



# 2014 Resultados

## Conteúdo

---

<b>Destaques</b> .....	- 2 -
<b>Performance Financeira Consolidada</b>	
EBITDA .....	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA .....	- 4 -
Investimento Operacional e Financeiro .....	- 5 -
Cash Flow .....	- 6 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada .....	- 7 -
Dívida Líquida .....	- 8 -
<b>Áreas de Negócio</b>	
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 -
<b>Demonstrações de Resultados &amp; Anexos</b>	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio .....	- 25 -
Demonstração de Resultados por Trimestre .....	- 26 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção .....	- 27 -
Redes Reguladas: Volumes Distribuídos, Clientes Ligados e Rede .....	- 28 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade .....	- 29 -
Desempenho da EDP na Bolsa .....	- 30 -

Lisboa, 3 de Março de 2015

# Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>5.367</b>	<b>5.451</b>	<b>-2%</b>	<b>-84</b>
Fornecimentos e serviços externos	897	910	-1%	-13
Custos com pessoal, benef. aos empregados	555	632	-12%	-76
Outros custos operacionais (líquidos)	272	311	-12%	-39
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>1.725</b>	<b>1.853</b>	<b>-7%</b>	<b>-128</b>
<b>EBITDA</b>	<b>3.642</b>	<b>3.598</b>	<b>1%</b>	<b>+44</b>
Provisões	52	55	-4%	-2
Amortizações e imparidades exercício (2)	1.397	1.425	-2%	-28
<b>EBIT</b>	<b>2.193</b>	<b>2.118</b>	<b>4%</b>	<b>+75</b>
Resultados financeiros	(572)	(698)	18%	+126
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	15	(14)	-	+29
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>1.636</b>	<b>1.406</b>	<b>16%</b>	<b>+230</b>
IRC e Impostos diferidos	311	212	46%	+99
Contribuição extraord. sector energético	61	-	-	+61
Resultado líquido do período	1.264	1.194	6%	+70
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>1.040</b>	<b>1.005</b>	<b>4%</b>	<b>+35</b>
Interesses não controláveis	223	189	18%	+35

Dados-chave Operacionais	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.798	12.171	-3,1%	-373
Capacidade instalada (MW)	22.469	22.269	0,9%	+200

Dados-chave Financeiros (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
FFO	2.440	2.426	1%	+13
Investimento operacional	1.872	1.934	-3%	-62
Manutenção	623	656	-5%	-33
Expansão	1.249	1.277	-2%	-29
Investimento Líquidos (4)	1.794	2.234	-20%	-440

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Dez-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.681	8.446	3%	+236
Dívida líquida	17.042	17.083	0%	-41
Receb. futuros da actividade regulada	2.504	2.747	-9%	-243
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,7x	4,7x	-1%	-0,1x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	4,0x	4,0x	1%	0,1x

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

O EBITDA do Grupo EDP subiu 1% face a 2013, para €3.642M em 2014, penalizado pela seca severa no Brasil, alterações regulatórias na Pen. Ibérica e por um impacto cambial adverso (-€56M, maioritariamente decorrente da depreciação do BRL face ao EUR, em 8%). Adicionalmente, o EBITDA reflecte: (i) em 2013, mais valia na venda dos activos de transporte de gás em Espanha (+€56M); (ii) em 2014, o impacto líquido de processo de reestruturação na P. Ibérica (novo Acordo Colectivo de Trabalho em Portugal e programa de antecipação pré-reformas), o impacto da venda de 50% da participação em Jari e Cachoeira-Caldeirão à CTG (+€131M) e uma alteração do enquadramento legal que possibilitou o reconhecimento contabilístico dos activos regulatórios no Brasil (+€64M no 4T14). Excluindo estes efeitos, o EBITDA das **operações Ibéricas** (excluindo a EDPR) subiu 1% em 2014, face a 2013, suportado por: (i) produção hídrica mais alta resultando num custo médio de produção inferior; (ii) um acréscimo do volume de electricidade comercializado a clientes finais; e (iii) um apertado controlo de custos. A **EDP Brasil** (EDPB) foi afectada por custos de electricidade mais altos, resultantes da seca extrema (-€121M excluindo o impacto cambial, ou -R\$339M face a 2013) e por um impacto cambial adverso (-€55M). A **EDP Renováveis** (EDPR) registou: (i) -€75M de EBITDA em Espanha, face a 2013, decorrente da alteração quadro regulatório e de preços de mercado baixos; o qual foi parcialmente compensado pela contribuição de nova capacidade em operação.

Os **custos operacionais** do Grupo EDP ascenderam a €1.452M (6% abaixo de 2013). Excluindo o impacto de processo de reestruturação já mencionado, os custos operacionais recuaram 1% (-€18M), na medida em que a execução bem sucedida do programa de eficiência corporativa OPEX III, o corte de 3% no número de empregados e o impacto de depreciação do BRL face ao EUR. Os **outros custos operacionais líquidos** ascenderam a €272M em 2014, €39M abaixo de 2013, influenciados pelas mais valias obtidas na venda de imobiliário e de participações já descritas (€77M em 2013; €131M em 2014). Os impostos sobre a geração em Espanha e clawback em Portugal ascenderam a €137M em 2014.

O **EBIT** subiu 4% em 2014, para €2.193M, suportado pelo EBITDA e amortizações e imparidades mais baixas, reflexo da extensão da vida útil das nossas centrais CCGT e de algumas centrais a carvão no 4T13 e da depreciação do BRL face ao EUR. Os **resultados financeiros**, que melhoraram €126M (vs. 2013), para -€572M em 2014, traduzem um acréscimo em 30 p.b. no custo médio da dívida, para 4,7% em 2014, e uma redução de €0,4MM na dívida líquida média. Os **resultados em empresas associadas** subiram €29M, para €15M em 2014, impulsionadas pelo arranque de Jari no 2S14 (+€13M) e por Pecém I (+€12M face a 2013). Os **impostos** ascenderam a €311M em 2014, com uma taxa efectiva de 19% em 2014. Adicionalmente, e de acordo com o definido no Orçamento de Estado de Portugal para 2014, a EDP contribuiu com €61M para a contribuição extraordinária a aplicar ao sector energético em Portugal. Os **interesses não controláveis** subiram 18%, para €223M em 2014, em linha com o aumento de resultado líquido da EDP Brasil e do acréscimo de interesses não controláveis ao nível da EDPR. O **resultado líquido da EDP** fixou-se nos €1.040M em 2014, 4% acima de 2013.

A dívida líquida caiu de €17,1MM a Dez-13, para €17,0MM, com um impacto cambial de +€0,4MM decorrente da apreciação do USD face ao EUR em 14%. Adicionalmente, a evolução da dívida líquida reflecte: (i) redução em €1,8MM por via de geração de fluxo de caixa operacionais (FFO), líquido de investimento em manutenção; (ii) redução em €0,2MM por via de activos regulatórios, incluindo €1,5MM securitizado na P. Ibérica (€1,3MM dos quais em Portugal) e o reconhecimento de recebíveis no Brasil devido a alterações regulatórias; (iii) €0,7MM de aumento por via de dividendos pagos em dinheiro (referentes a 2013); (iv) €0,7MM resultante de investimento em expansão (nova capacidade hídrica e eólica), líquido de investimento em fundo de maneo com fornecedores de imobilizado, de desinvestimentos líquidos e recebimentos líquidos de parceiros institucionais. A posição de liquidez financeira (caixa e linhas de crédito disponíveis) do Grupo EDP a Dez-14 ascende a €6,1MM, cobrindo as necessidades de refinanciamento da EDP até ao final de 2016.

O Conselho de Administração Executivo irá propor na Assembleia Geral de Accionistas a distribuição de um dividendo relativo ao exercício de 2014 no valor de €0,185 por acção.

(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) Invest. Líquidos definidos na nota (5) da página 5 deste documento.

# Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14	4T14 YoY		4T14 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	671	717	-6%	-46	194	174	170	179	176	180	156	159	-11%	-20	2%	3
Actividades Liberalizadas	416	333	25%	+83	111	114	38	70	192	123	52	49	-30%	-21	-7%	-4
Redes Reguladas P. Ibérica	1.042	1.023	2%	+19	290	232	250	251	245	314	257	226	-10%	-25	-12%	-32
Eólico e Solar	903	921	-2%	-17	317	226	143	235	289	218	141	255	9%	21	81%	114
Brasil	619	601	3%	+18	177	134	217	73	127	139	108	245	236%	172	127%	137
Outros	(9)	4	-	-13	(3)	6	10	(9)	2	(2)	(2)	(7)	23%	2	-337%	-6
<b>Consolidado</b>	<b>3.642</b>	<b>3.598</b>	<b>1,2%</b>	<b>+44</b>	<b>1.086</b>	<b>887</b>	<b>827</b>	<b>798</b>	<b>1.030</b>	<b>972</b>	<b>713</b>	<b>927</b>	<b>16%</b>	<b>129</b>	<b>30%</b>	<b>214</b>

O EBITDA consolidado subiu 1% (+€44M), para €3.642M em 2014, penalizado pelo impacto cambial desfavorável (-€56M ou -2% do EBITDA total), pelo impacto na geração da seca extrema no Brasil e pelo impacto regulatório adverso na P. Ibérica. Note-se que o EBITDA inclui: (i) em 2014, +€81M de impacto líquido de reestruturação ao nível laboral (impacto de novo Acordo Colectivo de Trabalho, líquido de custos com programa de antecipação de pré-reformas), +€131M resultante da venda de 50% da participação no capital social de Jari e Cachoeira-Caldeirão à CTG e +€64M decorrentes da alteração do enquadramento legal que permitiu o reconhecimento contabilístico dos activos regulatórios no Brasil (4T14); e (ii) em 2013, a mais valia obtida na venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M).

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 no 2T14, 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. Paralelamente, a EDP lançou um programa de pré-reformas, que resultou num custo de €48M, registado no 4T14: €30M nas Redes Reguladas, €11M na Produção Contratada de LP, €3M nas Actividades Liberalizadas e €5M ao nível da Holding.

**PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (18% do EBITDA)** - O EBITDA caiu 6% (-€46M), para €671M em 2014, influenciado pela transferência de 3 centrais hídricas para o mercado liberalizado, após o fim dos respectivos PPA's (margem bruta em 2013: €60M), e pela interrupção da produção em várias centrais em regime especial, decorrente de alterações regulatórias.

**ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (11% do EBITDA)** - O EBITDA subiu 25% (+€83M vs. 2013), para €416M em 2014, suportado por: (i) maior contribuição da produção hídrica (42% no mix de geração de 2014 vs. 32% em 2013), beneficiando da transferência de 804MW do portfólio de Produção Contratada LP; (ii) melhoria de volume no negócio de comercialização de electricidade; (iii) resultados mais positivos no mercado grossista decorrentes de uma gestão adequada da volatilidade nos mercados energéticos, e (iv) margem bruta de +€27M face a 2013, resultante da comercialização de gás, concentrada no 1S14.

**REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (28% do EBITDA)** - O EBITDA cresceu 2%, para €1.042M em 2014 (+€19M vs. 2013). Excluindo o impacto da venda de activos de transmissão de gás em Espanha no 1T13 (+€56M), do programa de antecipação de pré-reformas em Portugal (-€30M no 4T14), do novo ACT (+€87M no 2T14) e da recuperação de taxas de ocupação de subsolo no gás em Portugal (+€8M), o EBITDA subiu 1% vs. 2013 (+€9M), para €976M em 2014, suportado por um rigoroso controlo de custos focado na eficiência do OPEX. A margem bruta desceu 1% (-€22M vs. 2013), 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 'Deflador do PIB - Factor X'; (ii) em Espanha, o impacto negativo das alterações regulatórias na distribuição de gás.

**ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (25% do EBITDA)** - O EBITDA da EDPR caiu 2% (-€17M), para €903M em 2014 explicado por: (i) -€75M em Espanha, penalizado pelo novo quadro remuneratório e por um preço de mercado inferior no período; (ii) +€30M na América do Norte fruto de expansão de portfólio, maior peso de capacidade com CAE contratado e de um preço médio de venda mais elevado; (iii) +€17M de ajustamento ao preço de venda à CTG de 49% do capital no nosso negócio eólico em Portugal; (iv) aumento da capacidade média em operação, nomeadamente na Polónia e Roménia. O impacto cambial no EBITDA foi apenas de -€2M.

**BRASIL (17% do EBITDA)** - A contribuição da EDPB para o grupo EDP subiu 3% (+€18M), para €619M em 2014, penalizado pelo impacto cambial (-€55M). Em moeda local, o EBITDA da EDP cresceu 12% (+R\$210M) para R\$1.933M em 2014, incluindo: (i) +R\$157M (ou +€50M) resultante da alteração do enquadramento regulatório que possibilitou o reconhecimento contabilístico dos recebimentos futuros da actividade regulada (subida de R\$42M em 2013 para R\$199M em 2014); (ii) +R\$408M (ou +€131M) não recorrente pela venda de 50% em Jari e Cachoeira Caldeirão à CTG; e (iii) em 2013, +R\$67M de ganho não recorrente obtido na nossa actividade de distribuição. Excluindo estes impactos, o EBITDA ajustado recuou 18%, para R\$1.326M em 2014, penalizado pelo baixo GSF (91% em 2014) e pelo preço médio de mercado anormalmente elevado (PLD médio: R\$697/MWh), que resultou num impacto -R\$339M vs. 2013 (ou €121M antes de impacto cambial).

# Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.					4T14 QoQ	
					1T14	2T14	3T14	4T14	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>3.642</b>	<b>3.598</b>	<b>1%</b>	<b>44</b>	<b>1.030</b>	<b>972</b>	<b>713</b>	<b>927</b>	<b>30%</b>	<b>214</b>
Provisões	52	55	-4%	-2	7	11	4	31	751%	27
Amortizações e imparidades exercício	1.397	1.425	-2%	-28	324	357	334	383	15%	49
<b>EBIT</b>	<b>2.193</b>	<b>2.118</b>	<b>4%</b>	<b>75</b>	<b>699</b>	<b>604</b>	<b>376</b>	<b>513</b>	<b>37%</b>	<b>138</b>
Juros financeiros líquidos	(883)	(802)	-10%	-81	(216)	(217)	(222)	(228)	-3%	-6
Custos financeiros capitalizados	169	129	31%	40	41	42	41	44	9%	3
Diferenças de câmbio e derivados	(52)	(15)	-257%	-38	19	15	(26)	(60)	-135%	-35
Rendimentos de participações de capital	5	6	-6%	-0	0	4	1	0	-	-1
Unwinding c/ pensab. com pensões e actos médicos	(64)	(71)	11%	7	(17)	(18)	(15)	(14)	7%	1
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	118	(0)	-	118	-	-	-	118	-	118
Outros ganhos e perdas financeiros	135	55	145%	80	27	76	12	21	76%	9
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(572)</b>	<b>(698)</b>	<b>18%</b>	<b>126</b>	<b>(147)</b>	<b>(98)</b>	<b>(208)</b>	<b>(118)</b>	<b>43%</b>	<b>90</b>
<b>Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas</b>	<b>15</b>	<b>(14)</b>	<b>-</b>	<b>29</b>	<b>12</b>	<b>(4)</b>	<b>17</b>	<b>(10)</b>	<b>-</b>	<b>-26</b>
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>1.636</b>	<b>1.406</b>	<b>16%</b>	<b>230</b>	<b>564</b>	<b>502</b>	<b>184</b>	<b>385</b>	<b>109%</b>	<b>201</b>
<b>IRC e Impostos Diferidos</b>	<b>311</b>	<b>212</b>	<b>46%</b>	<b>99</b>	<b>186</b>	<b>57</b>	<b>33</b>	<b>35</b>	<b>7%</b>	<b>2</b>
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>19%</i>	<i>15%</i>	<i>-</i>	<i>3,9 pp</i>	<i>33%</i>	<i>11%</i>	<i>18%</i>	<i>9%</i>	<i>-49%</i>	<i>-0,1 pp</i>
<b>Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico</b>	<b>61</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>61</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>-6%</b>	<b>-1</b>
EDP Renováveis	77	64	21%	13	39	18	(5)	25	-	30
Energias do Brasil	141	117	20%	24	27	34	25	55	117%	30
Outros	5	7	-29%	-2	2	1	2	(0)	-	-3
<b>Interesses Minoritários</b>	<b>223</b>	<b>189</b>	<b>18%</b>	<b>35</b>	<b>68</b>	<b>53</b>	<b>23</b>	<b>80</b>	<b>249%</b>	<b>57</b>
<b>Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP</b>	<b>1.040</b>	<b>1.005</b>	<b>4%</b>	<b>35</b>	<b>296</b>	<b>377</b>	<b>113</b>	<b>254</b>	<b>125%</b>	<b>141</b>

As **amortizações e imparidades** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) diminuiram 2% para €1.397M em 2014, reflectindo sobretudo: i) a extensão da vida útil desde Oct-13 das nossas centrais CCGT (de 25 para 35 anos), bem como de algumas das nossas centrais a carvão em Espanha; ii) imparidades em algumas das nossas centrais em regime especial em Espanha, registadas no 2S13 no montante de €31M; iii) imparidade registada num projecto hídrico em Portugal (Alvito) no 2T14 no montante de €27M; iv) maiores perdas por imparidade na EDPR (€27M em 2014 vs. €12M em 2013 relacionados com projectos em construção; v) amortização acelerada não recorrente em alguns activos de distribuição no Brasil em 2013 (€21M) e vi) impacto cambial por desvalorização do EUR/BRL (-€10M).

Os **custos financeiros líquidos** caíram 18% (vs. 2013) para €572M em 2014. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** subiram 10%, reflectindo uma subida do custo médio da dívida, de 4,4% em 2013 para 4,7% em 2014 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 €0,4MM na dívida líquida média. As **diferenças de câmbio e derivados**, -€52M em 2014 (-€60M no 4T14), referem-se essencialmente a resultados com coberturas nos mercados cambiais, energéticos e de “commodities”. Os **custos financeiros capitalizados** alcançaram os €169M em 2014, +€40M vs. 2013, resultado de uma maior dimensão de trabalhos em curso, nomeadamente em projectos hídricos em Portugal. Os **ganhos de capital** totalizaram €118M em 2014 relativos à venda de 50% da EDP Ásia à CTG. Os **outros ganhos e perdas financeiros**, €135M em 2014, incluem um ganho de €78M com as transacções de venda do défice tarifário (vs. €50M em 2013).

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram €15M em 2014 com as maiores contribuições a resultarem da: i) participação da EDPR com 40% no capital da ENEOP Portugal (€13M em 2014 vs. €13,3M em 2013); ii) participação de 21% na CEM em Macau (€14M em 2014 vs. €13M em 2013); iii) a contribuição da nossa participação de 50% no capital de Pecém I aumentou €12M no período para -€38M mas foi impactada negativamente no 4Q14 (-€57M vs. 3T14) pelo reconhecimento de uma provisão por conta da expectativa de penalidades por indisponibilidade para os próximos 60 meses e iv) €10M relativos ao purchase price allocation num parque eólico no México. De realçar o arranque da central hídrica de Jari durante 2S14 que permitiu uma contribuição da nossa participação de 50% capital de €13M.

O **imposto sobre o rendimento** totalizou €311M em 2014, materializando numa taxa de imposto efectiva de 19% em 2014. No 4T14, a taxa de imposto efectiva foi de 9% devido à aprovação de uma queda na taxa de imposto sobre as sociedades, tanto em Portugal e Espanha, em 2015 (de 31,5% em 2014 para 29,5% em 2015 em Portugal e de 30% em 2014 para 28% em 2015 e 25% em 2016 em Espanha) o que teve um impacto ao nível dos impostos diferidos (€67M). Além disso, e de acordo com o que havia sido definido no Orçamento de Estado de Portugal, em 2014, a EDP contribuiu com €61M para a contribuição especial que está sendo aplicado ao sector da energia. De acordo com o Orçamento de Estado de 2015, em Portugal, a contribuição extraordinária do sector da energia continuará em vigor em 2015.

