabilidade Social Corporativa (CSR).

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

	9M14	9M13	Δ %
Índice de Sustentab. (a)	103	103	0%
Comp. Ambiental Peso %	106 33%	103 33%	3%
Comp. Económica Peso %	100 37%	101 37%	-1%
Comp. Social Peso %	104 30%	105 30%	-1%

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

Métricas Económicas

	9M14	9M13	Δ %
Valor Económico (€M) (1) (b)			
Directo Gerado	12.829	12.832	0%
Distribuído	11.361	11.453	-1%
Acumulado	1.468	1.378	7%

Métricas Sociais (c)

	9M14	9M13	Δ %
Empregados (d)	11.908	12.182	-2%
Formação (horas forman)	308.615	240.658	28%
Acidentes em Serviço	26	31	-16%
Ind. Gravidade (Tg)	127,50	125,75	1%
Ind. Frequência (Tf)	1,67	1,96	-15%
Índice Freq. EDP+PSE (Tf)	3,85	4,03	-5%

Métricas Ambientais

	9M14	9M13	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt)			
CO2 (f)	11.853	11.754	1%
NOx	10,3	11,6	-11%
SO2	8,9	9,3	-4%
Partículas	0,373	0,423	-12%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2 (f)	267,8	265,4	1%
NOx	0,23	0,26	-11%
SO2	0,20	0,21	-4%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	12.080	12.666	-5%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	1.338	1.305	3%
Consumo de Energia Primária (TJ) (g)	114.161	120.104	-5%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	80%	75%	5 p.p.
Utilização de Água (103 m3)	1.297.480	1.195.309	9%
Total Resíduos (t) (h)	249.075	267.759	-7%
Invest. e Despesas Ambientais (€ mil) (b)	45.778	60.932	-25%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil) (b)	56	109	-48%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (i) (GWh)	
	9M14	9M13	9M14	9M13	9M14	9M13
PPA/CMEC	5.279	5.341	0,91	0,91	5.789	5.844
Carvão	5.279	5.339	0,91	0,91	5.789	5.844
Fuel Oil & Gás Natural	-	2	-	-	-	(0)
Produção Liberalizada	6.193	5.864	1,17	1,11	5.273	5.296
Carvão	5.883	5.485	1,29	1,25	4.574	4.402
CCGT	310	379	0,44	0,42	699	895
Regime Especial	382	549	0,36	0,25	1.063	2.158
Produção Térmica	11.853	11.754	0,98	0,88	12.125	13.299
Produção Livre de Emissões de CO2					32.142	30.994
Total Emissões de CO2			0,27	0,27	44.267	44.292

(a) Os dados relativos aos 9M13 foram revistos para o valor de acidentes mortais com terceiros.

(b) Os dados relativos aos 9M13 foram reexpressos para reflectir a adopção da IFRS 10 e da IFRS 11 a partir de 1-Jan-2014.

(c) Excluindo a central de Pecém.

(d) Incluindo órgãos sociais executivos.

(e) PSE: Prestadores de Serviços Externos.

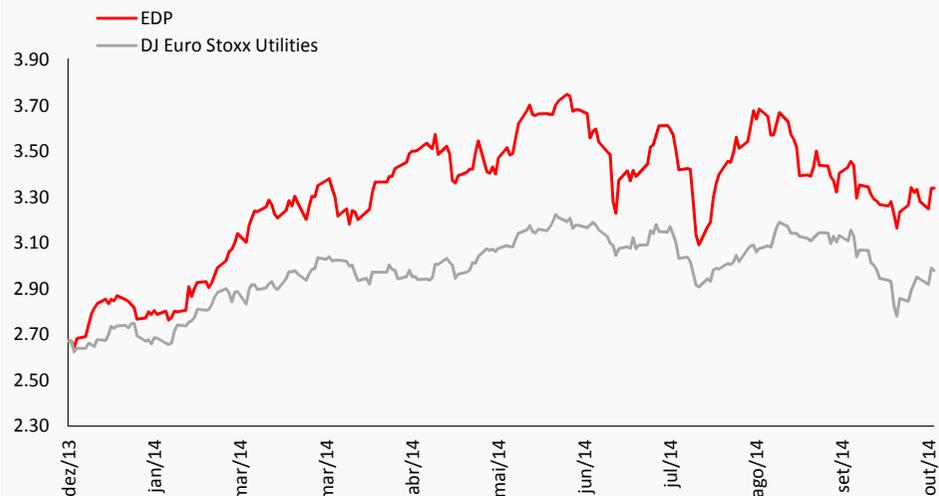
(f) Excluindo frota automóvel.

(g) Incluindo frota automóvel.

(h) Resíduos encaminhados para destino final.

(i) Inclui vapor (9M14: 770 GWh vs. 9M13: 1.185 GWh)

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 07-Jan:** EDP emite valores mobiliários representativos de dívida no montante de USD 750 milhões
- 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 €138 milhões do défice tarifário em Portugal
- 14-Fev:** Norges Bank comunica participação qualificada na EDP
- 13-Mar:** Capital Group comunica participação qualificada na EDP
- 26-Mar:** EDP encaixará €750 milhões pela securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- 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
- 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
- 7-Ago:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Escelsa em 26,54%
- 20-Ago:** EDPR executa transacção de rotação de activos nos EUA
- 11-Set:** EDP emite Obrigações no Montante de € 1.000 milhões com vencimento em Janeiro de 2022
- 30-Set:** EDPR executa transacção de rotação de activos em França
- 13-Out:** Norges Bank comunica redução da sua participação qualificada na EDP
- 15-Out:** ERSE anuncia proposta de tarifas para a energia eléctrica em 2015 e parâmetros para 2015-17
- 22-Out:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Bandeirante em 22,34%

EDP em Bolsa	YTD	52W	2013
		29-10-2014	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,337	3,337	2,670
Max	3,749	3,749	2,818
Min	2,620	2,606	2,215
Média	3,285	3,208	2,519

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	4.148	4.661	3.791
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	19	18	15
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.263	1.453	1.505
Volume Médio Diário (milhões de acções)	5,8	5,5	5,8

Dados Accções EDP	9M14	9M13	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	23,3	27,6	-15,9%

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