



2013 Resultados

Conteúdo

Destaques	- 2 -
Performance Financeira Consolidada	
EBITDA	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA	- 4 -
Investimento Operacional	- 5 -
Cash Flow	- 6 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada	- 7 -
Dívida Líquida	- 8 -
Áreas de Negócio	
Enquadramento: Mercado Ibérico de Electricidade e Gás	- 10 -
1. Produção Contratada de Longo Prazo no Mercado Ibérico	- 11 -
2. Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico	- 12 -
3. EDP Renováveis	- 15 -
4. Redes Reguladas no Mercado Ibérico	- 18 -
5. Brasil - EDP Brasil	- 21 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 25 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 26 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 27 -
Redes Reguladas: Volumes Distribuídos, Clientes Ligados e Rede	- 28 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 29 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 30 -

Lisboa, 27 de Fevereiro de 2014

Demonstração Resultados (€ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	5.551	5.428	2%	+123
Fornecimentos e serviços externos	935	928	1%	+7
Custos com pessoal, Benef. aos Empregados	639	672	-5%	-33
Outros custos operacionais (líquidos)	361	200	80%	+161
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.934	1.800	7%	+134
EBITDA	3.617	3.628	-0,3%	-11
Provisões	55	16	-	+39
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	1.477	1.469	1%	+8
EBIT	2.085	2.143	-3%	-59
Result. da alienação de act. financ.	(0)	3	-	-3
Resultados financeiros	(737)	(705)	-5%	-32
Resultados em associadas	34	24	44%	+10
Resultado Antes de Impostos	1.382	1.465	-6%	-83
IRC e Impostos diferidos	188	283	-33%	-95
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do período	1.194	1.182	1%	+11
Accionistas da EDP	1.005	1.012	-0,7%	-7
Interesses não controláveis	188	170	11%	+19

Dados-chave Operacionais	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.314	12.382	-0,6%	-69
Capacidade instalada (MW)	22.954	23.380	-2%	-425

Dados-chave Financeiros (€ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
FFO	2.426	2.689	-10%	-263
Investimento operacional	1.978	2.011	-2%	-33
Manutenção	656	692	-5%	-36
Expansão	1.322	1.319	0,2%	+3
Investimentos Líquidos	(287)	(6)	n.a.	-281

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Dez-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.446	8.192	3%	+253
Dívida líquida	17.451	18.233	-4%	-782
Receb. futuros da actividade regulada (4)	2.747	2.710	1%	+37
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,8x	5,0x	-	-0,2x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	4,1x	4,3x	-	-0,2x

O EBITDA consolidado do Grupo EDP manteve-se estável em 2013, em €3.617M, afectado por diversas alterações regulatórias adversas nas actividades tradicionais ibéricas (-c€200M, essencialmente em Espanha), pelo fim das licenças de CO₂ gratuitas (-€56M) e pelo descomissionamento da central a fuelóleo Setúbal (-€98M). Neste contexto, o EBITDA foi suportado pelas nossas subsidiárias internacionais: i) a **EDP Brasil** 'EDPB' (EBITDA +9%, ou +€48M) beneficiou da recuperação de desvios tarifários na distribuição; e ii) a **EDP Renováveis** 'EDPR' (EBITDA +1%, ou +€10M, apesar do impacto regulatório negativo em Espanha, no valor de €71M) beneficiou do investimento em nova capacidade fora da Península Ibérica. Excluindo o impacto da depreciação cambial do BRL (13%) e do USD (3%) face ao Euro, o contributo das operações internacionais para o EBITDA da EDP em 2013 teria sido superior em €97M. **Ajustado do impacto cambial, o EBITDA do Grupo EDP subiria 2% em 2013.**

O EBITDA das operações Ibéricas (excluindo a EDPR) caiu 3% em 2013 (-€69M) penalizado pelo contexto regulatório, em Portugal e em Espanha, e por uma deterioração do mercado. No contexto regulatório destacam-se: i) o corte da garantia de potência e da remuneração das actividades reguladas (-€82M); ii) novos impostos em Espanha (-€121M); e iii) o fim das licenças gratuitas de CO₂. A EDP foi capaz de contrariar parcialmente este enquadramento adverso, através de: i) um aumento da produção hídrica (fruto de expansão de capacidade e condições climáticas favoráveis); ii) uma gestão adequada do risco nos mercados energéticos, tirando partido da queda do preço no mercado grossista, iii) uma subida do volume de electricidade comercializado a clientes finais; e iv) um apertado controlo de custos, que permitiu que os custos operacionais⁽¹⁾ nas operações Ibéricas caíssem 4% em 2013.

Os custos operacionais⁽¹⁾ caíram 2%, para €1.573M em 2013, dando continuidade à execução bem sucedida do programa de eficiência corporativa OPEX III (as metas deste programa foram antecipadas de 2014 para 2013). **Os outros custos operacionais líquidos** aumentaram €161M em 2013, para €361M, incluindo: i) novos impostos, nomeadamente em Espanha (€121M); ii) €43M de penalidades por indisponibilidade da central Pecém I; iii) mais-valia de €56M com a venda de activos de gás em Espanha; iv) +€12M com ganhos na venda de imobiliário no Brasil; e v) diferentes ganhos não recorrentes em 2012, no valor de €70M.