Os **interesses não controláveis** aumentaram 18% para €223M em 2014, devido ao aumento do resultado líquido da EDPB e à venda por parte da EDPR de participações minoritárias em parques eólicos. O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** aumentou 4% para €1.040M em 2014.

# Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14
Prod. contratada (P. Ibérica)	36	49	-27%	-13	11	8	12	17	3	7	10	16
Liberalizado (P. Ibérica)	559	537	4%	+21	139	126	145	128	124	171	115	148
Redes reguladas (P. Ibérica)	382	387	-1%	-6	72	89	85	141	70	89	87	136
Eólico & Solar	710	536	32%	+174	(53)	65	131	394	44	69	165	432
Brasil (1)	119	382	-69%	-263	53	75	141	113	26	28	39	26
Outros	67	42	58%	+25	7	10	11	15	11	17	15	24
<b>Grupo EDP</b>	<b>1.872</b>	<b>1.934</b>	<b>-3%</b>	<b>-62</b>	<b>228</b>	<b>373</b>	<b>525</b>	<b>808</b>	<b>278</b>	<b>381</b>	<b>431</b>	<b>782</b>
<b>Expansão</b>	<b>1.249</b>	<b>1.277</b>	<b>-2%</b>	<b>-29</b>	<b>112</b>	<b>223</b>	<b>368</b>	<b>574</b>	<b>162</b>	<b>225</b>	<b>269</b>	<b>593</b>
<b>Manutenção</b>	<b>623</b>	<b>656</b>	<b>-5%</b>	<b>-33</b>	<b>116</b>	<b>150</b>	<b>157</b>	<b>234</b>	<b>116</b>	<b>157</b>	<b>162</b>	<b>189</b>



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 2014	Invest. Acumulado (2)
Hídricas Portugal	1.480	495	1.749
Eólico e Solar (3)	443	69	115
<b>Total</b>	<b>1.922</b>	<b>564</b>	<b>1.864</b>

O investimento operacional consolidado totalizou €1.872M em 2014. Excluindo o “cash-grant” recebido pela EDPR em Jan-13 (€91M), relativo a um parque eólico nos EUA instalado no 4T12, o investimento operacional diminuiu 8% (-€153M). O investimento de manutenção caiu 5% (-€33M), para €623M em 2014. O investimento de expansão totalizou €1.249M em 2014, maioritariamente afecto a nova capacidade hídrica e eólica.

O investimento em capacidade hídrica em construção em Portugal totalizou €495M em 2014, compreendendo 3 novas centrais e 2 repotenciações: 254MW com data prevista de arranque no 1S15, 963MW com arranque previsto no 2S15 e 263MW no 2S16. O investimento em nova capacidade eólica e solar (EDPR) somou €710M, essencialmente alocado à nova capacidade instalada em 2014 (+393MW, em grande parte no 4T14) e a 443MW de capacidade em construção, na sua maioria localizada nos EUA (299MW). No Brasil, o investimento ascendeu a €119M em 2014, maioritariamente destinado a manutenção na actividade da distribuição. No geral, e excluindo os novos projectos hídricos no Brasil, a EDP investiu €1,9MM em 1,9GW de nova capacidade em construção. Note-se que toda nova capacidade em construção no Brasil corresponde a projectos consolidados pelo método de equivalência patrimonial: Jari (373MW), integralmente comissionada em 2014; Cachoeira-Caldeirão (219MW), com arranque previsto em Jan-17; S. Manoel (700MW) com arranque previsto em Mai-18.

Principais Investimentos Líquidos (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimentos</b>	<b>137</b>	<b>300</b>	<b>-54%</b>	<b>-163</b>
Perímetro consolidação EDPR	20	48	-58%	-28
Perímetro consolidação EDPB (4)	60	37	61%	+23
Activos de gás (Espanha)	-	96	-	-96
Outros	57	119	-52%	-62
<b>Desinvestimentos</b>	<b>338</b>	<b>550</b>	<b>-39%</b>	<b>-212</b>
Perímetro consolidação EDPR	1	3	-59%	-2
EDP Brasil (Jari e C Caldeirão)	134	-	-	+134
Activos de gás (Espanha)	-	245	-	-245
Activos eólicos	109	292	-63%	-183
Outros	94	11	795%	+84
<b>Total</b>	<b>(201)</b>	<b>(250)</b>	<b>20%</b>	<b>+49</b>

Os desinvestimentos financeiros líquidos ascenderam a €201M em 2014. Os desinvestimentos financeiros incluem: (i) +€134M relativos à conclusão da venda ao grupo CTG de 50% em Jari e Cachoeira Caldeirão; (ii) +€94M da venda de 50% do capital da EDP Asia, detentora de 21,2% na CEM; (iii) +€109M fruto da venda por parte da EDPR, de participações de 49% em portfolios de capacidade eólica localizado em França e no Canadá (incluindo suprimentos, o encaixe ascendeu a €215M). Os investimentos financeiros compreendem essencialmente o exercício de direito de subscrição do aumento de capital do Millennium BCP (+€45M), taxas de sucesso relacionadas com o desenvolvimento da nossa actividade eólica e contributo de capital da EDPB para o projecto hídrico de Cachoeira-Caldeirão.

Em suma, o investimento líquido em 2014 totalizou €1,8MM (vs. €2,2MM em 2013), incluindo investimento operacional no montante de €1.872M, investimentos financeiros no valor de €137M e um total de €215M encaixado com transacções de rotação de activos ao nível da EDPR. Apesar da EDPR ter acordado a venda por USD343M de 49% de participação num portfólio nos EUA (1,1GW de capacidade), a respectiva conclusão e encaixe apenas deverão ocorrer no 1T15.

No âmbito da parceria estratégica com a CTG, importa enumerar as transacções ocorridas em 2014: (i) conclusão da venda pela EDPB de 33,33% de participação na central hídrica São Manoel (Nov-14); (ii) conclusão da venda de 50% dos projectos Jari e Cachoeira-Caldeirão (Jun-14); (iii) conclusão da venda pela EDPR de posição de 49% nos activos eólicos no Brasil, por R\$365M (incluindo R\$100,8M de contribuições de capital esperadas no futuro) – acordada em Dez-14 e com conclusão esperada no 1S15. Adicionalmente, importa recordar que em Dez-13, a CWEI assinou um MoU com a EDPR para a venda de uma participação de 49% nos 40% detidos pela EDPR no consórcio ENEOP – espera-se que esta transacção seja concluída em 2015.

Investimento Líquido (€m) (5)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Total</b>	<b>1.794</b>	<b>2.234</b>	<b>-20%</b>	<b>-440</b>

(1) Excluindo Pecém I (equiv. patrimonial); (2) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (3) Investimento acumulado inclui capacidade em construção & desenvolvimento; (4) Incluindo Pecém I, Jari & C. Caldeirão (equiv. patrimonial); (5) Capex Líquido de Subsídios + Investimentos Financeiros - Encaixe proveniente de rotação de activos na EDPR

# Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	2014	2013 (1)	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>3.642</b>	<b>3.617</b>	<b>1%</b>	<b>+25</b>
Imposto corrente	(115)	(264)	57%	+149
Juros financeiros líquidos	(883)	(840)	-5%	-44
Resultados de associadas e dividendos	20	40	-49%	-19
Outros ajustamentos	(225)	(127)	-78%	-98
<b>FFO</b>	<b>2.440</b>	<b>2.426</b>	<b>1%</b>	<b>+13</b>
Juros financeiros líquidos	883	840	5%	+44
Resultados e dividendos de associadas	(20)	(40)	49%	+19
Investimento em fundo de maneo	(54)	294	-	-348
Recebimentos futuros da actividade regulada	182	(65)	-	+247
Outros	(236)	359	-	-595
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>3.249</b>	<b>3.520</b>	<b>-8%</b>	<b>-271</b>
Investimento operacional de expansão	(1.249)	(1.322)	6%	+73
Investimento operacional em melhorias	(623)	(656)	5%	+33
Var. fundo de maneo de fornec. de imobilizado	171	(201)	-	+371
<b>Cash Flow Operacional Líquido</b>	<b>1.548</b>	<b>1.341</b>	<b>-</b>	<b>+207</b>
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	201	287	-	-86
Juros financeiros líquidos pagos	(719)	(708)	-2%	-11
Dividendos recebidos	38	21	87%	+18
Dividendos pagos	(796)	(830)	4%	+34
Receb./.(pagamentos) parceiros institucionais EUA	148	(36)	-	+183
Variações cambiais	(403)	388	-	-792
Outras variações não operacionais	23	318	-93%	-294
<b>Redução/(Aumento) da Dívida Líquida</b>	<b>41</b>	<b>782</b>	<b>-95%</b>	<b>-741</b>

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Actividades Operacionais</b>				
Recebimentos de clientes	14.803	14.264	4%	+539
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	1.557	1.560	0%	-3
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(12.230)	(11.412)	-7%	-818
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(654)	(694)	6%	+40
<b>Fluxo gerado pelas operações</b>	<b>3.476</b>	<b>3.718</b>	<b>-7%</b>	<b>-242</b>
Receb./.(pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(227)	(258)	12%	+31
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>3.249</b>	<b>3.460</b>	<b>-6%</b>	<b>-211</b>
<b>Fluxo das Actividades de Investimento</b>	<b>(1.449)</b>	<b>(2.316)</b>	<b>37%</b>	<b>+867</b>
<b>Fluxo das Actividades de Financiamento</b>	<b>(1.378)</b>	<b>(652)</b>	<b>-111%</b>	<b>-726</b>
<b>Varição de caixa e seus equivalentes</b>	<b>422</b>	<b>492</b>	<b>-14%</b>	<b>-70</b>
Efeito das diferenças de câmbio	35	(30)	-	+66

O FFO permaneceu relativamente estável nos €2,4MM em 2014, incluindo: i) um aumento de €44M dos juros financeiros líquidos, traduzindo um aumento do custo médio da dívida (4,7% em 2014); e ii) uma redução de €149M do imposto corrente, suportada por menores resultados no Brasil e na actividade eólica em Espanha. Sublinhe-se que a rubrica de 'outros ajustamentos' inclui, em 2014, um impacto negativo de €129M relacionado com o novo Acordo Colectivo de Trabalho estabelecido em Portugal, compensado ao nível do EBITDA.

O fluxo das actividades operacionais caiu 8% no período (-€271M) para €3,249M em 2014. Os recebimentos futuros da actividade regulada diminuíram €182M vs. Dez-13, reflectindo: i) um encaixe líquido de €107M proveniente das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo o recebimento de €1,262M relativo às operações de securitização realizadas em 2014; ii) uma redução de €262M das nossas actividades em Espanha, reflexo do recebimento de €202M mediante uma operação de securitização bem como de alguns ajustamentos ao défice tarifário de 2013; e iii) o reconhecimento contabilístico, pela primeira vez, de €187M de activos regulados a receber no futuro provenientes das nossas actividades de distribuição no Brasil. Os outros investimentos em fundo de maneo, que totalizaram -€236M em 2014, incluem um ganho não-recorrente de €131M com a venda de participações de 50% em Jari/Cachoeira Caldeirão e o pagamento de €61m relativos à contribuição extraordinária do sector energético. De recordar que os 'outros investimentos em fundo de maneo' em 2013 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 €1,2MM em 2014, 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) ascenderam a €201M em 2014, reflectindo essencialmente as referidas vendas de: i) participações de 50% em Jari/Cachoeira Caldeirão; ii) uma participação de 50% na EDP Asia; e iii) participações de 49% em portfolios de capacidade eólica em França e no Canadá.

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 €796M de dividendos pagos em 2014 inclui também os montantes pagos aos interesses não controláveis, essencialmente ao nível da EDP Brasil (€80m) e da EDP Renováveis (€41m).

Os recebimentos de parceiros institucionais nos EUA totalizaram €148M em 2014 reflectindo as 3 novas estruturas de tax equity acordadas em 2014 (€217m recebidos), cujo impacto foi parcialmente compensado por €71m de benefícios distribuídos aos parceiros institucionais (vs. €36M em 2013)

O impacto negativo de €403M na dívida líquida relativo a variações cambiais reflecte essencialmente a apreciação do Dólar americano (+14%) face ao Euro entre Dez-13 e Dez-14. Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €41M vs. Dez-13 para €17,0MM a Dez-14.

Em perspectiva, o grupo EDP acordou várias transacções com conclusão esperada no ano 2015: i) parte da estratégia de rotação de activos da EDPR, a venda à Fiera Axiom de 49% de um portfolio de 1.1GW de activos eólicos localizados nos EUA (USD343M); ii) a venda de alguns activos de gás em Múrcia e outras regiões em Espanha à Redexis (€236M); iii) no âmbito da parceria estratégica com a CTG, a venda de 49% dos nossos parques eólicos no Brasil (R\$365M, incluindo R\$101m de contribuições de capital futuras estimadas) e a execução do Memorandum de Entendimento relativo à venda de 49% da participação de 40% detida pela EDPR nos activos da ENEOP; e v) a aquisição dos 50% detidos pela Eneva na central a carvão de Pecém I (R\$300M "equity payment").

(1) O Cash Flow pelo Método Indirecto não está reexpresso para reflectir a adopção das IFRS10 / IFRS11

# Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Dez. vs. Dez.		
	Dez-14	Dez-13	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.523	19.454	1.069
Activos intangíveis	5.813	6.018	-205
Goodwill	3.321	3.253	68
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	1.272	1.578	-305
Impostos, correntes e diferidos	590	754	-163
Inventários	266	265	2
Clientes, líquido	2.120	2.281	-161
Outros activos, líquido	5.923	5.868	56
Depósitos colaterais	429	439	-10
Caixa e equivalentes de caixa	2.614	2.157	457
<b>Total do Activo</b>	<b>42.873</b>	<b>42.066</b>	<b>807</b>
Capital Próprio (€ M)	Dez-14	Dez-13	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.681	8.446	236
Interesses não controláveis	3.288	3.082	206
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>11.969</b>	<b>11.528</b>	<b>441</b>
Passivo (€ M)	Dez-14	Dez-13	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	20.298	19.759	539
Médio e longo prazo	16.401	15.601	800
Curto prazo	3.897	4.158	-261
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.880	1.935	-54
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.802	1.508	293
Provisões	486	382	104
Impostos, correntes e diferidos	1.221	1.333	-113
Outros passivos, líquido	5.217	5.621	-404
<b>Total do Passivo</b>	<b>30.904</b>	<b>30.538</b>	<b>366</b>
<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>42.873</b>	<b>42.066</b>	<b>807</b>
Benefícios aos Empregados (€ M) (1)	Dez-14	Dez-13	Δ Abs.
Pensões (2)	930	960	-30
Actos médicos e outros	950	974	-24
<b>Benefícios aos Empregados</b>	<b>1.880</b>	<b>1.935</b>	<b>-54</b>
Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Dez-14	Dez-13	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.802	1.508	293
(-) Proveitos diferidos	735	672	63
<b>Passivo com Investidores Institucionais</b>	<b>1.067</b>	<b>836</b>	<b>230</b>
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Dez-14	Dez-13	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	2.203	2.045	158
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	112	377	-265
Espanha	2	264	-262
Brasil (4)	187	61	126
<b>Receb. Futuros da Actividade Regulada</b>	<b>2.504</b>	<b>2.747</b>	<b>-243</b>

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €0,9MM vs. Dez-13, para €26,3MM a Dez-14, reflectindo essencialmente: i) +€1,9MM de investimento operacional; ii) -€1,4MM de amortizações; iii) +€0,7MM devidos à apreciação do do USD (+14%) face ao EUR; e iv) um impacto líquido de -€0,1MM ligado às compras, consumos e entregas de licenças de CO2 no período. A Dez-14, existiam €4,0MM 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.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** caíram €0,3MM vs. Dez-13, para €1,3MM a Dez-14, reflectindo: i) a conclusão, em Jun-14, da venda de participações de 50% em Jari e Cachoeira Caldeirão no Brasil, e a subsequente consolidação pelo método de equivalência patrimonial dos restantes 50%; ii) a transferência para 'activos detidos para venda' de activos de gás em Múrcia e noutras regiões espanholas, no seguimento do acordo de venda alcançado com a Redexis em Dez-14; iii) a venda de 50% da EDP Ásia; e iv) 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%), EDP Ásia (50%), empresa detentora de 21% na CEM, ENEOP (40%), REN (3,5%) e BCP (2,0%).

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, diminuíram €0,1MM vs. Dez-13, reflexo de uma redução do montante de imposto sobre o valor acrescentado (IVA) a receber bem como de menores impostos diferidos activos (líquidos de passivos) devido à redução futura da taxa de imposto sobre o rendimento colectivo tanto em Espanha como em Portugal. O montante em **clientes e outros activos (líquidos)** diminuiu €0,1MM vs. Dez-13 para €8,0MM a Dez-14, traduzindo: i) uma redução de €0,1MM do valor bruto de recebimentos futuros da actividade regulada em Portugal, reflexo das operações de securitização realizadas em 2014, cujo impacto foi parcialmente compensado pelos montantes gerados no período; ii) uma redução de €0,3MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Espanha, suportada pela operação de securitização realizada em 2014; e iii) alteração legal que permitiu o reconhecimento contabilístico, pela primeira vez, de €0,2MM de recebimentos futuros da actividade regulada no Brasil.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** caiu €0,2MM vs. Dez-13, para €2,5MM a Dez-14, reflexo: i) de uma redução de €107M do montante originado em Portugal; ii) de uma redução de €262M do montante proveniente de Espanha; e iii) de um aumento de €126M do montante procedente do Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram €0,2MM para €8,7MM a Dez-14, reflectindo essencialmente os €1.040M de resultado líquido gerado no período, que foi parcialmente compensado pelo pagamento de um dividendo anual no montante de €672M. Adicionalmente uma perda actuarial de €132M foi reconhecida ao nível das reservas patrimoniais, traduzindo a actualização dos pressupostos actuariais (nomeadamente, a redução na taxa de desconto). Os interesses não controláveis aumentaram €0,2MM para €3,3MM a Dez-14, devido à venda por parte da EDPR de participações minoritárias em parques eólicos e a um USD mais forte.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €54M vs. Dez-13 para €1,880M a Dez-14, reflectindo: i) uma perda actuarial de €142M relacionada com a actualização dos pressupostos actuariais; ii) um impacto negativo de €48M relativo ao mencionado programa de reformas antecipadas; iii) um impacto positivo de €129M relativo ao novo Acordo Colectivo de Trabalho em Portugal; e iv) o pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos em 2014. O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, aumentou €230M vs. Dez-13, para €1,067M a Dez-14, reflectindo a apreciação do USD, o recebimento dos benefícios fiscais por parte dos parceiros institucionais e o estabelecimento de novas estruturas de financiamento 'tax equity' no período. 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.

O montante de **outros passivos (líquidos)** diminuiu €0,4MM vs. Dez-13 para €5,2MM a Dez-14, devido a uma redução da rubrica de 'passivos detidos para venda' com a conclusão da mencionada venda de participações de 50% em Jari e Cachoeira Caldeirão.

(1) Bruto de impostos; (2) Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPP (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) Em 2013, os recebimentos futuros da actividade regulada no Brasil não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo.

# Dívida Financeira Líquida Consolidada



## Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)

	Dez-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	17.676	17.451	1%	225
EDP Produção & Outros	178	149	20%	29
EDP Renováveis	928	842	10%	86
EDP Brasil	988	949	4%	39

## Dívida Financeira Nominal

	Dez-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
Juros da dívida a liquidar	371	359	3%	13
"Fair Value"(cobertura dívida)	157	9	-	148
Derivados associados com dívida (2)	(202)	(76)	-167%	-126
Depósitos colaterais associados com dívida	(429)	(439)	2%	10

## Dívida Financeira

	Dez-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>2.614</b>	<b>2.157</b>	<b>21%</b>	<b>457</b>
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.989	1.618	23%	371
EDP Renováveis	369	255	44%	113
EDP Brasil	257	284	-9%	-27
<b>Activos financ. ao justo valor atrav. resultados</b>	<b>11</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>6</b>

## Dívida Líquida do Grupo EDP

	Dez-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
	<b>17.042</b>	<b>17.083</b>	<b>0%</b>	<b>-41</b>

## Linhas de Crédito em Dez-14 (€M)

	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	Jun-19
Linha Crédito "Revolving"	100	1	100	Dez-16
Linhas Crédito Domésticas	199	9	199	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	Out-16
<b>Total Credit Lines</b>	<b>3.549</b>		<b>3.549</b>	

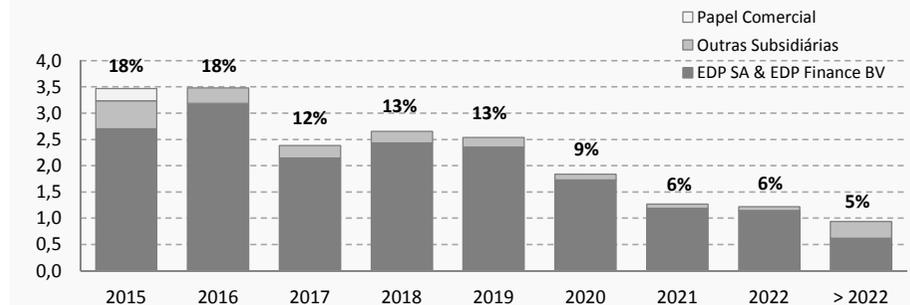
## Ratings da Dívida

	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Positive/B	Baa3/Stable/NP	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	30-01-2015	13-02-2015	19-01-2015

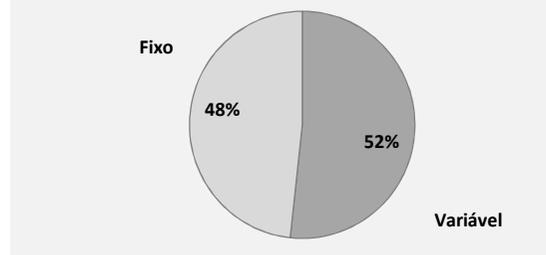
## Rácios de Dívida

	Dez-14	Dez-13
Dívida Líquida / EBITDA	4,7x	4,7x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,0x	4,0x

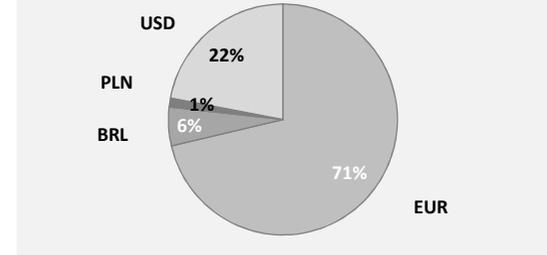
## Maturidade da Dívida a Dez-14 (€ M) (1)



## Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Dez-14 (1)



## Dívida por Tipo de moeda - Dez-14 (1)



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da 'holding' (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), através dos mercados de dívida e de empréstimos bancários. A manutenção do acesso a fontes diversificadas de financiamento e assegurar as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência são princípios que continuam a fazer parte da estratégia de financiamento da empresa. No que se refere à notação de rating da empresa, em Jan-15, a Fitch manteve o rating da EDP em "BBB-", mantendo também o outlook em 'estável', e a S&P afirmou o rating da EDP em "BB+" e reviu o outlook de 'estável' para 'positivo', reflectindo a expectativa de que o perfil de risco financeiro da EDP irá melhorar significativamente nos próximos 2 anos. Mais recentemente, em Fev-15, a Moody's subiu a notação de rating da EDP para "Baa3" ('investment grade') com outlook 'estável'. Esta melhoria do rating da EDP baseou-se no progresso na execução da estratégia de desalavancagem financeira do grupo no contexto de uma melhoria lenta da economia Portuguesa.

No que se refere às **principais operações de reembolso e refinanciamento**, em Jan-14, a EDP emitiu USD750M em obrigações com vencimento em Jan-21 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 financiamentos bilaterais em US Dólares (maturidades de 5 anos) para o pagamento antecipado de USD750M de um empréstimo no total de USD1MM com vencimento em Out-15; os restantes USD250M foram reembolsados antecipadamente em Jan-15. Em Set-14, a EDP emitiu €1MM ao abrigo de um programa de obrigações em Euros com vencimento em Jan-22 e um cupão de 2,625%. Em Nov-14, a EDP emitiu USD750M em obrigações com vencimento em Jan-20 e um cupão de 4,125%. Em Dez-14, a EDP reembolsou na maturidade um empréstimo obrigacionista de €200M que tinha sido emitido no mercado a retalho e que pagava um cupão de 6%.

A Dez-14, a **maturidade média da dívida** era de 4,0 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais alcançou os 67%. As necessidades de refinanciamento em 2015 ascendem a €2,7MM, incluindo: i) €1,75MM de empréstimos obrigacionistas com vencimento no 1S15; e ii) €1MM relativos a empréstimos bancários com vencimento ao longo do ano. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €6,1MM a Dez-14. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até ao final de 2016.

A Fev-15, a EDP assinou um contrato de financiamento de €2.000M a 5 anos com um grupo de 16 bancos internacionais. O mesmo vai ser usado para pagamento antecipado de um empréstimo de €1.600M assinado em Jan-13 com maturidade em Jan-17 (50%) e Jan-18 (50%). O novo financiamento tem um custo de EURIBOR+1,1% (vs. EURIBOR+4% do empréstimo a substituir).

(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 Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2014	2013	Δ%	2014	2013	Δ%	2014	2013	Δ%
Hidroeléctrica	14,7	13,3	10%	35,9	34,0	6%	50,5	47,3	7%
Nuclear	0,0	-	-	57,4	56,8	1%	57,4	56,8	1%
Carvão	11,1	11,0	1%	44,1	39,8	11%	55,1	50,8	9%
CCGT	1,4	1,5	-6%	21,9	25,1	-13%	23,3	26,6	-12%
Fuel/gas/diesel	-	(0,0)	-	-	-	-	-	(0,0)	-
Auto-consumo	0,0	-	-	(6,5)	(6,3)	4%	(6,5)	(6,3)	4%
(-) Bombagem	(1,1)	(1,5)	-26%	(5,3)	(6,0)	-11%	(6,4)	(7,4)	-14%
<b>Regime Convencional</b>	<b>26,1</b>	<b>24,3</b>	<b>7%</b>	<b>147,4</b>	<b>143,5</b>	<b>3%</b>	<b>173,4</b>	<b>167,8</b>	<b>3%</b>
Eólica	11,8	11,8	1%	50,6	54,3	-7%	62,4	66,1	-6%
Outras	10,0	10,3	-3%	50,1	56,6	-11%	60,2	66,9	-10%
<b>Regime Especial</b>	<b>21,9</b>	<b>22,1</b>	<b>-1%</b>	<b>100,7</b>	<b>110,9</b>	<b>-9%</b>	<b>122,6</b>	<b>133,0</b>	<b>-8%</b>
Importação/(exportação)	0,9	2,8	-68%	(4,7)	(8,0)	-41%	(3,8)	(5,2)	-27%
<b>Consumo Referido à Emissão</b>	<b>48,8</b>	<b>49,1</b>	<b>-0,7%</b>	<b>243,4</b>	<b>246,4</b>	<b>-1,2%</b>	<b>292,2</b>	<b>295,5</b>	<b>-1,1%</b>
Corrigido temperatura, dias úteis			0,0%			-0,2%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2014	2013	Δ%	2014	2013	Δ%	2014	2013	Δ%
Procura convencional	40,8	43,5	-6%	249,7	276,7	-10%	290,5	320,2	-9%
Procura para produção eléctrica	3,2	3,4	-5%	51,8	56,8	-9%	55,0	60,2	-9%
<b>Procura Total</b>	<b>44,1</b>	<b>46,9</b>	<b>-6%</b>	<b>301,4</b>	<b>333,5</b>	<b>-10%</b>	<b>345,5</b>	<b>380,4</b>	<b>-9%</b>

A procura de electricidade na P. Ibérica caiu 1,1% em 2014, no seguimento de um decréscimo de 1,9% no 4T14. Em Espanha (83% do total), o consumo referido à emissão caiu 1,2% em 2014, apesar de ter caído apenas 0,2%, quando ajustado de efeitos temperatura e dias úteis. Em Portugal (17% do total), a procura foi 0,7% inferior a 2013 (manteve-se inalterada quando ajustada de temperatura e dias úteis), depois de uma queda de 1,3% no 4T14, e como consequência de temperaturas amenas ao longo de 2014.

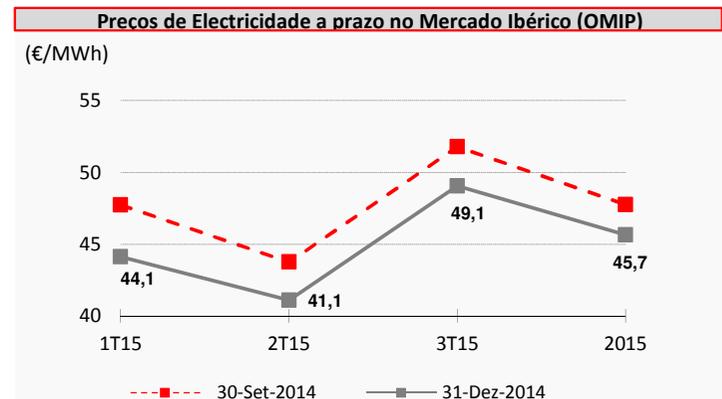
A capacidade instalada na P. Ibérica recuou 1% (-0,9GW), suportada por Espanha. Em Portugal, a capacidade instalada ficou estável, na medida em que a adição de nova capacidade eólica foi compensada pelo encerramento de centrais de cogeração e fuelóleo. Em Espanha, a redução de capacidade instalada foi suportada pelo encerramento de capacidade a carvão e cogeração.

A procura residual térmica em 2014 foi 1,4% superior a 2013 (+1,1TWh), suportada pela geração a carvão (+9% vs. 2013). De facto, a procura residual térmica cresceu, apesar de (i) menor consumo referido à emissão inferior (-3,3TWh); (ii) maior contribuição de produção hídrica líquida de bombagem (+4,2TWh face a 2013, decorrente de recursos hídricos 20% e 27% acima da média, em Espanha e Portugal, respectivamente); e (iii) diminuição das exportações líquidas em 1,4TWh, em função de maior interligação com França, permitindo maiores importações, num cenário de preços mais baixos em França. Tal crescimento alicerçou-se no crescimento da produção a carvão de forma a compensar (i) a menor produção em regime especial que caiu 8% em 2014 (-10,4TWh), fruto de menores recursos eólicos (vs. 2013) e menor produção térmica em Espanha decorrente das alterações regulatórias introduzidas em Jul-13; e (ii) menor produção CCGT (-3,3TWh vs. 2013), a qual apresentou menores factores de utilização (9% vs. 11% em 2013). Neste sentido, os factores de utilização nas centrais a carvão aumentaram para 54% (+6p.p. vs 2013, incluindo o descomissionamento de 352MW de potência).

O preço médio à vista em Espanha caiu 5% em 2014 face a 2013, para €42,1/MWh (-5% no 4T14 vs. 3T14), ficando €0,3/MWh acima do preço português. O preço médio de CO2 subiu 34% em 2014, para €6/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha fixou-se €12,3/MWh acima do preço à vista (2% abaixo dos 2013), 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% em 2014, penalizado pela queda da procura convencional que recuou 9%, fruto de uma quebra de 10% em Espanha e de 6% 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 9% face aos 2013, decorrente da menor utilização de CCGTs.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	2014	2013	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%
<b>Regime Convencional</b>	<b>70,4</b>	<b>70,9</b>	<b>-1%</b>
Eólica	27,7	27,5	1%
PRE's (outras)	20,0	20,7	-3%
<b>Regime Especial</b>	<b>47,7</b>	<b>48,1</b>	<b>-1%</b>
<b>Total</b>	<b>118,1</b>	<b>119,0</b>	<b>-1%</b>



Factores Chave	2014	2013	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,27	1,17	9%
Espanha	1,20	1,17	3%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,11	1,18	-6%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	41,9	43,6	-4%
Espanha	42,1	44,3	-5%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	54,4	55,6	-2%
Direitos de emissão de CO2, €/ton (1)	6,0	4,5	34%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	75,3	81,7	-8%
Gás NBP, €/MWh (1)	21,1	27,4	-23%
Brent, USD/Barril (1)	99,0	108,7	-9%
EUR/USD (1)	1,33	1,33	0%

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



DR Operacional (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Receitas CAE/CMEC</b>	<b>1.005</b>	<b>1.037</b>	<b>-3%</b>	<b>-32</b>
Receitas no mercado (i)	846	922	-8%	-76
Desvio anual (ii)	100	129	-22%	-29
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	59	(13)	-	+72
<b>Custos Directos: CAE/CMEC</b>	<b>280</b>	<b>268</b>	<b>5%</b>	<b>+12</b>
Carvão	193	202	-5%	-9
Fuel	2	2	3%	+0
CO2 e outros custos (líquidos)	85	64	34%	+21
<b>Margem Bruta CAE/CMEC</b>	<b>725</b>	<b>769</b>	<b>-6%</b>	<b>-44</b>
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	10	42	-76%	-32
Mini-hídricas	56	56	0%	+0
<b>Margem Bruta Regime Especial</b>	<b>66</b>	<b>98</b>	<b>-33%</b>	<b>-32</b>
Custos Operacionais Líquidos (1)	119	150	-20%	-31
<b>EBITDA</b>	<b>671</b>	<b>717</b>	<b>-6%</b>	<b>-46</b>
Amortizações & provisões líquidas	174	207	-16%	-33
<b>EBIT</b>	<b>497</b>	<b>510</b>	<b>-2%</b>	<b>-12</b>
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	2	10	-77%	-7
Empregados (#)	1.149	1.212	-5%	-63

CAE/CMEC: Dados-chave	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Disponibil. Real/Contratada</b>				
Hídrica	1,04	1,07	-3%	-0,0
Térmica	1,07	1,04	3%	+0,0
<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>4.470</b>	<b>5.274</b>	<b>-15%</b>	<b>-804</b>
Hídrica	3.290	4.094	-20%	-804
Carvão	1.180	1.180	-	-
<b>Output (GWh)</b>	<b>17.160</b>	<b>17.454</b>	<b>-2%</b>	<b>-294</b>
Hydro	9.031	9.512	-5%	-480
Coal	8.129	7.942	2%	+187

Regime Especial: Dados-chave	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção de Electricidade (GWh)</b>	<b>997</b>	<b>1.639</b>	<b>-39%</b>	<b>-642</b>
Mini-hídricas Portugal	631	583	8%	+48
Térmica em Portugal	214	486	-56%	-272
Térmica em Espanha	153	570	-73%	-418
<b>Margem Bruta Média (€/MWh)</b>				
Mini-hídricas Portugal	88	95	-8%	-7
Térmica em Portugal (3)	30	22	33%	+7
Térmica em Espanha	40	54	-26%	-14

Investimento Operacional (€M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	33	44	-24%	-11
Regime Especial	2	5	-52%	-3
<b>Total</b>	<b>36</b>	<b>49</b>	<b>-27%</b>	<b>-13</b>

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 6% para €671M em 2014, impactado pela transferência de 3 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do término dos respectivos PPAs (margem bruta de €60M em 2013), 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 em 2014 como custos operacionais líquidos, e mitigada em parte por €11M de custos com o programa de antecipação de pré-reformas.

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 €44M em 2014, para €725M, como resultado da depreciação da base de activos e da transferência dos 3 activos de geração hídrica para mercado liberalizado (margem bruta de €60M em 2013).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €100M em 2014, sobretudo devido a baixos preços pool no 1S14. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €16M, uma vez que a produção mais alta (29% acima da referência do CMEC) foi compensada por um preço médio realizado 29% abaixo da referência do CMEC. Por sua vez, a margem bruta em mercado da central a carvão de Sines ficou €84M abaixo da referência CMEC, fruto de uma produção e margem média unitária inferior à referência do CMEC, em 7% e 18%, respectivamente.

A margem bruta no regime especial baixou €32M, para €66M em 2014, 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 manteve-se inalterada em termos homólogos, já que o efeito do crescimento dos volumes foi mitigado por menores tarifas médias face a 2013.

Os custos operacionais líquidos<sup>(1)</sup> caíram 20%, para €119M em 2014, reflexo do impacto de €23M resultante do novo Acordo Colectivo de Trabalho e de menores impostos em Espanha (devido a menor produção); em parte mitigado por €11M de custos com o programa de antecipação de pré-reformas.

As amortizações líquidas e provisões decresceram 16% para €174M em 2014, 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 €13M menor em 2014, cifrando-se nos €36M, 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 3 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 €10M de ganhos realizados nos 2014 e €12M de ganhos nos 2013;

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

# Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>868</b>	<b>702</b>	<b>24%</b>	<b>+165</b>
Produção de electricidade	592	539	10%	+53
Portugal	281	175	61%	+106
Espanha	316	370	-15%	-54
Ajustamentos	(5)	(6)	-19%	+1
Comercialização de electricidade	197	107	85%	+90
Comercialização de gás	85	58	47%	+27
Ajustamentos	(6)	(1)	635%	-5
Custos Operacionais Líquidos (1)	451	369	22%	+82
<b>EBITDA</b>	<b>416</b>	<b>333</b>	<b>25%</b>	<b>+83</b>
Provisões	19	18	5%	+1
Amortizações e imparidades	234	228	3%	+6
<b>EBIT</b>	<b>164</b>	<b>88</b>	<b>87%</b>	<b>+76</b>

Performance Electricidade	2014	2013	Δ%	2014	2013	Δ%
	<b>Produção (GWh)</b>			<b>Custo Variável (€/MWh) (2)</b>		
Produção Electricidade	14.984	13.245	13%	26,0	32,4	-20%
Compras de Electricidade	35.565	32.774	9%	49,3	52,1	-5%
<b>Fontes de Electricidade</b>	<b>50.549</b>	<b>46.019</b>	<b>10%</b>	<b>43,2</b>	<b>47,4</b>	<b>-9%</b>
	<b>Vendas Electric. (GWh)</b>			<b>Preço Médio (€/MWh) (3)</b>		
Perdas na Rede	1.502	1.578	-5%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	34.465	31.321	10%	62,5	63,6	-2%
Mercado Grossista	14.582	13.120	11%	58,4	69,5	-16%
<b>Destinos de Electricidade</b>	<b>50.549</b>	<b>46.019</b>	<b>10%</b>	<b>59,5</b>	<b>63,1</b>	<b>-6%</b>

Margem Bruta Electricidade (€ M)	2014	2013	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	16,3	15,7	4%	+0,6
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	(1,4)	(1,9)	27%	+0,5
Margem Unitária (€/MWh)	14,9	13,9	8%	+1,1
Volume Total (TWh)	50,5	46,0	10%	+4,5
<b>Fontes &amp; Destinos Electricidade</b>	<b>756</b>	<b>638</b>	<b>18%</b>	<b>+118</b>
<b>Outros (5)</b>	<b>34</b>	<b>8</b>	<b>341%</b>	<b>+26</b>
<b>Total</b>	<b>789</b>	<b>645</b>	<b>22%</b>	<b>+144</b>

Destinos de Gás (TWh)	2014	2013	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	5,0	6,6	-25%	-1,6
Vendido no mercado grossista de gás	20,4	11,8	73%	+8,6
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	14,1	20,2	-30%	-6,1
<b>Total</b>	<b>39,5</b>	<b>38,7</b>	<b>2%</b>	<b>+0,8</b>

O EBITDA das actividades liberalizadas subiu €83M em 2014, em termos homólogos, para €416M, em função de: (i) contributo positivo da produção hídrica (peso de 42% no mix de geração em 2014 vs. 32% em 2013); (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 +€27M face a 2013, 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 (2,4TWh em 2014). Adicionalmente, a produção hídrica aumentou 45% em termos comparativos, alavancada por um 2014 mais húmido (vs. um 2013 já chuvoso). A maior contribuição hídrica justificou um decréscimo de 20% no custo de produção. Em termos regulatórios, o EBITDA de 2014 foi impactado na Ibéria em -€43M vs. 2013 (impostos à geração e garantia de potência em Espanha; e o *clawback* em Portugal).