O **EBIT** caiu 3% em 2013, para €2.085M, reflectindo um EBITDA ligeiramente mais baixo e uma subida nas depreciações, amortizações e provisões líquidas. As amortizações e depreciações líquidas reflectem a entrada em operação de nova capacidade – eólica e solar (+437MW), hídrica em Portugal (+255MW) e carvão no Brasil (+360MW) –, assim como o encerramento da central a fuelóleo de Setúbal (-946MW). Os **resultados financeiros**, que se deterioraram em €32M para -€737M em 2013, reflectem um acréscimo de 40 p.b. no custo médio da dívida, para 4,4% em 2013, e uma subida de €0,2MM na dívida líquida média. Os **impostos** ascenderam a €188M, incluindo impactos não-recorrentes em Espanha e Portugal. Os **interesses não controláveis** subiram 11%, reflectindo uma subida de interesses não controláveis ao nível da EDPR. **O resultado líquido da EDP fixou-se nos €1.005M em 2013, 0,7% abaixo de 2012.**

O **investimento operacional** caiu 2%, para €1.978M em 2013, reflectindo uma descida do investimento em manutenção (-€36M), para €656M, e um investimento em expansão estável, dedicado sobretudo a projectos de nova capacidade hídrica (em Portugal e no Brasil) e eólicos fora da Península Ibérica.

A **dívida líquida baixou €0,8MM** face a Dez-12, para €17,5MM a Dez-13, em linha com o objectivo traçado pela empresa. A redução de dívida resultou de: i) €1,9MM de free cash flow gerado (traduzido pelo EBITDA, deduzido de impostos, investimento em manutenção, juros suportados e variação de fundo de maneio excluindo fornecedores de imobilizado); ii) pagamento do dividendo anual de 2012 (€0,7MM); iii) €1,2MM de impacto líquido resultante de capex de expansão, investimento em fundo de maneio referente a fornecedores de imobilizado e de desinvestimento financeiro líquido; iii) €0,4MM de impacto cambial favorável; iv) reclassificação da dívida de Jari e Cachoeira-Caldeirão para responsabilidades detidas para venda (€0,4MM, excluindo efeito cambial). Os **recebimentos futuros relacionados com actividade regulada** a Dez-13 mantiveram-se quase estáveis face a Dez-12, na medida em que a venda pela EDP do direito sobre estes recebíveis, no valor de €1,5MM, compensou a criação de novos desvios e défices em 2013. A **posição de liquidez financeira do Grupo EDP a Dez-13**, ajustada da emissão de obrigações no valor de USD750M em Jan-14, ascendeu a €5,1MM. Esta posição cobre as necessidades de refinanciamento da EDP até meados de 2015. A EDP irá propor aos accionistas a distribuição de um dividendo por acção de €0,185 referente ao exercício de 2013.

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

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

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13	4T13 YoY		4T13 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	726	802	-9%	-76	197	205	206	194	196	177	171	182	-6%	-11	6%	11
Actividades Liberalizadas	349	316	11%	+33	95	88	98	36	112	122	46	70	94%	34	51%	23
Redes Reguladas P. Ibérica	1.023	1.057	-3%	-34	275	245	289	248	290	233	250	251	1%	3	0%	1
Eólico e Solar	947	938	1%	+10	263	240	171	263	327	233	148	239	-9%	-24	62%	91
Brasil	582	535	9%	+48	177	121	99	137	150	122	225	85	-38%	-52	-62%	-140
Outros	(11)	(20)	42%	+8	(4)	(17)	(7)	8	(2)	(2)	2	(9)	-	-17	-	-11
Consolidado	3.617	3.628	-0,3%	-11	1.003	882	857	886	1.072	885	842	818	-8%	-68	-3%	-24

O EBITDA consolidado ficou estável em 2013 (-0,3%), em €3.617M em 2013, apesar do impacto adverso de alterações regulatórias (-€200M, principalmente em Espanha), do fim das licenças gratuitas de CO₂ (-€56M) e do descomissionamento da central a fuelóleo de Setúbal (-€98M vs. 2012). A resiliência do EBITDA fundou-se: i) na actividade no Brasil (+€48M), ampliada pela recuperação de significativos desvios tarifários passados na distribuição; ii) na actividade eólica (+€81M excluindo o -€71M de impacto da regulação em Espanha), beneficiando das adições de capacidade e de recursos eólicos mais fortes; e iii) pelas actividades liberalizadas, que beneficiaram de recursos hídricos excepcionais e de maiores proveitos obtidos na gestão de energia. O impacto cambial no EBITDA foi negativo: -€97M em 2013, reflectindo uma depreciação de 13% do BRL face ao Euro e de 3% do USD face ao Euro. **Ajustado do impacto cambial, o EBITDA teria crescido 2%.**

No 4T13, o EBITDA do Grupo ascendeu a €818M (-8% versus 4T12), penalizado por: i) EBITDA da EDP Brasil 38% inferior ao 4T12, reflexo da quase ausência de contribuições do fundo CDE, a par da criação de novos desvios no 4T13, no valor de €39M; ii) EBITDA da EDPR 9% abaixo de 4T12, incluindo um ajustamento de €17M no 4T13, relacionada com o impacto no 2S13 do quadro regulatório anunciado em Jul-13, em Espanha.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (20% do EBITDA) – O EBITDA caiu 9% (-€76M), para €726M em 2013, dado que a maior produção mini-hídrica decorrente de um tempo muito mais húmido em 2013 (+€32M vs. 2012), foi mais do que compensada por: i) fim do CAE da central a fuelóleo de Setúbal em Dez-12 (EBITDA 2012: +€98M) e ii) venda da central de cogeração da Soporgen (EBITDA 2012: €12M).