A margem bruta no negócio de electricidade subiu 22% para €789M em 2014, suportado por um acréscimo da margem média unitária, de €15,7/MWh em 2013 para €16,3/MWh em 2014. Piores condições de mercado no 4T14 vs. 4T13, com impacto nos ganhos com mercados grossistas de gás e em gestão de energia eléctrica, limitaram o crescimento da margem bruta.

**Margens** (2)(3): A margem média alcançada melhorou €0,6/MWh em 2014, para €16,3/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 (-20%, 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% em 2014, já que: (i) o preço médio de venda a clientes finais decresceu 2%, em função de mais baixos custos de electricidade e de pressões competitivas; e (ii) o preço médio de venda em mercado grossista desceu 16% (reflectindo menores receitas obtidas em mercados complementares e preços pool inferiores). De notar que o Despacho 4694/2014, visando reduzir potenciais distorções no mercado de serviços de sistema em Portugal, se focou nas receitas do mercado de energia de tele-regulação, ditando que o preço da banda oferecida seja no máximo igual ao preço em Espanha.

**Volumes:** O volume vendido cresceu 10% para 51TWh em 2014, reflexo do acréscimo de electricidade vendida a clientes finais (+10%) e no mercado grossista (+11%). A nossa produção satisfaz 43% do total das vendas a clientes finais.

O nosso abastecimento de gás em 2014 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 2% para 40TWh (3,4bcm) em 2014, uma vez que as vendas em mercados grossistas subiram 73% comparativamente a 2013, o que mitigou a queda de 30% nas vendas a clientes finais, bem como a diminuição de 25% 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 85% do gás comprometido em 2015. De igual forma a EDP fechou posição para 60% da produção a carvão esperada em 2015. A EDP fechou também vendas de electricidade a clientes de 23TWh 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)	2014	2013	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>592</b>	<b>539</b>	<b>10%</b>	<b>+53</b>
Portugal	281	175	61%	+106
Espanha	316	370	-15%	-54
Ajustamentos	(5)	(6)	-19%	+1
Fornecimentos e serviços externos	67	65	3%	+2
Custos com pessoal	38	45	-14,6%	-7
Custos com benefícios sociais	1	0	6270%	+1
Outros custos operacionais (líq.)	138	92	50%	+46
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>244</b>	<b>202</b>	<b>21%</b>	<b>+42</b>
<b>EBITDA</b>	<b>348</b>	<b>337</b>	<b>3%</b>	<b>+11</b>
Provisões	5	2	159%	+3
Amortizações e imparidades	226	217	4%	+9
<b>EBIT</b>	<b>117</b>	<b>118</b>	<b>-1%</b>	<b>-1</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>616</b>	<b>640</b>	<b>-4%</b>	<b>-25</b>

Dados-chave	2014	2013	Δ%	Δ Abs.
<b>Produção Electricidade (GWh)</b>	<b>15.063</b>	<b>13.323</b>	<b>13%</b>	<b>+1.741</b>
CCGT	1.163	1.434	-19%	-271
Carvão	6.414	6.407	0%	+7
Hidroeléctrica	6.282	4.325	45%	+1.957
Nuclear	1.204	1.157	4%	+47
<b>Custos Variáveis (€/MWh) (2)</b>	<b>25,9</b>	<b>32,2</b>	<b>-20%</b>	<b>-6,3</b>
CCGT	106,7	105,5	1%	+1,2
Carvão	38,0	39,7	-4%	-1,7
Hidroeléctrica	2,6	4,2	-37%	-1,6
Nuclear	4,8	4,5	7%	+0,3
<b>Factores de Utilização (%)</b>				
CCGT	4%	4%	-	-1p.p.
Carvão	50%	50%	-	0p.p.
Hidroeléctrica	29%	31%	-	-2p.p.
Nuclear	88%	85%	-	3p.p.
<b>Emissões CO2 (M. ton.)</b>				
Total de emissões (3)	8,6	8,5	1%	+0,1

Investimento Operacional (€ M)	2014	2013	Δ%	Δ Abs.
Expansão	503	490	3%	+14
Manutenção	35	31	12%	+4
<b>Total</b>	<b>538</b>	<b>521</b>	<b>3%</b>	<b>+18</b>

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 13% em 2014, sobretudo devido ao forte aumento na produção hídrica como consequência de maiores recursos hídricos e da passagem a mercado liberalizado, em Jan-14, de 3 centrais hidroeléctricas anteriormente em regime PPA/CMEC. As 3 centrais “fio-de-água”, cujos PPAs terminaram em Dez-13, totalizam uma capacidade de 804MW e geraram 2,4TWh de electricidade em 2014. A subida na produção hídrica foi parcialmente compensada por menor produção nas centrais CCGT (-0,3TWh), enquanto nas centrais a carvão a produção manteve-se inalterada. O **custo médio de produção** desceu 20%, homologamente, para €25,9/MWh em 2014, suportado pelo aumento do peso no mix de produção da tecnologia hídrica, mais barata: 42% do total da geração em 2014 vs. 32% em 2013.

**Carvão:** A **produção** manteve-se inalterada em 2014 face a 2013, em função de menor volume de geração com carvão espanhol no 4T14 vs. 4T13. O **factor médio de utilização** alcançou os 50% em 2014. A produção a partir de carvão doméstico foi de 808GWh. O **custo médio da produção** decresceu 4%, para €38/MWh, em particular devido a um menor custo do carvão.

**CCGTs:** A **produção** caiu 19% em 2014, devido à baixa competitividade do gás vs. carvão, implicando uma descida de 1p.p. no factor médio de utilização, para 4% em 2014. O **custo médio de produção** atingiu €107/MWh em 2014, suportado pela baixa diluição dos custos fixos de gás, já que as centrais estiveram mormente paradas.

**Hídrica e nuclear:** A produção hídrica aumentou 45% em 2014, 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 €4,2/MWh em 2013 para €2,6/MWh em 2014, 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 c51% face o preço à vista (vs. 52% em 2013). A nossa participação de 15,5% na produção nuclear da central de Trillo correspondeu a um factor médio de utilização de 88% em 2014 (+3p.p. em termos homólogos).

O governo Português já materializou regulação visando a redução de potenciais distorções no mercado de serviços de sistema e nos restantes mercados, por força de diferentes condições de regulação entre Portugal e Espanha. Neste sentido, uma taxa provisória em vigor, de €2/MWh em horas de vazio e €3/MWh em horas de ponta, com um impacto de c€12M em 2014 (+€10M vs. 2013), está a ser cobrada aos geradores. Adicionalmente, 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, e cujo custo recairá sobre os produtores.

Em Espanha, o RDL9/2013 (Jul-13) definiu: i) um 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 €11M inferiores em 2014 face ao período homólogo. Adicionalmente, os impostos à geração em vigor desde Jan-13 ascenderam a €101M em 2014, mais €23M que em 2013, em função de maiores compras de carvão.

Os **custos operacionais líq.**<sup>(1)</sup> subiram 21%, para €244M em 2014, 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 **amortizações e imparidades** aumentaram €9M, para €226M, impactadas por uma imparidade de €27M num activo hídrico (Alvito), efeito compensado pela extensão, em Oct-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 €538M em 2014, canalizado sobretudo para a construção e desenvolvimento de novos projectos hídricos em Portugal. A EDP tem actualmente em construção 5 projectos hídricos (1.480MW): Ribeiradio e Baixo Sabor com arranque previsto para o 1S15, respectivamente; 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			
	2014	2013	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>185</b>	<b>105</b>	<b>75%</b>	<b>+79</b>
Fornecimentos e serviços externos	65	60	9%	+5
Custos com pessoal	11	10	5%	+1
Custos com benefícios sociais	0	0	-53%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	28	29	-3%	-1
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>104</b>	<b>99</b>	<b>5%</b>	<b>+5</b>
<b>EBITDA</b>	<b>81</b>	<b>6</b>	<b>1199%</b>	<b>+75</b>
Provisões	14	16	-9%	-1
Amortizações e imparidades	4	8	-49%	-4
<b>EBIT</b>	<b>62</b>	<b>(18)</b>	<b>-</b>	<b>+80</b>

As nossas actividades de fornecimento de electricidade e gás em Portugal e Espanha estão integradas numa plataforma única de energia, o que permite a existência de uma estrutura comercial ágil e competitiva. As subsidiárias do Grupo EDP que operam neste segmento de negócio têm contratos intra-grupo para abastecimento de electricidade e gás com as nossas áreas de produção e 'trading' de energia. Note-se que o ano de 2013 foi re-expresso fruto da aplicação não só da IFRS10 e IFRS11, mas também pela reclassificação da nossa plataforma de serviços comerciais Ibéricos partilhados para electricidade e gás: esta actividade foi excluída do segmento das actividades liberalizadas em 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 €79M vs. 2013, para €185M em 2014, suportada por melhores margens no negócio eléctrico, e por um aumento de €20M na margem bruta na actividade grossista de gás, fruto de maiores volumes e margens alcançadas, bem como por recuperações relativas a anos anteriores. Em 2014, **os custos operacionais líquidos** subiram €5M, fruto de maiores custos com um maior número de clientes.

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	2014	2013	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>97</b>	<b>59</b>	<b>65%</b>	<b>+38</b>
Fornecimentos e serviços externos	75	50	50%	+25
Custos com pessoal	11	11	-3%	-0
Custos com benefícios sociais	-	0	-	-0
Outros custos operacionais (líq.)	18	8	130%	+10
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>104</b>	<b>69</b>	<b>51%</b>	<b>+35</b>
<b>EBITDA</b>	<b>(7)</b>	<b>(10)</b>	<b>-33%</b>	<b>+3</b>
Provisões	(0)	0	-	-1
Amortizações e imparidades	3	3	33%	+1
<b>EBIT</b>	<b>(10)</b>	<b>(13)</b>	<b>-25%</b>	<b>+3</b>

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre subiu 2% vs. 2013, para 16,8TWh em 2014, 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% em 2014.

O **volume de gás** vendido subiu 8% para 30,8TWh em 2014, como resultado do enfoque em oportunidades de trading grossista, bem como de um acréscimo de 4% no número de clientes no período. A quota de mercado, reflectindo apenas volumes retalhistas, recuou 2p.p. para 4% em 2014.

## 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, ou que vivam em áreas em que os comercializadores não operem). Os consumidores ainda abrangidos pela tarifa regulada mudarão gradualmente para o mercado livre. Durante o período transitório, o regulador irá 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 em 2014: durante os 2014 o número de clientes no mercado livre subiu para 3,6 milhões, correspondendo a 83% do consumo total.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Portugal** subiu €38M, vs. 2013, para €97M em 2014, suportada por maiores volumes e margens alcançadas nas actividades de comercialização. Os **custos operacionais líquidos** subiram €35M em 2014, para €104M, 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 19% em 2014, para 15,6TWh, suportado pela forte expansão da base de clientes (+60%). A quota de mercado no mercado livre subiu 1p.p. em 2014, vs. 2013, 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 30% para 3,7TWh em 2014, 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 389 mil em Dez-14, correspondendo a um aumento de 165 mil clientes face a Dez-13.

Dados-chave	2014	2013	Δ%	Δ Abs.
<b>Comercialização em Espanha</b>				
<b>Electricidade - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	16.804	16.400	2%	+405
Quota de Mercado (%)	9%	10%	-	0p.p.
Clientes (mil)	719	645	12%	+74
<b>Electricidade - Último recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	513	608	-16%	-95
Clientes (mil)	247	256	-3%	-9
<b>Gás - Mercado livre &amp; Último recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	30.833	28.553	8%	2.280
Quota Mercado (%) (2)	4%	5%	-	-2p.p.
Clientes (mil)	832	796	4%	+35
<b>Comercialização em Portugal</b>				
<b>Electricidade - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	15.613	13.089	19%	+2.524
Quota de Mercado (%)	45%	44%	-	1p.p.
Clientes (mil)	3.056	1.911	60%	+1.145
<b>Gás em Portugal - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	3.719	5.315	-30%	-1.596
Quota Mercado (%) (2)	8%	11%	-	-4p.p.
Clientes (mil)	389	224	74%	+165
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>20</b>	<b>17</b>	<b>20%</b>	<b>+3</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>325</b>	<b>330</b>	<b>-2%</b>	<b>-5</b>

(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 Set-14 e Dez-13.

# EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.153</b>	<b>1.191</b>	<b>-3%</b>	<b>-38</b>
Forn. e serviços externos	257	255	1%	+1
Custos com Pessoal	66	66	-1%	-0
Outros custos operac. (líq.)	(73)	(51)	43%	-22
<b>Custos Operacionais Líq. (1)</b>	<b>250</b>	<b>271</b>	<b>-8%</b>	<b>-21</b>
<b>EBITDA</b>	<b>903</b>	<b>921</b>	<b>-2%</b>	<b>-17</b>
Provisões	0	1	-	-1
Amortizações e imparidades	481	446	8%	+35
<b>EBIT</b>	<b>422</b>	<b>473</b>	<b>-11%</b>	<b>-51</b>
Resultados financeiros	(250)	(262)	-5%	+12
Resultados em associadas	22	15	48%	+7
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>194</b>	<b>226</b>	<b>-14%</b>	<b>-32</b>

Opex Performance	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
Opex/MW Médio (€mil) (4)	55,0	59,8	-8%	-5
Empregados (#)	919	890	3%	+29

Dados Gerais	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacid. Instalada (MW)</b>	<b>8.149</b>	<b>7.756</b>	<b>5%</b>	<b>+393</b>
Europa	4.231	4.167	2%	+64
América do Norte	3.835	3.506	9%	+329
Brasil	84	84	0%	-
<b>Electric. Produzida (GWh)</b>	<b>19.763</b>	<b>19.187</b>	<b>3%</b>	<b>+576</b>
Europa	9.323	9.187	1%	+136
América do Norte	10.204	9.769	4%	+434
Brasil	236	230	3%	+6
<b>Factor méd. utilização (%)</b>	<b>30%</b>	<b>30%</b>	<b>-1%</b>	<b>-0</b>
<b>Preço méd. venda (€/MWh)</b>	<b>59</b>	<b>63</b>	<b>-6%</b>	<b>-4</b>
<b>EBITDA (€m)</b>	<b>903</b>	<b>921</b>	<b>-2%</b>	<b>-17</b>
Europa	544	590	-8%	-46
América do Norte	359	330	9%	+30
Outros e Ajustamentos	(1)	1	-	-1
<b>EBIT (€m)</b>	<b>422</b>	<b>473</b>	<b>-11%</b>	<b>-51</b>
Europa	275	355	-23%	-80
América do Norte	157	129	22%	+28
Outros e Ajustamentos	(10)	(11)	-14%	+2
<b>Investim. Operac. (€m)</b>	<b>710</b>	<b>536</b>	<b>32%</b>	<b>+174</b>
Europa	142	387	-63%	-246
América do Norte	543	122	346%	+421
Brasil (2)	26	27	-6%	-2

Dados da Accção	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	5,40	3,86	40%	2
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
Empréstimos bancários e outros (Líq.)	659	578	14%	+81
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.794	2.754	1%	+39
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.283</b>	<b>3.268</b>	<b>0%</b>	<b>+14</b>
<b>Interesses não controláveis</b>	<b>549</b>	<b>418</b>	<b>31%</b>	<b>+131</b>
<b>Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)</b>	<b>1.067</b>	<b>836</b>	<b>28%</b>	<b>+230</b>
<b>Valor Contabilístico</b>	<b>5.782</b>	<b>5.671</b>	<b>2%</b>	<b>+110</b>
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,21	1,38	14%	0

Resultados Financeiros (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(205)	(199)	-3%	-7
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(57)	(61)	7%	+4
Custos capitalizados	27	16	72%	+11
Diferenças Cambiais (5)	(5)	(8)	34%	+3
Outros	(10)	(10)	3%	+0
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(250)</b>	<b>(262)</b>	<b>5%</b>	<b>+12</b>

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Dez-14, a EDPR opera 9GW, 886MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial: 533MW em Portugal (40% na ENEOP), 174MW em Espanha e 179MW nos EUA. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com PPA contratado ou tarifa garantida (89% da produção), sendo geograficamente diversificada: 40% na América do Norte, 25% em Espanha, 15% em Portugal e o resto em França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil.

**O EBITDA caiu 2% (-€17M) em 2014, para €903M**, afectado por um contexto de baixos preços e alterações regulatórias em Espanha. O EBITDA reflecte ainda a contribuição de itens não recorrentes no valor de €13M em 2014 (vs. -€6M em 2013), incluindo o ajustamento ao preço de venda do negócio em Portugal (exc. ENEOP) à CTG em 2014 (+€17M resultante da redução de taxa de imposto em Portugal). O impacto cambial foi apenas -€2M, resultante da depreciação em 8% do BRL face ao EUR.

A produção subiu 3%, para 19,8TWh em 2014, reflexo de recursos eólicos quase estáveis e da expansão em 5% do portfólio (+393MW, dos quais 375MW no 4T14), para 8,1GW em Dez-14. O preço médio de venda recuou 6%, para €59/MWh reflectindo uma queda de 10% na Europa, em parte compensada pela subida na América do Norte (+5%, fruto de preços de mercado mais altos e do maior peso de capacidades com CAE) e no Brasil (+12% em BRL). O preço mais baixo na Europa resultou de um preço realizado no mercado em Espanha mais baixo (€35/MWh em 2014), decorrente de alterações regulatórias em Espanha e baixos preços na pool; e de preços de certificados verdes mais baixos na Roménia.

Os **custos operacionais (FSE + Custos com Pessoal)** ficaram estáveis, reflexo do controlo de custos apesar do aumento de capacidade média em operação (+4%). Os outros custos operacionais (líquidos) incluem o imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha (€24M em 2014, -€7M face a 2013) e também: (i) ganho com reestruturação de contratos e ajustamentos de preços (2014: €19M, 2013: €7M), (ii) abates (2014: €5M; 2013: €13M); e (iii) provisões e outros custos (2014: -€1M).

O **EBIT** caiu 11% para €422M em 2014. As amortizações líquidas traduzem a expansão do portfólio e imparidades mais altas em 2014: -€27M em 2014, resultante da adopção de um cenário de longo prazo com pressupostos mais conservadores nas nossas operações na Roménia vs. -€12M em 2013 (pró-forma).

O **investimento operacional** totalizou €710M, incluindo um subsídio governamental na Polónia (€22M): 76% do investimento foi alocado à América do Norte – o principal motor de crescimento em 2014-17E; 20% à Europa e 4% ao Brasil. O valor de 2013 inclui o recebimento no 1T13 de um crédito fiscal nos EUA (€91M).

**A dívida líquida da EDPR em 2014 ficou em linha com 2013, em €3,3MM**, impulsionada pela apreciação do USD em 14% face ao EUR (37% da dívida expressa em USD) e pelo investimento no período; estes efeitos foram compensados fluxos de caixa gerados, encaixes de parcerias institucionais e de rotação de activos (€215M recebidos da Axpo Group, EFG Hermes e Northleaf, no âmbito da estratégia de rotação de activos). Os **passivos relativos a parcerias institucionais** ascenderam a €1.067M a Dez-14, reflexo do pagamento aos parceiros institucionais dos benefícios fiscais gerados pelos projectos, apreciação do USD e de 3 novas estruturas acordadas (USD289M recebido de um total acordado de USD332M). Os **interesses não controláveis**, no valor de €549M, reflectem as participações minoritárias em activos nos EUA (c40% do total), Europa (c45%) e Brasil (c5%).

Os **custos financeiros líquidos** caíram 5%, para €250M em 2014. Os juros líquidos suportados reflectem uma dívida média mais alta (+4% face a 2013) e um custo médio da dívida estável, em 5,2%. Os custos capitalizados subiram €11M, devido ao aumento de investimento em curso. Os **Resultados em associadas** subiram €7M, para €22M, na medida em que o impacto da melhor performance na América do Norte e a *Purchase price allocation* no México; mais que compensaram o impacto negativo das alterações regulatórias nas nossas participações em Espanha. A contribuição da ENEOP ascendeu a €13M.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.); (2) Inclui investimento da holding; (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)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>3.835</b>	<b>3.506</b>	<b>9%</b>	<b>+329</b>
Factor médio de utilização (%)	33%	32%	3%	1 p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	50,8	48,4	5%	+2,4
Euro/USD - Taxa média do período	1,33	1,33	0%	+0,0
<b>CAE/Coberturas (EUA)</b>				
Capacidade instalada (MW)	3.251	2.907	12%	+344
Electricidade produzida (GWh)	8.384	7.795	8%	+589
Preço médio de venda (USD/MWh)	52	53	-1%	-0,3
<b>Mercado (EUA)</b>				
Capacidade instalada (MW)	554	569	-3%	-15
Electricidade Produzida (GWh)	1.761	1.974	-11%	-214
Preço médio de venda (USD/MWh)	41	32	30%	+9,5
Margem Bruta (USD M)	508	462	10%	+46
Receitas PTC & Outras (USD M)	164	166	-1%	-2
<b>Margem Bruta Ajustada (USD M)</b>	<b>672</b>	<b>628</b>	<b>7%</b>	<b>+44</b>
<b>EBITDA (USD M)</b>	<b>477</b>	<b>438</b>	<b>9%</b>	<b>+40</b>
EBIT (USD M)	208	171	22%	+37
<b>Inv. Operacional Líquido (USD M)</b>	<b>722</b>	<b>162</b>	<b>346%</b>	<b>+560</b>
Inv. Operacional Bruto	722	282	156%	+439
"Cash grant" recebido	-	(120)	-	+120
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>299</b>	<b>200</b>	<b>50%</b>	<b>+99</b>

Espanha	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>2.194</b>	<b>2.194</b>	<b>0%</b>	<b>-</b>
Factor médio de utilização (%)	28%	29%	-5%	-2
<b>Electricidade produzida (GWh)</b>	<b>5.176</b>	<b>5.463</b>	<b>-5%</b>	<b>-286</b>
Prod. c/capac. complement (GWh)	4.747	-	-	-
Produção Standard (GWh)	4.097	-	-	-
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	650	-	-	-
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	429	-	-	-
<b>Preço de venda (€/MWh)</b>	<b>67</b>	<b>81</b>	<b>-17%</b>	<b>-14</b>
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	35	-	-	-
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	5	-	-	-
Complemento (€M)	161	-	-	-
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	1	-	-	-
Margem Bruta (€ M) (1)	345	438	-21%	-93
<b>EBITDA (€M) (1)</b>	<b>227</b>	<b>302</b>	<b>-25%</b>	<b>-75</b>
EBIT (€ M) (1)	93	160	-42%	-67
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>-11%</b>	<b>-1</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>+2</b>

Portugal	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>624</b>	<b>619</b>	<b>1%</b>	<b>+4</b>
Factor médio de utilização (%)	30%	29%	3%	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.652	1.593	4%	+59
Preço médio de venda (€/MWh)	98	99	-1%	-1
Margem Bruta (€ M)	166	160	3%	+5
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>134</b>	<b>129</b>	<b>4%</b>	<b>+5</b>
EBIT (€ M)	107	104	3%	+3
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>-20%</b>	<b>-2</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>+6</b>
ENEOP Capacidade Instalada (MW) (2)	533	455	17%	+78

Na **América do Norte**, a capacidade instalada totalizou 3.835MW em Dez-14: maioritariamente remunerada através de CAE/Coberturas (85% do total) ou nos EUA (3.805MW nos EUA, 30MW no Canadá). As instalações de nova capacidade em 2014 (+329MW) concentraram-se nos EUA e no 4T14: +299MW de vento e +30MW de solar. **O EBITDA cresceu 9% (+USD40M), para USD477M em 2014**, suportado por uma subida de 4% na produção e de 5% no preço médio de venda, resultante de um maior peso de capacidade com CAE, de preços de gás e de Certificados verdes (CVs) mais altos. O aumento de produção resultou de recurso eólicos mais fortes (factor de utilização 1pp mais alto, em 33%) e do aumento de capacidade média instalada.

O crescimento da EDPR nos EUA é suportado por novos CAEs, que reforçam o perfil de baixo risco. Em 2014, a EDPR assinou CAEs para 530MW: 25MW em operação (CAE a 15 anos para Rail Splitter), 200MW a instalar em 2015 (CAE a 20 anos para Waverly), 150MW em 2016 (CAE a 15 anos para 100MW e a 20 anos para 50MW); 155MW para 2017 (CAE de CVs a 20 anos). A Dez-14, a EDPR tinha 299MW em construção, a comissionar em 2015 (200MW de Waverly; 99MW de Rising Tree South). Adicionalmente, EDPR assegurou 3 estruturas de financiamento de tax equity num total de USD332M, em troca de uma participação nos 200MW de Headwater (USD190M) e nos 99MW de Rising Tree North (USD109M), ambos projectos eólicos; e por 30MW de solar em Lone Valley (USD33M). Em Ago-14, a EDPR estabeleceu um acordo com a Fiera Axiom para a venda de um interesse minoritário num portfólio de 1.101MW nos EUA. O encaixe desta transacção está pendente de aprovações regulatórias e espera-se que aconteça no 1T15.

No **Canadá**, a EDPR opera 30MW eólicos ('Northleaf'), num regime de tarifa regulada a 20 anos. Em 2014, a produção somou 59GWh, com um factor médio de utilização de 27%, vendida a um preço médio de USD132/MWh. Em 2014, a EDPR estabeleceu uma estrutura contratual de *project finance* no valor de CAD49M e vendeu uma participação de 49% no capital deste projecto, por €17M.

No **México**, a EDPR estabeleceu, em Abr-14, um acordo com a Industrias Peñoles (empresa mineira líder no México), para o fornecimento de electricidade em auto-consumo, a partir de um parque eólico com 180 MW, com arranque de operações esperado em 2016. O contrato tem 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%.

Em **Espanha**, de acordo com o quadro regulatório aprovado em Jun-14 e aplicável a partir de Jul-13, os parques eólicos auferem um retorno de 7,4% (yield de obrigações de Espanha a 10 anos + 300 pb), por via de preço de mercado somado a um complemento de capacidade por MW, dependente do ano de entrada em funcionamento e aplicável até completar 20 anos após o comissionamento. Neste sentido, 91% da nossa capacidade instalada recebe um complemento por MW instalado. A cada 3 anos, existirão revisões provisórias para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado (€49/MWh – cenário regulador).

**O EBITDA em Espanha caiu 25% (-€75M), para os €227M em 2014.** A produção eólica recuou 5%, para 5,2TWh (-11% no 4T14 face a 4T13) e o preço médio de venda foi €67/MWh (vs. €81/MWh em 2013), suportado por um preço de mercado de €35/MWh (€45/MWh no 4T14), €5M de ajustamento regulatório e €161M correspondente ao complemento de capacidade por MW (€3M relativo a 2013). Para 2015 e 2016, a EDPR tem cobertos 2TWh a €47/MWh e 1TWh a €48/MWh, respectivamente.

Em **Portugal**, a EDPR tem 624MW instalados: 2MW de capacidade solar PV (instalado em Mar-14) e 622MW de eólica (51% detido pela EDP, 49% pela CTG), remunerada ao abrigo do 'antigo regime tarifário' (com tarifas definidas por 15 anos e indexadas à inflação e às horas anuais de produção). Em linha com a extensão deste regime tarifário, acordado em Set-12, a EDPR investirá anualmente €4M até 2020, para garantir +7 anos de um novo esquema tarifário com preços entre €98/MWh<sup>(3)</sup> e €74/MWh<sup>(3)</sup>, 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 533MW em operação atribuíveis à EDPR. Estes parques são remunerados ao abrigo de um 'novo regime tarifário', com uma tarifa de c€74/MWh (no 1º ano de operação), garantida por 15 anos e indexada à inflação. Em linha com o MoU com a CTG, assinado em Dez-13, quando os activos da ENEOP forem divididos entre os accionistas, a EDPR venderá uma posição no capital de 49% à CTG – espera-se que esta venda ocorra em 2015.

**O EBITDA em Portugal subiu 4%, para €134M em 2014**, impulsionado por uma produção 4% acima de 2013, reflexo de um factor médio de utilização mais alto (30% vs. 29% em 2013) e de uma tarifa média 1% mais baixa, em consequência da tarifa marginal mais baixa, à medida que crescem as horas de funcionamento.

(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)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>França, Bélgica &amp; Itália</b>				
Capacidade instalada (MW)	500	462	8%	+38
Factor médio de utilização (%)	24%	25%	-2%	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	990	889	11%	+101
Preço médio de venda (€/MWh)	98	97	0%	+0
<b>Polónia</b>				
Capacidade instalada (MW)	392	370	6%	+22
Factor médio de utilização (%)	24%	24%	-1%	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	793	541	47%	+253
Preço médio de venda (PLN/MWh)	396	401	-1%	-5
Euro/PLN - Taxa média do período	4,18	4,20	0%	-0,01
<b>Roménia</b>				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	22%	24%	-9%	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	712	702	1%	+10
Preço médio de venda (RON/MWh)	419	535	-22%	-116
Euro/RON - Taxa média do período	4,44	4,42	1%	+0,02
Margem Bruta (€M)	234	217	8%	+16
<b>EBITDA (€M)</b>	<b>169</b>	<b>161</b>	<b>5%</b>	<b>+8</b>
EBIT (€M)	65	98	-34%	-33
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>126</b>	<b>452</b>	<b>-72%</b>	<b>-326</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>16</b>	<b>24</b>	<b>-32%</b>	<b>-8</b>

**Nos mercados europeus fora da P. Ibérica**, o EBITDA aumentou 5% (+€8M face a 2013), para €169M em 2014, impulsionado por uma subida de 17% na produção decorrente do acréscimo na capacidade média instalada. Em 2014, a EDPR instalou 60MW de **nova capacidade eólica**: +22MW na Polónia, +20MW em Itália e +18MW em França. A Dez-14, a EDPR **tinha em construção** nestes mercados: 10MW em Itália e 6MW na Polónia.

**Em França**, a EDPR opera 340MW, cuja produção é vendida a uma tarifa fixa indexada à inflação e garantida por 15 anos. Em 2014, a tarifa média manteve-se estável nos €90/MWh e a produção ficou em linha com 2013, reflexo de novas adições de capacidade e de um factor médio de utilização 0.7pp mais baixo face a 2013. No âmbito da estratégia de rotação de activos, a EDPR vendeu a um fundo liderado pelo EFG Hermes 49% do capital e respectivos empréstimos accionistas referente a 270MW (líquidos) de capacidade eólica em operação, em França – o encaixe ascendeu a €160M e ocorreu no 4T14. Também em 2014, a EDP concluiu a venda ao Grupo Axpo de 49% do capital e respectivos empréstimos accionistas referente a um portfólio de parques eólicos com 100MW instalados, em França (€38m de encaixe no 1T14; com uma avaliação implícita do total dos activos de €128M). **Na Bélgica**, onde a energia eólica é vendida através de CAE, o nosso parque eólico de 71MW em operação registou um preço médio de €110/MWh, influenciado por um preço do CAE mais baixo para a nova capacidade em funcionamento. **Em Itália**, onde a EDPR opera 90MW eólicos, O preço médio de venda ficou 13% abaixo de 2013, em €119/MWh, devido ao menor preço da capacidade recentemente instalada (regime de leilão), quando comparado com o antigo regime.

**Na Polónia**, a EDPR opera 392MW, remunerados através de CAE (CAE a 10 anos em Korsz); de ‘preço do mercado regulado + CV’, com preço fixado em PLN181,6/MWh em 2014 (184MW); ou através de ‘preço de mercado + CAE’ (CAE para os CVs a 15 anos, em Marginim, com 120MW). A produção subiu 47% face a 2013, para 793GWh em 2014, reflectindo o aumento de capacidade média instalada e um factor médio de utilização estável (24% afectado por um 4T14 fraco). O preço médio de venda caiu 1% no período, para PLN396/MWh. Em termos regulatórios, um pacote de leis sobre a energia, incluindo uma alteração ao regime de certificados relativos a energias renováveis está pendente de aprovação. Em 2014, a EDPR estabeleceu uma estrutura contratual de project finance para um projecto de 70MW, no valor de PLN220M.

**Na Roménia**, a EDPR opera 521MW de capacidade eólica (471MW) e solar PV (50MW). A produção é vendida a ‘preço de mercado + CV’<sup>(2)</sup>. 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). A produção eólica ficou em linha com 2013 (712GWh, da qual 653GWh eólico), reflectindo um aumento da capacidade média em operação e um factor médio de utilização mais baixo (-2pp face a 2013, para 22%). O preço médio de venda caiu 22%, para RON419/MWh, penalizado pelo preço dos certificados verdes, vendidos a um preço equivalente ao mínimo do intervalo regulatório. Em termos regulatórios, a nova Portaria respeita os direitos atribuídos aos investimentos efectuados no sector de energias renováveis, ainda que implicando uma re-calendarização dos fluxos de caixa dos projectos e mantém inalterados os preços de venda máximo e mínimo dos Certificados Verdes (“CV”), que serão anualmente actualizados de acordo com a inflação da zona euro (Energia eólica 2 CV por MWh até 2017 e 1 CV a partir de 2018 até perfazer 15 anos; Solar: 6 CV por MWh durante 15 anos). Em 2014, a EDPR estabeleceu uma estrutura contratual de project finance para um projecto solar de 50MW, no valor de €30M.

Brasil	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>84</b>	<b>84</b>	-	-
Factor médio de utilização (%)	32%	31%	3%	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	236	230	3%	+6
Preço médio de venda (R\$/MWh)	346	309	12%	+37
Euro/Real - Taxa média do período	3,12	2,87	-8%	+0,25
Margem Bruta (R\$M)	78	70	13%	+9
<b>EBITDA (R\$M)</b>	<b>48</b>	<b>41</b>	<b>15%</b>	<b>+6</b>
EBIT (R\$M)	29	23	27%	+6
<b>Investimento operacional (R\$ M)</b>	<b>79</b>	<b>71</b>	<b>11%</b>	<b>+8</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>120</b>	-	-	<b>+120</b>

**No Brasil**, a EDPR opera 84MW de capacidade eólica, remunerados através de contratos de longo prazo (20 anos). Em 2014, o EBITDA cresceu 15%, para R\$48M em 2014, suportado por um preço médio 12% mais alto (R\$346/MWh, reflexo de actualização à inflação) e por uma subida de 3% na produção, reflexo de um factor médio de utilização 1 pp mais alto, em 32%. Em Dez-14, a EDPR acordou vender à CTG (através de CWEI Brasil), 49% de participação em 84MW em operação e 237MW em desenvolvimento: a CWEI Brasil investirá R\$365M (incluindo R\$100.8M de futuras contribuições de capital estimadas) esperando-se que a operação seja concluída no 1S15, após obtenção das necessárias aprovações regulatórias. A EDPR tem actualmente 236MW em desenvolvimento, com CAE contratado a 20 anos: 120MW já em construção e com arranque previsto em Jan-16, com um preço de R\$97/MWh; 117MW a arrancar em Jan-18, com um preço de R\$109/MWh; em ambos os casos, preços actualizados à taxa de inflação no período do CAE).

(1) Inclui Reino Unido entre outros. (2) Activos eólicos recebem 2 CVs/MWh até 2017 e 1 CV/MWh após 2017 até completar 15 anos. A capacidade solar recebe 6 CV/MWh por 15 anos.

# Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.742</b>	<b>1.764</b>	<b>-1%</b>	<b>-22</b>
Fornecimentos e serviços externos	379	404	-6%	-25
Custos com pessoal	134	143	-6%	-9
Custos com benefícios sociais	(35)	19	-	-54
Outros custos operacionais (líquidos)	222	175	27%	+48
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>700</b>	<b>740</b>	<b>-5%</b>	<b>-40</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.042</b>	<b>1.023</b>	<b>2%</b>	<b>+19</b>
Provisões	2	(5)	-	+7
Amortizações e imparidades	340	337	1%	+3
<b>EBIT</b>	<b>700</b>	<b>691</b>	<b>1%</b>	<b>+9</b>

Capex & Opex Performance	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (5)</b>	<b>513</b>	<b>547</b>	<b>-6%</b>	<b>-34</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	63,47	67,89	-7%	-4
Custos control./km de rede (€/km)	1.961,3	2.101,8	-7%	-140
Empregados (#)	3.916	4.059	-4%	-143
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>382</b>	<b>387</b>	<b>-1%</b>	<b>-6</b>
Rede de Distribuição (Km)	262	260	1%	+1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica</b>	<b>2.317</b>	<b>2.686</b>	<b>-14%</b>	<b>-369</b>
<b>Espanha - Déficit Tarifário</b>				
<b>Início do período</b>	<b>264</b>	<b>424</b>	<b>-38%</b>	<b>-160</b>
Défices tarifários anos anteriores (4)	(262)	(424)	38%	+162
Gerado no período	-	264	-	-264
Outros (3)	-	-	-	-
<b>Fim do período</b>	<b>2</b>	<b>264</b>	<b>-99%</b>	<b>-262</b>

<b>Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás</b>				
<b>Início do período</b>	<b>2.045</b>	<b>1.543</b>	<b>33%</b>	<b>+502</b>
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(1.806)	(1.477)	-22%	-329
Gerado no período	1.886	1.900	-1%	-14
Outros (3)	78	78	-1%	-1
<b>Fim do período</b>	<b>2.203</b>	<b>2.045</b>	<b>8%</b>	<b>+158</b>

<b>Portugal - CMEC's</b>				
<b>Início do período</b>	<b>377</b>	<b>654</b>	<b>-42%</b>	<b>-277</b>
(Recuperado)/Devolvido no Período	(365)	(162)	-125%	-203
Gerado no período	100	129	-22%	-29
Outros	0	(243)	n.m.	+244
<b>Fim do período</b>	<b>112</b>	<b>377</b>	<b>-70%</b>	<b>-265</b>

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 2%, para €1.042M em 2014 (+€19M vs. 2013), 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 relativo a um ganho não recorrente na actividade de distribuição de gás em Portugal que foram parcialmente compensados pelo impacto do programa de antecipação de pré-reformas (-€30M). Excluindo estes impactos, o EBITDA das Redes Reguladas subiu 1% vs. 2013 (+€9M), para €976M em 2014, suportado por um rigoroso controlo de custos focado na eficiência do OPEX. A margem bruta desceu 1% (-€22M vs. 2013), 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 'Deflador do PIB - Factor X'; e (ii) em Espanha, o impacto negativo das alterações regulatórias na distribuição de gás.

Os custos controláveis recuaram 6% no período, suportados por uma queda de 6% 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 4% vs. 2013. O investimento operacional caiu ligeiramente para €382M em 2014.

Em Portugal, a dívida acumulada do sistema eléctrico à EDP e investidores financeiros ascende a €5,3MM a Dez-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); +€0,05MM no 3T14 (vs. +€0,1MM no 3T13) e +€0,08MM no 4T14 (vs. +€0,1MM no 4T13), sinalizando um abrandamento do crescimento, em linha com a expectativa.

Os recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP caíram 14% em 2014 (-€369M vs. Dez-13), de €2.686M em Dez-13 para €2.317M em Dez-14, suportado por Portugal (-€107M) e Espanha (-€262M).

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 €2.203M em Dez-14, suportado por: (1) -€1.262M resultante da venda sem recurso do direito de recebimento de parte do défice ex-ante criado em 2013 e 2014 (€200M) e da revisibilidade de 2012 (€229M); (2) +€1.534M 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) -€549M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; e (4) +€366M de desvios tarifários criados em 2014 (maioritariamente concentrado no 1T14). Excluindo €13M de desvios devolvidos ao sistema na distribuição de gás em 2014, os principais factores geradores de desvio tarifário na electricidade em 2014 foram: (i) +€239M decorrente da produção em regime especial mais alta (6% acima da estimativa da ERSE) e do respectivo sobrecusto (€69/MWh em 2014 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) +€42M de desvio tarifário negativo gerado na distribuição de electricidade (essencialmente devido a uma menor procura, mix de consumo adverso e a contabilização de um intragrupo); (iv) -€156M (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 €112M em Dez-14, reflexo de: (1) €247M recuperados em 2014 através das tarifas, relacionados com desvios negativos de 2012, e €118M relativos à revisibilidade em 2013; e (2) €100M de desvio negativo criado em 2014 (detalhes na página 11), que deverá ser recebido ao longo de 2015-2016.