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (10% do EBITDA) - O EBITDA cresceu 11% em 2013, para €349M. Apesar do ambiente regulatório e condições de mercado adversos, o crescimento do EBITDA foi suportado por: i) duplicação da produção hídrica, impulsionada por fortes recursos hídricos em 2013 vs. 2012, que se traduziram num custo médio de produção 16% inferior; ii) redução de 3% no custo médio da electricidade comprada no mercado grossista decorrente de uma gestão adequada da volatilidade nos mercados energéticos; e iii) acréscimo de volume e preço médio de venda a clientes finais, em +5% e +3%, respectivamente. Em termos regulatórios, o EBITDA foi penalizado por €78M de novos impostos sobre a produção em Espanha, pelo fim das licenças de CO₂ gratuitas, pela inexistência de garantia de potência em Portugal em 2013 (vs. €7M em 2012) e pela redução de garantia de potência em Espanha (-€16M em 2013).

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (28% do EBITDA) - O EBITDA desceu 3% (-€34M), para €1.023M em 2013, suportado por: i) menores proveitos regulados, designadamente na distribuição de electricidade em Portugal, devido à redução da taxa esperada de retorno sobre os activos (-€44M reflexo de uma taxa de RoRAB de 8,56% em 2013 vs. 10,05% em 2012); ii) aplicação da Lei 9/2013 em Espanha a partir de Jul-13, com um impacto de -€9M no EBITDA da distribuição de electricidade em Espanha; iii) -€5M na distribuição de gás decorrente do não ajustamento por inflação em 2013; estes efeitos foram parcialmente compensados por: iv) um rigoroso controlo de custos focado na eficiência do OPEX. Excluindo impactos não recorrentes (com valor semelhante em 2012 e 2013), o EBITDA ascendeu a €967M em 2013.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (26% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR subiu 1% (+€10M), para €947M em 2013, impulsionado por um factor médio de utilização na Pen. Ibérica superior (+3p.p. vs. 2012), pelo impacto das alterações regulatórias em Espanha (-€71M) e pelo acréscimo de capacidade instalada (+437MW em 2013). O preço médio de venda recuou 2%, para €62,4/MWh em 2013. O EBITDA de 2012 e 2013 incluem alguns itens não-recorrentes relacionados com: i) reavaliação de activos (2013: +€3M; 2012: +€32M); ii) abates maioritariamente relacionados com a racionalização do pipeline (2013: -€13M; 2012: -€21M); iii) reestruturação de contratos nos EUA (+€13M no 1T13); iv) reversão de provisões e outros (2013: -€7M; 2012: -€1M). Excluindo estes impactos, o EBITDA subiu 3% (+€23M), para €950M. O impacto cambial no EBITDA foi -€13M, decorrente essencialmente da depreciação do USD vs. Euro.

BRASIL (16% do EBITDA) - A contribuição da EDPB para o EBITDA do grupo EDP subiu 9% (+€48M), para €582M em 2013, suportado por uma subida de 24% do EBITDA em moeda local (+R\$329M), para R\$1.670M, e pelo impacto cambial desfavorável: -€83M decorrente da depreciação do Real Brasileiro em relação ao Euro. O EBITDA da distribuição, que subiu 41% (+R\$243M), beneficiou da recuperação de montantes significativos de desvios tarifários de anos anteriores, através de contribuições da CDE nos 9M13. O EBITDA da geração e comercialização subiu 14% (+R\$115M), reflectindo essencialmente um menor contributo negativo de Pecém I (contributo positivo no 2S13). Excluindo os desvios tarifários negativos, as contribuições da CDE, o impacto negativo de Pecém I e outros impactos não recorrentes, o EBITDA ajustado teria subido 7%, para \$R1.614M em 2013.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.	1T13	2T13	3T13	4T13	4T13 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.617	3.628	0%	-11	1.072	885	842	818	-3%	-24
Provisões	55	16	-	39	9	27	3	15	364%	12
Amortizações	1.504	1.494	1%	10	360	359	387	398	3%	11
Compensação de amortizações	(26)	(25)	-6%	-1	(7)	(7)	(6)	(6)	1%	0
EBIT	2.085	2.143	-3%	-59	709	505	459	412	-10%	-47
Juros financeiros líquidos	(840)	(717)	-17%	-123	(198)	(201)	(213)	(226)	-6%	-13
Custos financeiros capitalizados	133	143	-7%	-10	35	34	32	33	2%	1
Diferenças de câmbio e derivados	(15)	(49)	69%	33	12	(32)	16	(11)	-	-27
Rendimentos de participações de capital	6	6	-5%	-0	0	4	1	0	-63%	-1
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(71)	(93)	24%	22	(18)	(18)	(17)	(18)	-3%	-1
Outros ganhos e perdas financeiros	49	5	-	45	10	40	(0)	(0)	64%	0
Resultados Financeiros	(737)	(705)	-5%	-32	(160)	(173)	(182)	(223)	-22%	-40
Ganhos/(Perdas) em Associadas	34	24	44%	10	8	11	6	10	66%	4
Ganhos/(Perdas) Alienação Activos Financeiros	(0)	3	-	-3	0	0	(0)	(0)	-	-0
Resultados Antes de Impostos	1.382	1.465	-6%	-83	557	343	283	199	-30%	-84
IRC e Impostos diferidos	188	283	-33%	-95	149	41	52	(54)	-	-106
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>14%</i>	<i>19%</i>	<i>-</i>	<i>-5,7 pp</i>	<i>27%</i>	<i>12%</i>	<i>18%</i>	<i>-27%</i>	<i>-</i>	<i>-45,5 pp</i>
EDP Renováveis	64	39	65%	25	34	15	(4)	19	-	23
Energias do Brasil	117	123	-5%	-6	38	16	44	20	-55%	-24
Outros	7	8	-9%	-1	2	3	2	1	-50%	-1
Interesses Minoritários	188	170	11%	19	74	33	42	40	-5%	-2
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	1.005	1.012	-1%	-7	335	268	189	213	12%	24

As **provisões** em 2013 totalizaram €55M (+€39M no período), dos quais €27M foram contabilizados no 2T13, essencialmente relacionados com contingências laborais no Brasil e com provisões relativas a litígios, entre outros, em Espanha.

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) aumentaram 1% para €1.477M em 2013, reflectindo: i) +€26M na EDP Brasil (“EDPB”) suportados pelo comissionamento da central a carvão Pecém I e pela amortização acelerada de alguns activos de distribuição; ii) nova capacidade hídrica em Portugal; e iii) perdas por imparidade nas nossas centrais de cogeração e resíduos em Espanha após os cortes regulatórios anunciados; que foram maioritariamente compensados iii) por -€15M (€473M em 2013 vs. €487M em 2012) na EDP Renováveis (“EDPR”) essencialmente devido a menores perdas por imparidade; e iv) pelos impactos combinados do descomissionamento da central a fuelóleo de Setúbal em Portugal, da venda da co-geradora Soporgen em Portugal, de menores horas de funcionamento nas centrais a carvão em Espanha e da extensão por 10 anos (de 25 para 35 anos) da vida útil das CCGTs.

Os **custos financeiros líquidos** aumentaram 5% para €737M em 2013. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** subiram 17%, reflectindo +€0,2MM na dívida líquida média e uma subida do custo médio da dívida, de 4,0% em 2012 para 4,4% em 2013. As **diferenças de câmbio e derivados**, -€15M em 2013, referem-se essencialmente a resultados com coberturas nos mercados energéticos e de “commodities”. O **unwinding com responsabilidades com pensões e actos médicos** alcançou €71M em 2013, suportado por uma menor taxa de actualização das responsabilidades. Os **outros ganhos e perdas financeiros**, €49M em 2013, incluem um ganho de €50M com as vendas do défice tarifário realizadas durante o ano 2013.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram €34M em 2013; as maiores contribuições derivam das participações na ENEOP Portugal (€13M em 2013 vs. €4M em 2012) e na CEM em Macau (€13M em 2013).

O **imposto sobre o rendimento** totalizou €188M em 2013, incluindo: i) um impacto positivo não recorrente de €80M em Espanha (2T13) dos quais €132M se referem a uma reavaliação fiscal da base de activos, suportada pela Lei 16/2012; ii) um impacto positivo não recorrente de €41M ligado à dedutibilidade por inteiro (vs. anteriores 50%) de perdas por imparidade relativas a participações financeiras; e iii) o impacto positivo da dedutibilidade fiscal dos juros sobre capitais próprios pagos pela EDPB em Dez-13 (parte do dividendo de 2013). Os **interesses não controláveis** subiram 11% para €188M em 2013, devido ao aumento do resultado líquido da EDPR e à venda por parte da EDPR de participações minoritárias em parques eólicos à Borealis, CTG e Fiera Axiom. O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** caiu 1% para €1,005M em 2013.

Em perspectiva, o Orçamento de Estado para 2014 introduziu uma taxa extraordinária sobre o sector energético em Portugal: 0,85% sobre activos fixos tangíveis e intangíveis (activos eólicos, mini-hídricas e centrais de cogeração estão isentos, e as CCGTs que trabalhem < 3.000 horas beneficiam de uma taxa inferior). Estima-se que este imposto venha a ter um impacto negativo para a EDP de ~€47M em 2014.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	57	44	29%	+13
Liberalizado (P. Ibérica)	531	524	1%	+6
Redes reguladas (P. Ibérica)	387	404	-4%	-16
Eólico & Solar	536	606	-12%	-70
Brasil	426	388	10%	+38
Outros	41	44	-7%	-3
Grupo EDP	1.978	2.011	-2%	-33
Expansão	1.322	1.319	0%	+3
Manutenção	656	692	-5%	-36

1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13
8	10	11	15	11	11	15	20,3
86	122	156	161	139	123	143	126,2
82	103	80	139	71	89	85	141,2
55	54	154	343	(53)	65	131	394,1
89	70	95	135	70	92	146	117,3
6	6	12	20	7	10	11	13,5
325	365	507	813	245	391	530	812,6
189	213	350	567	129	241	374	578,5
136	152	158	246	116	150	157	234,1



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 2013	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.468	455	1.252
Eólico e Solar (2)	224	111	241
Hídrica Brasil (3)	592	255	351
Total	2.284	822	1.843