De acordo com a versão final da ERSE para as tarifas de 2015, publicado em 15-Dez-14, é expectável que o total de activos regulatórios do sistema eléctrico Português fique estável em 2015.

O montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha diminuiu de €264M em Dez-13 para €2,3M em Dez-14 devido à redução em €262M decorrente da securitização do défice de 2013. Com base na informação mais recente da CNMC (Liquidação 14-2013, de 2-Dez-14), o montante do défice total do sistema eléctrico espanhol em 2013 totalizou €3,5MM, dos quais €3,3MM foram securitizados em Dez-14 com a EDP a receber €202M e €0,2MM foram recebidos através de liquidações provisórias durante 2014.

(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)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.286</b>	<b>1.302</b>	<b>-1%</b>	<b>-16</b>
Fornecimentos e serviços externos	287	305	-6%	-18
Custos com pessoal	102	110	-7%	-8
Custos com benefícios sociais	(40)	17	-	-58
Rendas de concessão	253	254	-0%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	(12)	(3)	-	-8
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>590</b>	<b>684</b>	<b>-14%</b>	<b>-93</b>
<b>EBITDA</b>	<b>696</b>	<b>618</b>	<b>13%</b>	<b>+78</b>
Provisões	2	(6)	-	+9
Amortizações e imparidades	240	240	0%	+0
<b>EBIT</b>	<b>453</b>	<b>385</b>	<b>18%</b>	<b>+69</b>

Margem Bruta	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (€ M)</b>	<b>1.286</b>	<b>1.302</b>	<b>-1%</b>	<b>-16</b>
Margem bruta regulada	1.278	1.301	-2%	-22
Margem bruta não-regulada	8	1	589%	+7
<b>Rede de Distribuição</b>				
Proveitos regulados (€ M)	1.201	1.215	-1%	-14
Electricidade distribuída (GWh)	43.808	43.858	-0,1%	-50
Pontos de ligação à rede (mil)	6.083	6.076	0%	+7
<b>Comercialização de Último Recurso</b>				
Proveitos regulados (€ M)	77	86	-10%	-9
Cientes fornecidos (mil)	2.520	3.807	-34%	-1.287
Electricidade vendida (GWh)	9.247	14.016	-34%	-4.768

Investimento & Custos Operac.	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (2)</b>	<b>389</b>	<b>416</b>	<b>-6%</b>	<b>-26</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	64,0	68,4	-6%	-4
Custos control./km de rede (€/km)	1.742	1.868	-7%	-126
Empregados (#)	3.358	3.494	-4%	-136
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>305</b>	<b>295</b>	<b>3%</b>	<b>+10</b>
Rede de distribuição (Km)	224	222	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	61	84	-27%	-23

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal ascendeu a €696M em 2014, 13% acima de 2013 (+€78M), influenciado pelo novo ACT (+€87M no 2T14) o que mitigou parcialmente o impacto do programa de antecipação de pré-reformas (-€27M). Excluindo este efeito, o EBITDA subiu 3% vs. 2013 (+17M), para €636M em 2014, suportado por um rigoroso controlo de custos.

Em 2014, os **proveitos regulados da actividade de distribuição** recuaram 1% (-€14M) vs. 2013, para €1.201M, suportado por uma queda na taxa de retorno (de 8,56% em 2013 para 8,26% em 2014) e pelo impacto adverso do ajustamento anual de proveitos por 'Deflator PIB-X'. Em 2014, a **electricidade distribuída caiu 0,1% (vs. 2013)**, impactada pelo segmento de baixa tensão.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** caíram 10% (-€9M), para €77M em 2014, reflexo da rápida passagem de clientes para o mercado livre: nos últimos 12 meses, c34% dos consumidores deixaram o mercado regulado. 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 34% (vs. 2013), para 9,2TWh em 2014. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU caiu 1.287 mil no período, para 2.520 mil em Dez-14 (41% do total), essencialmente influenciada pelo segmento residencial.

Os **custos controláveis** desceram 6% vs. 2013 (-€26M), reflexo do apertado controlo de custos, redução de número de colaboradores (-4% face a Dez-13) e da redução de actividade do CUR decorrente da transferência de consumidores para o mercado liberalizado. A evolução da rubrica custos com benefícios sociais reflecte essencialmente o impacto de +€87M decorrente do novo ACT (correspondente à variação do valor actual das responsabilidades futuras) parcialmente compensada pelo impacto do programa de antecipação de pré-reformas. Os outros custos operacionais (líquidos) caíram €8M em 2014, devido a um melhor desempenho em termos de cobrança de dívidas de clientes, ganhos com a venda de activos fixos e ao recebimento de compensações de seguros resultantes de intempéries.

O **investimento operacional** subiu 3% para €305M em 2014. O TIEPI recuou 23 minutos, para 61 minutos em 2014.

Em 15-Dez-14, a ERSE publicou a versão final para as tarifas de 2015 e parâmetros aplicáveis ao próximo período regulatório, de 2015-17 relativos à actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal definindo o aumento em 3,3% da tarifa no segmento de baixa tensão, aplicável aos clientes residenciais no mercado regulado, não abrangidos pela tarifa social e uma redução em 14% da tarifa social, sem qualquer impacto nos custos do sistema eléctrico.

Foram atribuídas **receitas reguladas no montante de €1.194M à actividade de distribuição em 2015** suportadas: (1) 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%; (2) numa previsão de 44,6 TWh de consumo de electricidade para 2015 (1,8% acima da electricidade distribuída em 2014) e (3) um deflator do PIB de 0,9%.

Relativamente à **actividade do CUR foram definidos, para 2015**, os seguintes pressupostos: (1) um montante de proveitos regulados de €61M em 2015; (2) numa previsão de preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado em 2015 de €55,4/MWh suportado num preço da pool estimado de €50,5/MWh; (3) um sobrecusto da produção em regime especial estimado em €60,8/MWh e (4) uma previsão de volume de regime especial de 21,0TWh (3,9% abaixo da produção de 2013).

(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	2014	2013	% Δ	Abs. Δ
	2014	2013	% Δ	Abs. Δ	2014	2013	% Δ	Abs. Δ	2014	2013	% Δ	Abs. Δ					
<b>Margem Bruta</b>	<b>163</b>	<b>161</b>	<b>1%</b>	<b>2</b>	<b>226</b>	<b>232</b>	<b>-3%</b>	<b>-6</b>	<b>67</b>	<b>69</b>	<b>-3%</b>	<b>-2</b>	<b>Nº Pontos Ligação (mil)</b>				
FSEs	41	44	-7%	-3	36	39	-7%	-3	15	16	-5%	-1	Electricidade Espanha	659	659	0%	+0
Custos Pessoal	21	21	-1%	-0	10	10	-7%	-1	2	2	1%	0	Gás Espanha	1.026	1.017	1%	+9
Custos Benefícios sociais	4	1	-	3	1	1	-4%	-0	0	0	-6%	-0	Gás Portugal	319	306	4%	+12
Outros custos operac. (líq.)	(10)	(22)	-53%	12	(1)	(55)	n.m.	54	(7)	1	-	-8	<b>Energia Distribuída (GWh)</b>				
<b>Custos Operac. Líquidos (1)</b>	<b>55</b>	<b>43</b>	<b>29%</b>	<b>12</b>	<b>45</b>	<b>(5)</b>	<b>-</b>	<b>50</b>	<b>10</b>	<b>19</b>	<b>-49%</b>	<b>-9</b>	Electricidade Espanha	9.177	9.147	0%	+29
<b>EBITDA</b>	<b>108</b>	<b>118</b>	<b>-8%</b>	<b>-10</b>	<b>181</b>	<b>237</b>	<b>-24%</b>	<b>-56</b>	<b>57</b>	<b>50</b>	<b>15%</b>	<b>7</b>	Gás Espanha	46.970	51.535	-9%	-4.566
Provisões	-	1	-	-1	(0)	1	-	-1	0	(0)	n.m.	0	Gás Portugal	6.876	6.938	-1%	-62
Amortizações e imparidades	35	33	5%	2	49	49	1%	0	15	15	5%	1	<b>Rede (Km)</b>				
<b>EBIT</b>	<b>73</b>	<b>84</b>	<b>-13%</b>	<b>-10</b>	<b>132</b>	<b>188</b>	<b>-30%</b>	<b>-56</b>	<b>42</b>	<b>35</b>	<b>19%</b>	<b>7</b>	Electricidade Espanha	23.395	23.293	0%	+101
<b>Investimento operacional</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>-3%</b>	<b>-1</b>	<b>21</b>	<b>32</b>	<b>-33%</b>	<b>-11</b>	<b>22</b>	<b>26</b>	<b>-16%</b>	<b>-4</b>	Gás Espanha	10.143	9.996	1%	+147
<b>Margem Bruta</b>	<b>163</b>	<b>161</b>	<b>1%</b>	<b>2</b>	<b>226</b>	<b>232</b>	<b>-3%</b>	<b>-6</b>	<b>67</b>	<b>69</b>	<b>-3%</b>	<b>-2</b>	Gás Portugal	4.653	4.484	4%	+170
Margem Bruta Regulada	156	154	1%	2	198	203	-3%	-5	64	64	0%	0	<b>Empregados (#)</b>				
Margem bruta não-regulada	7	7	1%	0	28	28	-3%	-1	3	5	-37%	-2	Electricidade Espanha	294	303	-3%	-9
													Gás Espanha	202	200	1%	+2
													Gás Portugal	62	62	0%	-

## DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha caiu 8% (-€10M), para €108M em 2014, devido a menores proveitos relacionados com novas ligações (aplicação de IFRIC18<sup>(2)</sup>) e a custos de reestruturação. 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, ficou estável em 9,2TWh em 2014.

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 princípios regulatórios anunciados em Jul-13 pelo RD 9/2013 (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). Até à aprovação de medidas concretas sobre a regulação acima referida, os proveitos regulados da EDP Espanha em vigor para o ano de 2015 são €157M (calculado de acordo com o esquema transitório de remuneração do RD 9/2013).

## REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha em 2013 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 €181M em 2014 devido a: i) -€5M em proveitos regulados reflectindo as alterações regulatórias em 2014, compensado por ii) controlo de custos. O **volume de gás distribuído** caiu 9%, para 47TWh, penalizado por um menor consumo de gás na produção de electricidade, principalmente centrais de cogeração e condições atmosféricas mais amenas.

Apesar da publicação do RDL 8/2014 (Jul-14) e a Lei 18/2014 definirem uma redução de proveitos nas actividades reguladas a partir de Jul-14, os proveitos permitidos do resto do ano foram apenas definidos em Dez-14. De acordo com uma Ordem Ministerial, os **proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2014 ascendem a €198m**.

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 €4,7M em 2014 (dos quais, €2,3M no 4T14) e €9M/ano nos anos seguintes.

De acordo com uma Ordem Ministerial de Dez-14, os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2015 ascendem a €191,4M. Este montante inclui €14,7M de proveitos regulados anuais atribuíveis à Gas Energía Distribución Murcia, vendido à Redexis em 30-Jan-15, e €4,3M de proveitos regulados anuais atribuíveis ao perímetro dos restantes ativos e que deverá ser vendido à Redexis no primeiro semestre de 2015.

## REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal subiu €7M (+15% vs. 2013), para €57M em 2014, impulsionado pela recuperação de taxas de ocupação de subsolo (€8M). Os proveitos permitidos ficaram estáveis, 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 (+4%), resultante do esforço continuado de contratação de novos clientes na região operada pela EDP, o **volume de gás distribuído** recuou 1%, para 6,9TWh em 2014.

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. Os proveitos permitidos definidos para a EDP na actividade de distribuição e CUR 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				
	2014	2013	Δ %	Δ Abs.	2014	2013	Δ %	Δ Abs.	2014	2013	Δ %	Δ Abs.	
<b>Margem Bruta</b>	<b>2.538</b>	<b>2.601</b>	<b>-2%</b>	<b>-63</b>	<b>813</b>	<b>907</b>	<b>-10%</b>	<b>-94</b>	Cotação no fim do período (R\$/acção)	8,97	11,35	-21%	-2,38
Fornecimentos e serviços externos	500	484	3%	+16	160	169	-5%	-9	Total de acções (milhões)	476,4	476,4	-	-
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	388	354	10%	+34	124	123	1%	+1	Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Outros custos operacionais (líquidos)	(283)	40	-	-323	(91)	14	-	-105	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	243,0	243,0	-	-
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>605</b>	<b>878</b>	<b>-31%</b>	<b>-273</b>	<b>194</b>	<b>306</b>	<b>-37%</b>	<b>-112</b>	Euro/Real - Taxa de fim do período	3,22	3,26	1%	-0,04
<b>EBITDA</b>	<b>1.933</b>	<b>1.723</b>	<b>12%</b>	<b>+210</b>	<b>619</b>	<b>601</b>	<b>3%</b>	<b>+18</b>	Euro/Real - Taxa média do período	3,12	2,87	-8%	+0,25
Provisões	31	48	-36%	-17	10	17	-41%	-7	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	3,7%	-	-	-
Amortizações e imparidades	353	420	-16%	-67	113	146	-23%	-33	Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,3	1,3	-	-0,0
<b>EBIT</b>	<b>1.548</b>	<b>1.254</b>	<b>23%</b>	<b>+294</b>	<b>496</b>	<b>437</b>	<b>13%</b>	<b>+59</b>	Custo Médio da Dívida (%)	10,9	8,6	-	229p.b.
Resultados financeiros	(316)	(299)	-6%	-17	(101)	(104)	-3%	+3	Taxa de Juro Média (CDI)	10,8	8,1	-	274p.b.
Resultados em associadas	(71)	(140)	49%	+69	(23)	(49)	-53%	+26	Empregados (#)	2.648	2.772	-4%	-124
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>1.161</b>	<b>815</b>	<b>42%</b>	<b>+346</b>	<b>372</b>	<b>284</b>	<b>31%</b>	<b>+88</b>	<b>Dados relevantes de Balanço (R\$ M)</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>Δ %</b>	<b>Δ Abs.</b>
<b>Investimento Operacional</b>	<b>(R\$ M)</b>				<b>(€ M)</b>				Dívida líquida	2.506	2.289	9%	+217
	2014	2013	Δ %	Δ Abs.	2014	2013	Δ %	Δ Abs.	Recebimentos futuros da act. Regulada	602	199	203%	+403
<b>Investimento Operacional</b>	<b>370</b>	<b>1.094</b>	<b>-66%</b>	<b>-724</b>	<b>119</b>	<b>382</b>	<b>-69%</b>	<b>-263</b>	Interesses não controláveis	1.670	1.666	0%	+4
Manutenção	370	362	2%	+9	119	126	-6%	-8	Valor contabilístico dos C. Próprios	4.938	4.640	6%	+297
Expansão	-	733	-	-733	-	255	-	-255	<b>Resultados Financeiros (R\$ M)</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>Δ %</b>	<b>Δ Abs.</b>
<b>Investimento Financeiro (4)</b>	<b>186</b>	<b>99</b>	<b>89%</b>	<b>+88</b>	<b>60</b>	<b>40</b>	<b>51%</b>	<b>+20</b>	Juros financeiros líquidos	(341)	(263)	-30%	-79
									Custos capitalizados	46	46	-1%	-0
									Diferenças Cambiais e Derivados	(0)	(6)	93%	+6
									Outros	(20)	(76)	74%	+56
									<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(316)</b>	<b>(299)</b>	<b>-6%</b>	<b>-17</b>

Em moeda local, o EBITDA da EDP – Energias do Brasil ('EDPB') aumentou 12% no período (+R\$210M) para R\$1.933M em 2014, reflectindo: i) uma alteração do enquadramento legal que levou ao reconhecimento dos recebimentos futuros da actividade regulada (+R\$157M vs. 2013); ii) um ganho não recorrente de R\$408M relativo à venda de 50% em Jari e Cachoeira Caldeirão à CWEI (CTG); e iii) ganhos não recorrentes no montante de R\$67M reconhecidos em 2013 ao nível da actividade de distribuição. Excluindo estes impactos, o EBITDA ajustado diminuiu 18% no período para R\$1.326M em 2014. O EBITDA recorrente da distribuição manteve-se relativamente estável, reflexo de um nível de margem bruta regulada igualmente estável. O EBITDA da geração e comercialização diminuiu 24% (-R\$235M), devido ao baixo GSF<sup>(3)</sup> (91% em 2014) e à consequente necessidade de compra de energia por parte dos geradores, a preços de mercado anormalmente elevados. Os efeitos cambiais penalizaram o EBITDA da EDPB em Euros devido a uma depreciação de 8% do BRL face ao EUR (um impacto de -€55M). Sublinhe-se que o ano 2013 foi re-expresso 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 subiram 7% no período para R\$1.013M em 2014: i) os custos com pessoal e benefícios aos empregados subiram 10%, reflexo da actualização salarial anual (+6,5%), de uma menor capitalização de custos e de um aumento das despesas com indemnizações; e ii) os fornecimentos e serviços externos subiram 3%, devido a um aumento das despesas com serviços ao cliente e de TI.

A redução na rubrica de provisões deve-se essencialmente ao reconhecimento em 2013 de uma provisão de R\$22M relativa a contingência laborais relacionadas com as remunerações. As amortizações e imparidades caíram 16% no período, reflexo da contabilização em 2013 de um impacto não-recorrente de R\$60M relativo à amortização acelerada de alguns activos de distribuição.

Os custos financeiros líquidos aumentaram 6% no período para R\$316M em 2014, traduzindo: i) juros líquidos superiores, devido a um aumento de 229pb do custo médio da dívida, para 10,9% em 2014; e ii) alguns ganhos não-recorrentes reconhecidos em 2014 ao nível dos 'outros resultados financeiros'. A dívida líquida aumentou 9%, reflexo de um aumento da dívida bruta financeira (R\$0,1MM) e de uma redução da rubrica de 'caixa e equivalentes'. Adicionalmente, no 4T14, a EDPB pagou o dividendo anual relativo ao exercício de 2013 no montante de R\$370M.