Principais Investimentos Líquidos (€ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	263	201	31%	+62
Perímetro consolidação EDPR	48	29	68%	+20
Activos de gás (Espanha)	96	106	-9%	-10
Projecto hídrico Jari (Brasil)	-	38	-	-38
HidroCantábrico (Espanha)	106	-	-	+106
Outros	13	28	-55%	-16
Desinvestimentos	550	207	166%	+344
Perímetro consolidação EDPR	3	7	-61%	-4
Activos de gás (Espanha)	245	-	-	+245
Activos eólicos (Portugal & EUA)	292	176	66%	+116
Outros	11	24	-57%	-14
Total	(287)	(6)	-	-281

O **investimento operacional consolidado** caiu 2% no período para €1.978M em 2013. O investimento de expansão totalizou €1,3MM, fruto do investimento em nova capacidade hídrica e eólica. O investimento de manutenção caiu 5%, para €656M em 2013, reflectindo menores necessidades de investimento, nas redes reguladas na Península Ibérica e nas nossas centrais térmicas em Espanha. O investimento em **capacidade hídrica em construção em Portugal** totalizou €455M em 2013, alocados à construção/repotenciação de 5 projectos: 253MW com arranque previsto no final de 2014, 963MW com arranque previsto no 3T15 e 252MW com arranque previsto no 2S16. O investimento em **nova capacidade eólica e solar** (EDPR) totalizou €536M, ou €627M excluindo o ‘cash-grant’ (subsídio ao investimento) de €91M recebido em Jan-13 relativo ao parque eólico Marble River nos EUA (instalado no 4T12). Este investimento foi maioritariamente alocado a 437MW instalados em 2013 e a 224MW em construção, a maioria dos quais nos EUA (200MW). No **Brasil**, o investimento totalizou €426M em 2013, maioritariamente alocado a nova capacidade de produção (70%): €44M foram investidos em Pecém I (central a carvão comissionada no 2T13); e €255M foram alocados a novos projectos hídricos (Jari: 373MW com arranque previsto em Jan-15, e Cachoeira-Caldeirão: 219MW com arranque previsto em Jan-17). **Em síntese**, a EDP investiu até agora €1,8MM em 2,3GW de nova capacidade em construção. Em perspectiva, a EDP prevê investir c€1,7MM em 2014 e c€1,5MM em 2015.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** totalizaram €287M em 2013. O desinvestimento inclui: i) €292M relativos à venda por parte da EDPR de participações de 49% na EDPR Portugal (vendidos à CTG por €368m incluindo suprimentos – transacção concluída no 2T13) e num parque eólico de 97MW nos EUA (vendidos à Fiera Axiom; valor total implícito do activo de USD197M – transacção concluída no 4T13); ii) €245M relacionado com a venda dos activos de transmissão de gás em Espanha (1T13); e iii) €10M relativos à venda dos 82% detidos na Soporgen (1T13), uma central de cogeração em Portugal. O investimento financeiro refere-se essencialmente: i) ao pagamento de 5% na Naturgas no 2T13 por €96M, em linha com o acordo realizado em 2010 com o Ente Vasco de Energia; ii) ao pagamento de 3% na HidroCantábrico (“HC”) no 4T13 por €106m, no seguimento do exercício da opção de venda detida pelo Liberbank; e iii) a taxas de sucesso relacionadas com o desenvolvimento da nossa actividade eólica.

Em perspectiva, em Dez-13, no âmbito da parceria estratégica com a CTG, CWE Investment Corporation (“CWEI”), uma subsidiária detida a 100% pela CTG, assinou: i) um Memorando de Entendimento (“MoU”) com a EDPB para a venda de 50% de Jari por R\$490M (R\$81M adicionais de co-investimento esperado) e 50% de Cachoeira Caldeirão (R\$294M de co-investimento esperado) – conclusão da transacção esperada para o 1S14; e ii) um MoU com a EDPR para a venda de uma participação de 49% nos 40% detidos pela EDPR no consórcio ENEOP (534MW eólicos em Portugal) – conclusão da transacção esperada para 2015. Com estas transacções, foi dada visibilidade a cerca de €1MM de investimentos a realizar pela CTG, incluindo a transacção de Jun-13 relativa à EDPR Portugal (€368M). Mais recentemente, em Fev-14, a EDPB acordou com a CWEI a venda de 33,3% do projecto hídrico de São Manoel (700MW atribuídos ao consórcio Terra Nova – 66,7% EDPB e 33,3% Furnas), sendo parte integrante dos €2MM de investimentos a realizar pela CTG (incluindo co-investimento) em energia renovável, no âmbito da parceria existente.

(1) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (2) Investimento acumulado inclui capacidade em construção & desenvolvimento; (3) Incluindo Jari e Cachoeira Caldeirão, com acordo para a venda de 50% à CTG.

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.617	3.628	0%	-11
Imposto corrente	(264)	(154)	-71%	-110
Juros financeiros líquidos	(840)	(717)	-17%	-123
Resultados de associadas e dividendos	40	30	34%	+10
Outros ajustamentos	(127)	(98)	-29%	-28
FFO	2.426	2.689	-10%	-263
Juros financeiros líquidos	840	717	17%	+123
Resultados e dividendos de associadas	(40)	(30)	-34%	-10
Investimento em fundo de maneo	294	(1.380)	-	+1.673
Recebimentos futuros da actividade regulada (1)	(65)	(977)	93%	+912
Outros	359	(402)	-	+761
Fluxo das Actividades Operacionais	3.520	1.997	76%	+1.523
Investimento operacional de expansão	(1.322)	(1.319)	0%	-3
Investimento operacional em melhorias	(656)	(692)	5%	+36
Var. fundo de maneo de fornec. de imobilizado	(201)	(61)	-226%	-139
Cash Flow Operacional Líquido	1.341	(76)	-	+1.417
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	287	6	-	+281
Juros financeiros líquidos pagos	(708)	(597)	-19%	-111
Dividendos recebidos	21	23	-10%	-2
Dividendos pagos	(830)	(825)	-1%	-4
Receb./pagamentos) parceiros institucionais EUA	(36)	(15)	-135%	-20
Variações cambiais	388	218	78%	+171
Outras variações não operacionais	318	(87)	-	+404
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	782	(1.353)	-	+2.135

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	14.551	14.710	-1%	-159
Receb. por securitização dos ajust. tarifários	1.560	442	253%	+1.118
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(11.602)	(12.320)	6%	+718
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(731)	(708)	-3%	-23
Fluxo gerado pelas operações	3.778	2.124	78%	+1.653
Receb./pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(258)	(128)	-	-130
Fluxo das Actividades Operacionais	3.520	1.997	76%	+1.523
Fluxo das Actividades de Investimento	(2.320)	(2.125)	-9%	-195
Fluxo das Actividades de Financiamento	(684)	105	-	-788
Varição de caixa e seus equivalentes	516	(24)	-	+540
Efeito das diferenças de câmbio	(31)	(13)	-148%	-19

O FFO caiu 10% no período para €2.426M em 2013, reflectindo: i) um aumento de €110M do imposto corrente, explicado pelo impacto da venda sem recurso do défice tarifário de electricidade em Portugal (€1,0MM em 2013); e ii) um aumento de €123M dos juros financeiros líquidos devido a uma dívida líquida média superior (+€0,2MM) e a uma subida de 40pb do custo médio da dívida (4,4% em 2013).

O fluxo das actividades operacionais subiu 76% (ou +€1.523M) para €3.520M em 2013. De notar que os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram €65M em 2013, reflectindo: i) +€225M das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo -€1,0MM devido às operações de securitização realizadas em 2013; e ii) -€160M das nossas actividades em Espanha, incluindo -€487M securitizados durante o ano. Os outros investimentos em fundo de maneo, que totalizaram €359M em 2013, beneficiaram de uma redução dos inventários de carvão (historicamente elevados a Dez-12) bem como de um aumento dos valores a pagar a fornecedores, essencialmente decorrente de compras de electricidade no mercado grossistas (influenciadas por preços elevados em Dez-13).

O investimento operacional de expansão totalizou €1,3MM em 2013, incluindo um 'cash-grant' de €91M recebido pela EDP Renováveis ('EDPR') nos EUA. De notar que a variação de fundo de maneo de fornecedores de imobilizado está maioritariamente relacionada com as actividades de construção e desenvolvimento de projectos de energia renovável na EDPR.

Os desinvestimentos (líquidos) totalizaram €287M em 2013, reflectindo: i) a venda por parte da EDPR de participações de 49% na EDPR Portugal e num parque eólico nos EUA (€292M); e ii) a venda de activos de transmissão de gás em Espanha (€245M); parcialmente compensados iii) pelo pagamento de 5% na Naturgas (€96M); e iv) pelo pagamento de 3% na HC (€106m).

No dia 23 de Maio de 2013, a EDP pagou o dividendo anual no montante de €671M (ou €0.185/acção, estável em relação ao ano anterior). De notar que o montante de €830M de dividendos pagos em 2013 inclui também os montantes pagos aos interesses não controláveis, essencialmente ao nível da EDP Brasil.

Os €388M de impacto positivo na dívida líquida relativo a variações cambiais reflectem essencialmente a depreciação do Dólar Americano (-4%) e do Real Brasileiro (-17%) face ao Euro, entre Dez-12 e Dez-13. No 4T13, o impacto positivo na dívida líquida relativo a variações cambiais ascendeu a €129m.

A rubrica de outras variações não operacionais em 2013 inclui €111M relativos à compra por parte da CTG de 25% dos suprimentos da EDPR Portugal (operação concluída no 2T13) e €369M (excluindo o impacto cambial) provenientes de alterações do perímetro de consolidação relativas à transferência para 'passivos detidos para venda' da dívida associada aos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão no Brasil, no seguimento do MoU assinado com a CWEL em Dez-13 para a venda de 50% de cada um destes projectos.

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €0,8MM vs. Dez-12 para €17,5MM a Dez-13.

Em perspectiva, em Fev-14, a EDP encaixou €138M com a venda de parte do défice tarifário de 2013 em Portugal, ligado à produção em regime especial.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Dez. vs. Dez.		
	Dez-13	Dez-12	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.316	20.905	-589
Activos intangíveis	6.028	6.542	-514
Goodwill	3.296	3.318	-23
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	1.115	587	528
Impostos, correntes e diferidos	828	776	51
Inventários	280	378	-98
Clientes, líquido	2.307	2.377	-70
Outros activos, líquido	5.850	5.620	230
Depósitos colaterais	449	428	21
Caixa e equivalentes de caixa	2.180	1.695	485
Total do Activo	42.650	42.628	22

Capital Próprio (€ M)	Dez-13	Dez-12	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.446	8.192	253
Interesses não controláveis	3.083	3.239	-157
Total do Capital Próprio	11.529	11.432	97