A Dez-14, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos 19% do seu nível máximo (vs. 25% a Set-14 e vs. 43% a Dez-13). Os baixos níveis de hidraulicidade e a insuficiente pluviosidade traduzem-se no elevado despacho das centrais térmicas e em elevados preços de electricidade (PLD médio: R\$697/MWh<sup>(2)</sup> em 2014 vs. R\$266/MWh<sup>(2)</sup> em 2013). Simultaneamente, devido ao baixo GSF<sup>(3)</sup> (91% em 2014 e 88% no 4T14), os produtores hídricos são 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) Fonte: CCEE; com base em preços semanais; regiões do Sudeste/Centro-Oeste;

(3) GSF: Generation Scaling Factor;

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

# Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.661</b>	<b>1.510</b>	<b>10%</b>	<b>+151</b>
Forn. e serviços externos	349	347	1%	+2
Custos c/ pessoal e benef. aos empr	274	278	-1%	-4
Outros custos operac. (Liq.)	116	52	123%	+64
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>739</b>	<b>677</b>	<b>9%</b>	<b>+62</b>
<b>EBITDA</b>	<b>922</b>	<b>832</b>	<b>11%</b>	<b>+89</b>
Provisões	23	47	-50%	-24
Amortizações e imparidades	187	250	-25%	-64
<b>EBIT</b>	<b>712</b>	<b>535</b>	<b>33%</b>	<b>+177</b>

Margem Bruta	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (R\$ M)</b>	<b>1.661</b>	<b>1.510</b>	<b>10%</b>	<b>+151</b>
Margem Bruta Regulada	1.463	1.468	-0,4%	-5
Não recorrentes	199	42	373%	+157
<b>Receb. Futuros da Act. Reg. (R\$ M)</b>	<b>602</b>	<b>199</b>	<b>203%</b>	<b>+403</b>
Var. Receb. Futuros da Act. Reg.	403	(42)	-	+445
<b>Clientes Ligados (Milhares)</b>	<b>3.152</b>	<b>3.045</b>	<b>3%</b>	<b>+106</b>
Bandeirante	1.725	1.666	4%	+59
Escelsa	1.426	1.379	3%	+47
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>26.443</b>	<b>25.880</b>	<b>2%</b>	<b>+563</b>
Bandeirante	15.452	15.335	1%	+117
Escelsa	10.992	10.545	4%	+446
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	9.903	9.892	0%	+11
<b>Electricidade Vendida (GWh)</b>	<b>16.540</b>	<b>15.988</b>	<b>3%</b>	<b>+551</b>
<b>Bandeirante</b>	<b>9.639</b>	<b>9.448</b>	<b>2%</b>	<b>+191</b>
Resid., Comerc. e Outros	7.021	6.697	5%	+325
Industrial	2.618	2.751	-5%	-133
<b>Escelsa</b>	<b>6.900</b>	<b>6.541</b>	<b>5%</b>	<b>+360</b>
Resid., Comerc. e Outros	5.690	5.370	6%	+320
Industrial	1.211	1.171	3%	+40

Investimento e Custos Operac.	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos controláveis (2)</b>	<b>593</b>	<b>584</b>	<b>2%</b>	<b>+9</b>
Custos control./cliente (R\$/cliente)	188	192	-2%	-4
Custos control./km rede (R\$/km)	7	7	0%	+0
<b>Empregados (#)</b>	<b>2.181</b>	<b>2.200</b>	<b>-1%</b>	<b>-19</b>
<b>Invest. Operacional (R\$M)</b>	<b>303</b>	<b>280</b>	<b>8%</b>	<b>+23</b>
Rede de Distribuição ('000 Km)	90	88	1%	+1

O EBITDA da actividade de distribuição no Brasil subiu R\$89M no período para R\$922M em 2014, reflectindo: i) uma alteração do enquadramento regulatório que levou ao reconhecimento dos recebimentos futuros da actividade regulada – em 2014, foram reconhecidos ao nível da margem bruta R\$599M de activos regulados a receber, dos quais R\$199M são relativos a anos anteriores (vs. o reconhecimento em 2013 de um impacto líquido de R\$42M relativo a desvios tarifários/contribuições da CDE); e ii) menores ganhos não-recorrentes (-R\$67M vs. 2013). Excluindo estes impactos, o EBITDA recorrente permaneceu relativamente estável nos R\$723M em 2014, reflexo de uma margem bruta regulada igualmente estável, dado que os impactos negativos decorrentes do aumento dos custos superiores com as perdas (+R\$55M vs. 2013) e da última revisão regulatória da Escelsa (que reduziu o retorno sobre a base de activos regulados de 10% para 7,5% a partir de Ago-13), foram compensados por maiores volumes distribuídos (vs. as expectativas do regulador) e por regularizações favoráveis de anos anteriores.

Como anteriormente referido, a **margem bruta** em 2014 reflecte uma alteração do enquadramento legal que permite o reconhecimento dos recebimentos futuros da actividade regulada, de acordo com a qual os desvios tarifários a recuperar passam a estar reconhecidos ao nível da Demonstração da Posição Financeira Consolidada e da Demonstração de Resultados. Assim, no 4T14, R\$599M de activos da actividade regulada a receber no futuro foram reconhecidos ao nível da margem bruta, dos quais R\$401M se referem fundamentalmente a desvios tarifários do ano 2014 e R\$199M respeitam ao montante de activos regulados a receber a Dez-13. De notar que, em consequência, a partir de Jan-15, a margem bruta de electricidade irá reflectir os proveitos regulados do período, em vez da variação dos activos da actividade regulada a receber no futuro.

A Dez-14, os **recebimentos futuros da actividade regulada** totalizaram R\$602M (vs. R\$199M a Dez-13), incluindo R\$2M de juros reconhecidos em 2014. Em 2014, foi criado um desvio tarifário negativo de R\$1.449M, essencialmente relacionados com custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, que foi parcialmente compensado por R\$937M de contribuições da CDE/CCEE; adicionalmente, foram recebidos R\$110M relativos a desvios do ano e de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro aumentou R\$403M vs. Dez-13, para R\$602M a Dez-14, 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% para a Escelsa; e ii) em Out-14, um aumento tarifário de 22,34% 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 e em Ago-16 para a Escelsa. Em Fev-15, a ANEEL propôs um custo médio de capital de 8,09%, real depois de impostos, a aplicar aos activos de distribuição aquando do 4º ciclo de revisão regulatória.

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 ficou estável nos 9,9TWh em 2014, ou -2% vs. 3T14, reflexo do arrefecimento da produção industrial no estado de São Paulo.

**Os custos operacionais controláveis aumentaram 2% no período, para R\$593M em 2014**, devido a um aumento de 3% dos custos com pessoal, reflexo da actualização salarial anual (+6,5%) e de uma redução do número de empregados. Os fornecimentos e serviços externos reflectem um aumento das despesas com serviços ao cliente. O **investimento operacional** subiu 8% no período para R\$303M em 2014, tendo sido maioritariamente destinado a actividades de serviço ao cliente e ao reforço da qualidade do serviço na rede.

Em 2014, as distribuidoras do **sector eléctrico** depararam-se com custos recorde de compra de electricidade: i) os baixos níveis de pluviosidade levaram a um forte despacho térmico e a elevados custos com geração térmica; ii) a procura ficou acima do esperado inicialmente; e iii) as distribuidoras tiveram que enfrentar subcontratações involuntárias num contexto de elevados preços de mercado. Em Abr-14, a CCEE criou a "Conta-ACR" (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) para ajudar a compensar as distribuidoras pelos elevados custos de energia incorridos em 2014 – R\$17,8MM de financiamento foram contratados e transferidos para as distribuidoras cobrindo parcialmente os elevados custos incorridos entre Fev-14 e Out-14, e estão em discussão novos empréstimos para ajudar a cobrir os custos de Nov/Dez-14. Entretanto, a ANEEL tem vindo a repassar alguns destes custos adicionais para os consumidores de electricidade através dos reajustamentos tarifários anuais.

# Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>755</b>	<b>1.014</b>	<b>-26%</b>	<b>-259</b>
Fornecimentos e serviços externos	69	73	-6%	-4
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	48	52	-8%	-4
Outros custos operacionais (líquidos)	(0)	(19)	-	+19
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>116</b>	<b>106</b>	<b>10%</b>	<b>+11</b>
<b>EBITDA</b>	<b>638</b>	<b>908</b>	<b>-30%</b>	<b>-269</b>
Provisões	1	(0)	-	+1
Amortizações e imparidades	153	156	-2%	-3
<b>EBIT</b>	<b>484</b>	<b>752</b>	<b>-36%</b>	<b>-267</b>

O EBITDA da actividade de produção no Brasil caiu 30% no período (-R\$269M) para R\$638M em 2014, reflectindo o baixo GSF (91% em 2014 vs. 99% em 2013), e a subsequente necessidade de comprar energia a preços de mercado anormalmente elevados (o preço médio de electricidade no mercado à vista subiu 162% vs. 2013, para R\$697/MWh<sup>(3)</sup> em 2014).

O volume de electricidade vendido permaneceu relativamente estável nos 8,3TWh em 2014. O preço médio de venda subiu 8%, traduzindo a actualização dos preços contratados à inflação bem como o fecho de contratos bilaterais de curto prazo (para 2014) a preços superiores. O GSF – “Generation Scaling Factor” – foi de 91% em 2014 e 88% no 4T14 (vs. 104% no 4T13). Em períodos de escassez hidrológica, o associado défice de produção implica que os produtores hídricos tenham que adquirir energia a preços de mercado por forma a satisfazer as suas obrigações contratuais. Em 2014, a EDPB conseguiu mitigar o impacto negativo do baixo GSF através de vendas de curto prazo contratadas a preços superiores, o que no seu conjunto se traduziu em +R\$339M de custos adicionais com a compra de energia vs. 2013 (R\$345M em 2014 vs. R\$6M em 2013).

A EDPB detém 50% na central a carvão de Pecém I (720MW) em parceria com a Eneva. Obedecendo à IFRS11, esta participação é actualmente consolidada por equivalência patrimonial. Em Dez-14, perante a situação financeira crítica da Eneva, a EDPB acordou a compra da participação de 50% detida pela Eneva em Pecém I por um total de R\$300M (conclusão da operação prevista para o 1S15). A actual estimativa de EBITDA para Pecém I em 2015E é de ~R\$210M (contribuição para o ano todo @100%), prevendo-se um total de ~R\$1,8MM para a dívida líquida a Dez-15. Após a reparação de um dos grupos de geração (4T14), ambos os grupos estão agora em pleno funcionamento. O factor de disponibilidade de Pecém I alcançou os 76% em 2014 (vs. 62% em 2013). Em 2014, o EBITDA de Pecém I (50%) totalizou R\$21M e o resultado líquido atribuível à EDPB foi de -R\$118M. De notar que em 2014, o EBITDA inclui R\$109M relativos a penalidades por indisponibilidade (vs. R\$122M em 2013). Adicionalmente, o 3T14 inclui a recuperação extraordinária das penalidades em excesso cobradas entre Dez-12 e Nov-13 e relativas à indisponibilidade de Pecém I (+R\$123M), uma vez que estas tinham sido calculadas numa base horária ao invés de utilizar a média móvel dos 60 meses, enquanto o 4T14 foi negativamente impactado pelo reconhecimento de uma provisão por conta da expectativa de penalidades por indisponibilidade para os próximos 60 meses (-R\$130M).

No âmbito da parceria estratégica com a CTG, a EDPB vendeu à CWEI: i) participações de 50% em Jari e Cachoeira Caldeirão por R\$420,6M (Jun-14); e ii) uma participação de 33,3% no projecto hídrico de São Manoel (Nov-14) – a CWEI assumirá os compromissos de futuras contribuições de capital a realizar nos projectos em construção. Obedecendo à IFRS11, todos estes projectos consolidam pelo método de equivalência patrimonial. Santo António do Jari é uma central hídrica de 373MW (detida a 50% pela EDPB) cuja entrada em operação estava inicialmente prevista para Jan-15, mas que iniciou operações comerciais antes do prazo (o 1º grupo entrou em operação em Set-14 e no final do ano, todos os grupos geradores estavam operacionais). Em 2014, Jari vendeu 231GWh de electricidade em mercado, o que se traduziu num resultado líquido atribuível à EDP Brasil de R\$31M. Cachoeira Caldeirão é um projecto hídrico de 219MW (detido em 50% pela EDPB; concluído em 69%) com entrada em operação prevista para Jan-17 e São Manoel é um projecto hídrico de 700MW (detido em 33,3% pela EDPB) em fase inicial de construção e com entrada em operação prevista para Mai-18. De notar que todos estes são projectos com CAEs de longo prazo.

O investimento operacional caiu 92% no período para R\$60M em 2014. Sublinhe-se em 2014 os investimentos nos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão foram classificados como ‘investimentos financeiros’ (consolidação pelo método de equivalência patrimonial) o que justifica a redução do investimento de expansão vs. 2013. Os investimentos financeiros em 2013 são pro-forma pela implementação da IFRS 11 e referem-se a Pecém I.

A margem bruta da comercialização de electricidade subiu 49% no período (+R\$38M) para R\$114M em 2014, reflectindo uma posição longa favorável e um maior volume de energia fornecido a clientes, tendo beneficiando de preços superiores no mercado à vista.

Produção	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (R\$ M)</b>	<b>755</b>	<b>1.014</b>	<b>-26%</b>	<b>-259</b>
Lajeado	271	411	-34%	-140
Peixe Angical	248	360	-31%	-112
Energest (15 centrais hídricas)	236	242	-3%	-7
<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>1.797</b>	<b>1.797</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	499	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	396	396	-	-
<b>Energia Vendida (GWh)</b>	<b>8.260</b>	<b>8.216</b>	<b>1%</b>	<b>+44</b>
Lajeado	3.298	3.410	-3%	-112
Peixe Angical	2.374	2.378	-0%	-4
Energest (15 centrais hídricas)	2.589	2.428	7%	+160
<b>Preço Médio de Venda (R\$/MWh) (2)</b>	<b>165</b>	<b>153</b>	<b>8%</b>	<b>+12</b>
Lajeado	142	137	4%	+5
Peixe Angical	198	181	9%	+17
Energest (15 centrais hídricas)	165	149	11%	+16
<b>Investimento Operacional (R\$ M)</b>	<b>60</b>	<b>798</b>	<b>-92%</b>	<b>-738</b>
Manutenção	60	66	-8%	-5
Expansão	-	733	-	-733
<b>Investimento Financeiro (R\$ M)</b>	<b>186</b>	<b>99</b>	<b>89%</b>	<b>+88</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>281</b>	<b>386</b>	<b>-27%</b>	<b>-105</b>

Pecém (equivalência patrimonial)	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>360</b>	<b>360</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Factor de disponibilidade (%)	76%	62%	14b.p.	-
<b>EBITDA (R\$m)</b>	<b>21</b>	<b>(53)</b>	<b>-</b>	<b>+74</b>
Dívida líquida (R\$m)	929	1.021	-9%	-92

Comercialização	2014	2013	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem bruta (R\$ M)</b>	<b>114</b>	<b>76</b>	<b>49%</b>	<b>+38</b>
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	10	8	39%	+3
<b>EBITDA (R\$ M)</b>	<b>103</b>	<b>69</b>	<b>50%</b>	<b>+35</b>
Vendas electricidade (GWh)	13.052	12.391	5%	+662

(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; (3) Com base em preços semanais; regiões do Sudeste/Centro-Oeste.



# Demonstrações de Resultados & Anexos

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>2014</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	<b>Grupo EDP</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>790</b>	<b>868</b>	<b>1.742</b>	<b>1.153</b>	<b>813</b>	<b>1</b>	<b>5.367</b>
Fornecimentos e serviços externos	69	206	379	257	160	(174)	897
Custos com pessoal	49	58	134	59	112	170	582
Custos com benefícios sociais	0	3	(35)	8	12	(14)	(26)
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2	184	222	(73)	(91)	28	272
<b>Custos Operacionais</b>	<b>119</b>	<b>451</b>	<b>700</b>	<b>250</b>	<b>194</b>	<b>10</b>	<b>1.725</b>
<b>EBITDA</b>	<b>671</b>	<b>416</b>	<b>1.042</b>	<b>903</b>	<b>619</b>	<b>(9)</b>	<b>3.642</b>
Provisões	8	19	2	0	10	13	52
Amortizações e imparidades (1)	166	234	340	481	113	64	1.397
<b>EBIT</b>	<b>497</b>	<b>164</b>	<b>700</b>	<b>422</b>	<b>496</b>	<b>(86)</b>	<b>2.193</b>

<b>2013</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	<b>Grupo EDP</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>867</b>	<b>702</b>	<b>1.764</b>	<b>1.191</b>	<b>907</b>	<b>20</b>	<b>5.451</b>
Fornecimentos e serviços externos	72	174	404	255	169	(163)	910
Custos com pessoal	60	64	143	60	106	144	577
Custos com benefícios sociais	0	3	19	7	17	9	55
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	18	129	175	(51)	14	27	311
<b>Custos Operacionais</b>	<b>150</b>	<b>369</b>	<b>740</b>	<b>271</b>	<b>306</b>	<b>16</b>	<b>1.853</b>
<b>EBITDA</b>	<b>717</b>	<b>333</b>	<b>1.023</b>	<b>921</b>	<b>601</b>	<b>4</b>	<b>3.598</b>
Provisões	12	18	(5)	1	17	11	55
Amortizações e imparidades (1)	195	228	337	446	146	73	1.425
<b>EBIT</b>	<b>510</b>	<b>88</b>	<b>691</b>	<b>473</b>	<b>437</b>	<b>(81)</b>	<b>2.118</b>

(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 %
<b>Receitas de vendas e serviços de energia e outros</b>	4.415	3.768	3.732	4.365	4.327	3.692	3.804	4.471	2%	18%
<b>Custo com vendas de energia e outros</b>	(2.908)	(2.385)	(2.459)	(3.078)	(2.844)	(2.476)	(2.624)	(2.982)	3%	-14%
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.507</b>	<b>1.384</b>	<b>1.273</b>	<b>1.287</b>	<b>1.483</b>	<b>1.216</b>	<b>1.180</b>	<b>1.488</b>	16%	26%
Fornecimentos e serviços externos	212	229	215	253	202	220	221	254	0%	15%
Custos com pessoal e benefícios sociais	170	166	152	145	164	37	147	208	44%	41%
Outros custos operacionais (líquidos)	39	102	79	91	86	(13)	99	100	10%	1%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>421</b>	<b>497</b>	<b>446</b>	<b>489</b>	<b>453</b>	<b>244</b>	<b>467</b>	<b>561</b>	15%	20%
<b>EBITDA</b>	<b>1.086</b>	<b>887</b>	<b>827</b>	<b>798</b>	<b>1.030</b>	<b>972</b>	<b>713</b>	<b>927</b>	16%	30%
Provisões	9	27	3	14	7	11	4	31	112%	751%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	344	341	368	371	324	357	334	383	3%	15%
<b>EBIT</b>	<b>733</b>	<b>518</b>	<b>456</b>	<b>412</b>	<b>699</b>	<b>604</b>	<b>376</b>	<b>513</b>	25%	37%
Resultados financeiros	154	164	169	212	147	98	208	118	-44%	-43%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	12	3	1	(2)	(12)	4	(17)	10	-	-
<b>Resultado antes de impostos e CESE</b>	<b>567</b>	<b>351</b>	<b>285</b>	<b>202</b>	<b>564</b>	<b>502</b>	<b>184</b>	<b>385</b>	91%	109%
IRC e Impostos diferidos	159	49	55	(50)	186	57	33	35	-	7%
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	-	-	-	-	15	16	15	16	-	2%
Resultado líquido do período	408	302	231	253	364	430	136	334	32%	146%
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>335</b>	<b>268</b>	<b>189</b>	<b>213</b>	<b>296</b>	<b>377</b>	<b>113</b>	<b>254</b>	20%	125%
Interesses não controláveis	74	33	42	40	68	53	23	80	101%	249%