Passivo (€M)	Dez-13	Dez-12	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	20.161	20.523	-362
<i>Médio e longo prazo</i>	15.969	16.716	-747
<i>Curto prazo</i>	4.192	3.808	385
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.935	1.933	1
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.508	1.680	-171
Provisões	388	383	5
Impostos, correntes e diferidos	1.360	1.320	41
Outros passivos, líquido	5.769	5.357	412
Total do Passivo	31.121	31.196	-75
Total do Capital Próprio e Passivo	42.650	42.628	22

Benefícios aos Empregados (€M) (1)	Dez-13	Dez-12	Δ Abs.
Pensões (2)	960	939	21
Actos médicos e outros	974	994	-20
Benefícios aos Empregados	1.935	1.933	1

Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Dez-13	Dez-12	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.508	1.680	-171
(-) Proveitos diferidos	672	738	-65
Passivo com Investidores Institucionais	836	942	-106

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Dez-13	Dez-12	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	2.045	1.543	502
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	377	654	-277
Espanha	264	424	-160
Brasil (4)	61	89	-28
Receb. Futuros da Actividade Regulada	2.747	2.710	37

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** caiu €1,1MM vs. Dez-12 para €26,3MM a Dez-13, reflectindo: i) +€2,0MM de investimento operacional; ii) -€1,5MM de amortizações; iii) um impacto líquido de -€0,8MM ligado à depreciação do Real Brasileiro (-17%) face ao Euro; iv) um impacto de -€0,6MM da transferência para 'activos detidos para venda' dos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão, no seguimento do MoU assinado com a CWEL em Dez-13 para a venda de 50% dos referidos projectos; e v) um impacto líquido de -€0,1MM suportado pelo consumo e entregas de licenças de CO2 no período. A Dez-13, existiam €3,4MM de imobilizado em curso (13% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda** totalizava €1,1MM a Dez-13, +€0,5MM vs. Dez-12, traduzindo, por um lado, -€0,2MM após a conclusão da venda da nossa rede de transmissão de gás em Espanha (1T13) e da nossa co-geradora Soporgen em Portugal (1T13), e, por outro, +€0,7MM relativos à mencionada transferência para 'activos detidos para venda' dos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão. De notar ainda que os investimentos financeiros incluem as nossas participações financeiras na ENEOP (40%), CEM (21%), REN (3,5%) e BCP (2,0%).

O montante de **inventários** caiu €0,1MM vs. Dez-12, na sequência de uma diminuição dos estoques de carvão. O montante de **outros activos (líquidos)** aumentou €0,2MM vs. Dez-12 para €5,8MM a Dez-13, reflectindo: i) +€0,4MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Portugal; e ii) -€0,2MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Espanha. De notar que estes montantes estão líquidos do impacto das securitizações realizadas no período (-€1,0MM em Portugal e -€0,5MM em Espanha).

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** manteve-se estável nos €2,7MM a Dez-13, reflexo: i) de um aumento de €225M do montante originado em Portugal; ii) uma redução de €160M do montante proveniente de Espanha; e iii) uma redução de €28M do montante originado pela nossa actividade no Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** subiram €0,3MM vs. Dez-12 para €8,4MM a Dez-13, traduzindo essencialmente €1.005M de resultado líquido gerado no período e o pagamento de €671M de dividendo anual. Adicionalmente: i) as diferenças cambiais tiveram um impacto de -€152M no montante de capitais próprios atribuíveis aos accionistas; e ii) uma perda actuarial de €111M foi reconhecida ao nível das reservas, traduzindo essencialmente um aumento da idade de acesso à reforma em Portugal; estes impactos foram parcialmente compensados por outros ganhos reconhecidos ao nível das reservas.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) manteve-se estável nos €1,9MM a Dez-13, reflectindo as já mencionadas perdas actuariais e o pagamento normal de pensões e despesas com actos médicos em 2013. O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, diminuiu €106M vs. Dez-12, para €836M a Dez-13, devido ao recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais proporcionados pelos projectos e à depreciação do Dólar Americano em relação ao Euro (-4%). 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)** aumentou €0,4MM vs. Dez-12, reflexo da transferência para 'passivos detidos para venda' dos passivos associados aos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão, no seguimento do mencionado acordo com a CTG; e de um aumento dos valores a pagar a fornecedores, decorrente de compras de electricidades mais caras (fruto de subida de preço à vista em Dez-13). Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos pagamentos relativos à aquisição de 3% da HC (€106M), no seguimento do exercício da opção de venda detida pela Liberbank, e pela compra de 5% da Naturgás (€96M), em linha com acordo assinado com o Ente Vasco de Energia em 2010.

Em perspectiva, a Jan-14, com a aplicação da IFRS11, os 50% detidos pela EDP Brasil na central a carvão de Pecém I, algumas participações detidas pela EDP Renováveis em parques eólicos em Espanha e nos EUA e os 50% detidos na EDP Bioeléctrica (co-geração em Portugal) passarão de consolidação proporcional para consolidação por equivalência patrimonial ao nível das demonstrações financeiras consolidadas da EDP – numa base 'pro-forma', a aplicação da IFRS11 a Dez-13 implicaria uma redução da dívida líquida em €368m e um aumento dos investimentos financeiros em €462m.