(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)							
	2014	2013	Δ MW	Δ %	2014	2013	Δ GWh	Δ %	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14
<b>PPA/CMEC (Portugal)</b>	<b>4.470</b>	<b>5274,4</b>	<b>-804</b>	<b>-15%</b>	<b>17.160</b>	<b>17.454</b>	<b>-294</b>	<b>-2%</b>	<b>5.053</b>	<b>4.509</b>	<b>3.757</b>	<b>4.135</b>	<b>5.002</b>	<b>4.099</b>	<b>3.622</b>	<b>4.437</b>
<b>Hídrico</b>	<b>3.290</b>	<b>4.094</b>	<b>-804</b>	<b>-20%</b>	<b>9.031</b>	<b>9.512</b>	<b>-480</b>	<b>-5%</b>	<b>3.307</b>	<b>2.781</b>	<b>1.387</b>	<b>2.036</b>	<b>3.739</b>	<b>2.120</b>	<b>1.075</b>	<b>2.097</b>
Fio de água	1.056	1.860			3.730	1.860			2.418	2.199	900	1.458	1.615	879	424	812
Albufeira	2.234	2.234			5.301	2.234			889	582	487	578	2.124	1.241	651	1.285
<b>Carvão - Sines</b>	<b>1.180</b>	<b>1.180</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>8.129</b>	<b>7.942</b>	<b>187</b>	<b>2%</b>	<b>1.747</b>	<b>1.728</b>	<b>2.370</b>	<b>2.098</b>	<b>1.263</b>	<b>1.979</b>	<b>2.546</b>	<b>2.340</b>
<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>274</b>	<b>318</b>	<b>-44</b>	<b>-14%</b>	<b>997</b>	<b>1.639</b>	<b>-642</b>	<b>-39%</b>	<b>554</b>	<b>422</b>	<b>258</b>	<b>405</b>	<b>414</b>	<b>212</b>	<b>112</b>	<b>260</b>
<b>Portugal</b>	<b>181</b>	<b>225</b>	<b>-44</b>	<b>-19%</b>	<b>845</b>	<b>1.069</b>	<b>-224</b>	<b>-21%</b>	<b>400</b>	<b>272</b>	<b>139</b>	<b>258</b>	<b>347</b>	<b>178</b>	<b>82</b>	<b>238</b>
Mini-Hídricas	157	157			631	583			268	156	32	127	278	127	39	186
Cogeração	24	68			214	486			132	116	107	131	69	50	42	52
<b>Spain</b>	<b>93</b>	<b>93</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>153</b>	<b>570</b>	<b>-418</b>	<b>-73%</b>	<b>154</b>	<b>150</b>	<b>119</b>	<b>147</b>	<b>67</b>	<b>34</b>	<b>30</b>	<b>21</b>
Cogeração+Resíduos	93	93			153	570			154	150	119	147	67	34	30	21
<b>Produção Liberalizada P. Ibérica</b>	<b>7.777</b>	<b>7.123</b>	<b>655</b>	<b>9%</b>	<b>15.063</b>	<b>13.323</b>	<b>1.741</b>	<b>13%</b>	<b>3.621</b>	<b>2.657</b>	<b>3.344</b>	<b>3.701</b>	<b>4.186</b>	<b>3.286</b>	<b>3.747</b>	<b>3.844</b>
<b>Hídrico</b>	<b>2.422</b>	<b>1.603</b>	<b>820</b>	<b>51%</b>	<b>6.282</b>	<b>4.325</b>	<b>1.957</b>	<b>45%</b>	<b>1.581</b>	<b>1.358</b>	<b>552</b>	<b>834</b>	<b>2.834</b>	<b>1.507</b>	<b>740</b>	<b>1.201</b>
Portugal	1.996	1.176			5.335	3.227			1.104	997	465	660	2.399	1.261	673	1.001
Espanha	426	426			947	1.098			477	361	87	173	435	246	67	200
<b>Carvão</b>	<b>1.463</b>	<b>1.463</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>6.414</b>	<b>6.407</b>	<b>7</b>	<b>0%</b>	<b>1.371</b>	<b>1.015</b>	<b>2.015</b>	<b>2.005</b>	<b>862</b>	<b>1.521</b>	<b>2.191</b>	<b>1.840</b>
Aboño I	342	342			1.679	1.799			412	256	593	538	193	317	601	568
Aboño II	536	536			3.387	3.554			826	697	1.030	1.001	597	886	992	911
Soto Ribera II	239	239			541	405			124	16	52	213	36	115	148	242
Soto Ribera III	346	346			807	648			9	46	340	253	36	203	450	119
<b>CCGT</b>	<b>3.736</b>	<b>3.736</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>1.163</b>	<b>1.434</b>	<b>-271</b>	<b>-19%</b>	<b>337</b>	<b>100</b>	<b>458</b>	<b>539</b>	<b>158</b>	<b>61</b>	<b>480</b>	<b>464</b>
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			229	222			74	6	38	104	28	21	114	66
Lares (2 grupos)	863	863			278	557			63	6	344	144	8	3	221	46
Castejón (2 grupos)	843	843			368	360			94	58	54	153	66	17	103	182
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			289	294			106	29	22	138	56	20	43	170
<b>Nuclear - Trillo</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>1.204</b>	<b>1.157</b>	<b>47</b>	<b>4%</b>	<b>331</b>	<b>184</b>	<b>319</b>	<b>323</b>	<b>332</b>	<b>197</b>	<b>336</b>	<b>339</b>
<b>Gasóleo - Tunes</b>	<b>0</b>	<b>165</b>	<b>-165</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Eólico (Maior detalhe página 16)</b>	<b>8.067</b>	<b>7.706</b>	<b>361</b>	<b>5%</b>	<b>19.695</b>	<b>19.142</b>	<b>553</b>	<b>3%</b>	<b>5.542</b>	<b>4.765</b>	<b>3.388</b>	<b>5.447</b>	<b>6.101</b>	<b>4.833</b>	<b>3.382</b>	<b>5.380</b>
Península Ibérica	2.816	2.813			6.826	7.056			2.212	1.596	1.333	1.915	2.330	1.539	1.203	1.754
Resto da Europa	1.363	1.303			2.436	2.087			552	434	369	733	791	513	431	701
America do Norte	3.805	3.506			10.198	9.769			2.726	2.690	1.631	2.722	2.930	2.727	1.678	2.862
Brasil	84	84			236	230			52	46	55	77	49	54	70	63
<b>Solar</b>	<b>82</b>	<b>50</b>	<b>32</b>	<b>64%</b>	<b>67</b>	<b>44</b>	<b>23</b>	<b>52%</b>	<b>0</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>14</b>
<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>1.797</b>	<b>1.797</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>7.236</b>	<b>7.162</b>	<b>74</b>	<b>1%</b>	<b>2.292</b>	<b>1.794</b>	<b>1.247</b>	<b>1.828</b>	<b>2.341</b>	<b>1.650</b>	<b>1.322</b>	<b>1.923</b>
<b>Hídrico</b>	<b>1.797</b>	<b>1.797</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>7.236</b>	<b>7.162</b>	<b>74</b>	<b>1%</b>	<b>2.292</b>	<b>1.794</b>	<b>1.247</b>	<b>1.828</b>	<b>2.341</b>	<b>1.650</b>	<b>1.322</b>	<b>1.923</b>
Lajeado	903	903			3.388	3.131			1.074	799	482	775	1.205	814	528	841
Peixe Angical	499	499			2.386	2.399			719	525	481	674	667	458	540	721
Energest	396	396			1.462	1.633			499	470	284	379	469	378	254	361
<b>TOTAL</b>	<b>22.469</b>	<b>22.269</b>	<b>200</b>	<b>1%</b>	<b>60.220</b>	<b>58.765</b>	<b>1.455</b>	<b>2%</b>	<b>17.062</b>	<b>14.164</b>	<b>12.011</b>	<b>15.528</b>	<b>18.056</b>	<b>14.100</b>	<b>12.207</b>	<b>15.858</b>

Consolidado por Equity	Capacidade Instalada - MW (2)			
	2014	2013	Δ MW	Δ %
P. Ibérica Reg. Especial (ex-eólico)	50	51	-1	-1%
EDPR Eólico	886	808	78	10%
Brasil Hídrica	187	0	187	-
Brazil Carvão	360	360	0	0%
<b>TOTAL</b>	<b>1.484</b>	<b>1.219</b>	<b>264</b>	<b>22%</b>

(1) Capacidade Instalada que contribuiu para os proveitos operacionais do período. (2) MW atribuíveis a empresas associadas que são consolidadas pelo método de equivalência patrimonial

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



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	2014	2013	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>43.808</b>	<b>43.858</b>	<b>-50</b>	<b>-0,1%</b>
Muito Alta Tensão	2.113	2.095	18	0,8%
Alta / Média Tensão	20.730	20.442	289	1,4%
Baixa Tensão	20.965	21.322	-356	-1,7%
<b>Espanha</b>	<b>9.177</b>	<b>9.147</b>	<b>29</b>	<b>0,3%</b>
Alta / Média Tensão	6.795	6.664	130	2,0%
Baixa Tensão	2.382	2.483	-101	-4,1%
<b>Brasil</b>	<b>26.443</b>	<b>25.880</b>	<b>563</b>	<b>2,2%</b>
Clientes Livres	9.903	9.892	11	0,1%
Industrial	3.829	3.922	-93	-2,4%
Residencial, Comercial & Outros	12.711	12.066	644	5,3%
<b>TOTAL</b>	<b>79.428</b>	<b>78.886</b>	<b>542</b>	<b>0,7%</b>

Cientes Ligados (mil)	2014	2013	Δ Abs.	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>6.083</b>	<b>6.076</b>	<b>6,8</b>	<b>0,1%</b>
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,2	0,7%
Baixa Tensão Especial	34	34	0,4	1,1%
Baixa Tensão	6.025	6.019	6,3	0,1%
<b>Espanha</b>	<b>659</b>	<b>659</b>	<b>0,5</b>	<b>0,1%</b>
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	1,1%
Baixa Tensão	658	658	0,5	0,1%
<b>Brasil</b>	<b>3.152</b>	<b>3.045</b>	<b>106,4</b>	<b>3,5%</b>
Bandeirante	1.725	1.666	59,2	3,6%
Escelsa	1.426	1.379	47,2	3,4%
<b>TOTAL</b>	<b>9.894</b>	<b>9.780</b>	<b>113,7</b>	<b>1,2%</b>

Redes	2014	2013	Δ Abs.	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>336.440</b>	<b>334.011</b>	<b>2.429</b>	<b>0,7%</b>
Portugal	223.523	222.476	1.048	0,5%
Espanha	23.395	23.293	101	0,4%
Brasil	89.522	88.242	1.280	1,5%

Perdas (% da electricidade distribuída)			
Portugal (1)	10,3%	11,2%	-0,9 pp
Espanha	4,1%	4,2%	-0,1 pp
Brasil			
Bandeirante	9,5%	-9,9%	19,4 pp
Técnicas	5,5%	-5,5%	11,1 pp
Comerciais	3,9%	-4,3%	8,3 pp
Escelsa	13,7%	13,2%	0,5 pp
Técnicas	7,6%	7,8%	-0,2 pp
Comerciais	6,1%	5,4%	0,7 pp

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	2014	2013	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>6.876</b>	<b>6.938</b>	<b>-62</b>	<b>-0,9%</b>
Baixa pressão	1.008	1.058	-49	-4,6%
Média pressão	5.845	5.852	-8	-0,1%
GPL	23	28	-5	-18,0%
<b>Espanha</b>	<b>46.970</b>	<b>51.535</b>	<b>-4.566</b>	<b>-8,9%</b>
Baixa pressão	7.968	8.813	-844	-9,6%
Média pressão	39.002	42.723	-3.721	-8,7%
<b>TOTAL</b>	<b>53.846</b>	<b>58.473</b>	<b>-4.627</b>	<b>-7,9%</b>

Pontos de Abastecimento (mil)	2014	2013	Δ Abs.	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>318,5</b>	<b>306,2</b>	<b>12,3</b>	<b>4,0%</b>
Baixa pressão	312,2	299,4	12,8	4,3%
Média pressão	1,4	1,3	0,1	9,7%
GPL	5,0	5,5	-0,6	-10,4%
<b>Espanha</b>	<b>1.026,3</b>	<b>1.017,3</b>	<b>9,0</b>	<b>0,9%</b>
Baixa pressão	1.025,6	1.016,5	9,1	0,9%
Média pressão	0,7	0,8	-0,1	-14,4%
<b>TOTAL</b>	<b>1.344,9</b>	<b>1.323,5</b>	<b>21,3</b>	<b>1,6%</b>

Redes	2014	2013	Δ Abs.	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>14.797</b>	<b>14.480</b>	<b>317</b>	<b>2,2%</b>
Portugal	4.653	4.484	170	3,8%
Espanha	10.143	9.996	147	1,5%

(1) Exclui Muito Alta Tensão

# EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



## Principais Acontecimentos 4T14

**Out-14:** O Museu da Eletricidade foi considerado um dos 10 museus gratuitos "mais incríveis" do mundo pela "SmarterTravel" (site de viagens);

**Nov-14:** A EDP continua a integrar os índices da FTSE4Good Index series, após a atualização do processo metodológico que está na base do rating ESG e da constituição do conjunto de índices FTSE4Good;

**Nov-14:** Pela 9ª vez consecutiva, a EDP Brasil integra o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), uma ferramenta de avaliação de performance entre as companhias de capital aberto no que diz respeito às práticas ESG, mantida pela BM&FBovespa;

**Nov-14:** A EDP Espanha foi distinguida com o melhor centro de atendimento ao cliente pela "Asociación Española de Expertos en la Relación con los Clientes" na categoria "Centro de Relación con el Cliente (CRC)" quer na categoria "Energía", quer na categoria "Centro" com mais de 1,2 milhões de chamadas por ano.

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

	2014	2013	Δ %
<b>Índice Sustentab. (a) (b)</b>	<b>105</b>	<b>102</b>	<b>3%</b>
Comp. Ambiental Peso %	102 33%	100 33%	2%
Comp. Económica Peso %	105 37%	100 37%	5%
Comp. Social Peso %	107 30%	106 30%	1%

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

## Métricas Económicas 2014 2013 Δ %

Valor Económico (€M)(1) (a)	2014	2013	Δ %
Directo Gerado	17.672	17.509	1%
Distribuído	15.373	15.553	-1%
Acumulado	2.299	1.956	18%

## Métricas Sociais (a) (b) 2014 2013 Δ %

	2014	2013	Δ %
<b>Empregados (c)</b>	<b>11.798</b>	<b>12.171</b>	<b>-3%</b>
<b>Formação (horas)</b>	<b>516.659</b>	<b>410.734</b>	<b>26%</b>
<b>Acidentes em Serviço</b>	<b>33</b>	<b>42</b>	<b>-21%</b>
Ind. Gravidade (Tg)	119	128	-8%
Ind. Frequência (Tf)	1,6	2,0	-21%
Ind. Freq. EDP+PSE (Tf)(d)	3,7	4,0	-7%

## Métricas Ambientais (a) (b) 2014 2013 Δ %

	2014	2013	Δ %
<b>Emissões Atmosféricas (mt)</b>			
CO2 (e)	16.522	16.599	0%
NOx	16,4	16,7	-1%
SO2	14,4	13,7	4%
Partículas	0,586	0,644	-9%
<b>Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)</b>			
CO2 (e)	275,6	277,3	-1%
NOx	0,27	0,28	-2%
SO2	0,24	0,23	4%
<b>Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)</b>			
Emissões directas (Âmbito 1)	16.551	16.633	0%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	2.214	2.336	-5%
<b>Consumo de Energia Primária (TJ) (f)</b>	<b>161.512</b>	<b>167.782</b>	<b>-4%</b>
<b>Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)</b>	<b>96%</b>	<b>77%</b>	<b>19 p.p.</b>
<b>Utilização de Água (103 m3)</b>	<b>1.633.540</b>	<b>1.606.887</b>	<b>2%</b>
<b>Total Resíduos (t) (g)</b>	<b>362.031</b>	<b>370.410</b>	<b>-2%</b>
<b>Invest. e Gastos Ambientais (€ mil)</b>	<b>83.670</b>	<b>99.976</b>	<b>-16%</b>
<b>Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)</b>	<b>78.194</b>	<b>236.361</b>	<b>-67%</b>

## Métricas Ambientais - Emissões de CO2 (a) (b)

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (h) (GWh)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
<b>PPA/CMEC</b>	<b>7.399</b>	<b>7.185</b>	<b>0,91</b>	<b>0,90</b>	<b>8.129</b>	<b>7.942</b>
Carvão	7.399	7.184	0,91	0,90	8.129	7.942
Fuel Oil & Gás Natural	-	1	-	-	(0)	(0)
<b>Produção Liberalizada</b>	<b>8.647</b>	<b>8.531</b>	<b>1,14</b>	<b>1,09</b>	<b>7.577</b>	<b>7.841</b>
Carvão	8.142	7.930	1,27	1,24	6.414	6.407
CCGT	505	601	0,43	0,42	1.163	1.434
<b>Regime Especial</b>	<b>476</b>	<b>883</b>	<b>0,36</b>	<b>0,34</b>	<b>1.305</b>	<b>2.607</b>
<b>Produção Térmica</b>	<b>16.522</b>	<b>16.599</b>	<b>0,97</b>	<b>0,90</b>	<b>17.011</b>	<b>18.390</b>
<b>Produção Livre de Emissões de CO2</b>					<b>42.943</b>	<b>41.479</b>
<b>Total Emissões de CO2</b>			<b>0,28</b>	<b>0,28</b>	<b>59.954</b>	<b>59.869</b>

(a) Os dados relativos a 2013 foram re-expressos para reflectir a adopção das IFRS 10 & 11 a partir de 1-Jan-2014.

(b) Excluindo a central de Pecém I.

(c) Incluindo órgãos sociais executivos.

(d) PSE: Prestadores de Serviços Externos.

(e) Não inclui a frota automóvel e consumo e perdas de gás natural.

(f) Incluindo frota automóvel.

(g) Resíduos encaminhados para destino final.

(h) Inclui vapor (2014: 938 GWh vs. 2013: 1.588 GWh).

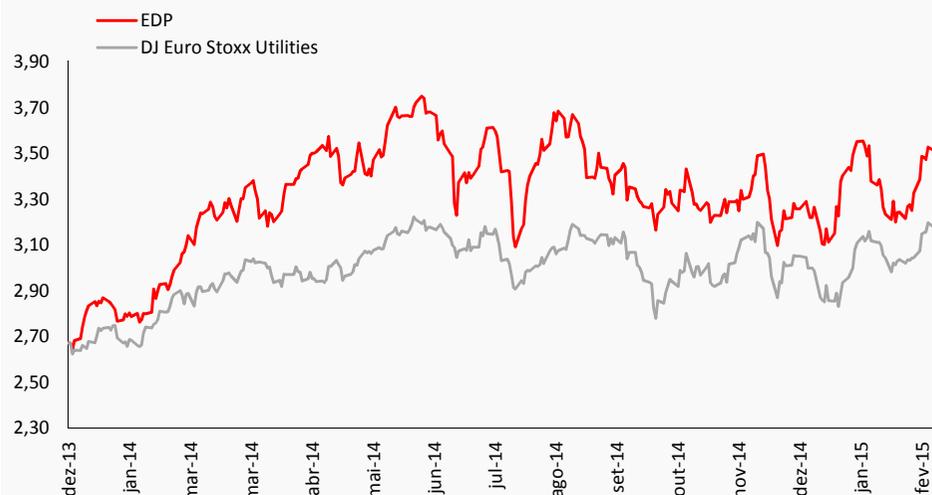
(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + ganhos/perdas na alienação de activos financeiros + outros proveitos financeiros + outros custos financeiros + ganhos/perdas em associadas.

Valor Económico Distribuído (VED): Volume de negócios - resultado operacional bruto - imposto sobre o rendimento corrente - dividendos; Valor Económico Acumulado: VEP - VED.

# Desempenho da EDP na Bolsa



## Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



## Principais Eventos EDP

- 07-Jan:** EDP emite valores mobiliários representativos de dívida no montante de USD750 milhões
- 28-Jan:** Standard & Poors mantém rating da EDP em BB+ e revê outlook para estável
- 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
- 26-Mar:** EDP encaixará €750 milhões pela securitização de défice tarifário em Portugal
- 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
- 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 2022
- 30-Set:** EDPR executa transacção de rotação de activos em França
- 22-Out:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Bandeirante em 22,34%
- 11-Nov:** Conclusão da venda pela EDP Brasil de 33,3% na central hidroeléctrica de São Manoel
- 14-Nov:** EDP emite valores mobiliários representativos de dívida no montante de USD750 milhões
- 9-Dez:** EDP Brasil assina acordo de compra da participação da Eneva na central de Pecém I
- 15-Dez:** ERSE divulga tarifas para a energia eléctrica em 2015 e parâmetros para o período 2015-17
- 15-Dez:** EDP vende €202 milhões do défice tarifário de 2013 em Espanha
- 16-Dez:** EDP vende activos de gás nas regiões de Murcia, Extremadura e Gerona à Redaxis
- 18-Dez:** EDP acorda com Cheniere o aprovisionamento de GNL por 20 anos
- 22-Dez:** EDP vende €229 milhões em securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- 29-Dez:** EDPR acorda venda à CTG de participações minoritárias em parques eólicos no Brasil
- 30-Dec:** EDP vende participação de 50% na EDP Ásia à CTG

EDP em Bolsa	YTD	52W	2013
		02-03-2015	

### Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,510	3,510	3,218
Max	3,584	3,749	3,749
Min	3,073	3,036	2,620
Média	3,345	3,375	3,286

### Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	1.027	5.145	4.896
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	24	20	19
Volume Transaccionado (milhões de acções)	307	1.524	1.490
Volume Médio Diário (milhões de acções)	7,1	5,8	5,7

Dados Accções EDP	2014	2013	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	23,5	27,6	-14,9%

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