(1) Bruto, antes de impostos diferidos; (2)Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPD (recuperados na tarifa); (3) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos subsequentes através das tarifas na distrib. e comerc. de último recurso de electr. e gás em Portugal

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

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)

	Dez-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	17.451	17.419	0%	32
EDP Produção & Outros	196	238	-18%	-42
EDP Renováveis	868	912	-5%	-44
EDP Brasil	1.278	1.508	-15%	-230

Dívida Financeira Nominal

	Dez-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
Juros da dívida a liquidar	360	332	8%	28
"Fair Value"(cobertura dívida)	9	115	-92%	-107
Derivados associados com dívida (2)	(76)	(166)	54%	90
Depósitos colaterais associados com dívida	(449)	(428)	-5%	-21

Dívida Financeira

	Dez-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
Caixa e Equivalentes	2.180	1.695	29%	485
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.624	1.238	31%	386
EDP Renováveis	265	246	8%	19
EDP Brasil	291	212	37%	79
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	4	0	-	4

Dívida líquida do Grupo EDP

	Dez-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida do Grupo EDP	17.451	18.233	-4%	-782

Linhas de Crédito em Dez-13 (€M)

	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	2.000	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	159	8	159	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	Out-16
Total Credit Lines	2.259		2.259	

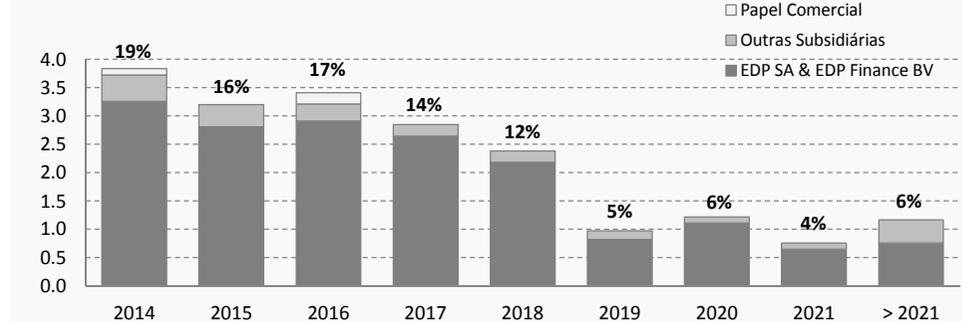
Ratings da Dívida

	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Stab/B	Ba1/Neg/NP	BBB-/RWN/F3
Último Relatório de Rating	28-01-2014	13-11-2013	15-01-2014

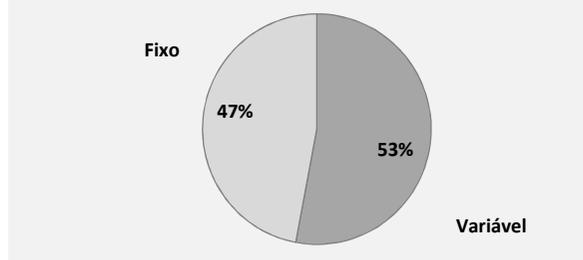
Rácios de Dívida

	Dez-13	Dez-12
Dívida Líquida / EBITDA	4,8x	5,0x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,1x	4,3x

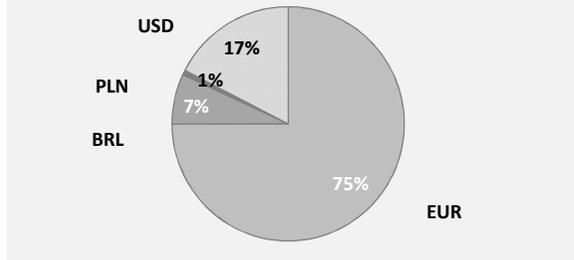
Maturidade da Dívida a Dez-13 (€ M) (1)



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



Dívida por Tipo de moeda - Dez-13 (1)



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da 'holding' (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), através do mercado obrigacionista e de empréstimos bancários. Os investimentos e operações são financiados em moeda local para mitigar o risco cambial. A EDP Brasil autofinancia-se em moeda local e fundamentalmente sem recurso à EDP S.A. Outros financiamentos externos consistem essencialmente em estruturas de 'project finance', maioritariamente realizadas por subsidiárias da EDP Renováveis ("EDPR"). A dívida em USD é alocada a investimentos edócos nos EUA, sendo emitida ao nível da holding e emprestada internamente. A estratégia de financiamento da EDP visa manter o acesso a fontes diversificadas e garantir as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência. A EDP visa uma melhoria constante do fluxo de caixa gerado e dos seus rácios de crédito nos próximos anos. Em Nov-13, a Moody's afirmou o rating "Ba1" da EDP com 'outlook' negativo, suportado por incertezas política e regulatória em Portugal. Em Jan-14, a Fitch anunciou a manutenção do rating da EDP sob vigilância negativa, com base na incerteza regulatória em Espanha, enquanto a S&P afirmou o rating "BB+" da EDP e reviu o 'outlook' para estável, removendo-o de vigilância para revisão negativa.

Em Jan-13, a EDP assinou um financiamento a 5 anos de €1,6MM com um conjunto de 16 bancos, a uma taxa de juro 'Euribor3M + 400pb', dos quais €955M foram maioritariamente utilizados no pagamento antecipado de €925M na modalidade 'revolving' com vencimento em Abr-13; os restantes €645M foram utilizados no refinanciamento de parte de €1,1MM na modalidade 'revolving' que venceram em Nov-13. Em Fev-13, a EDP reembolsou um programa de Papel Comercial no montante de €300M. Em Mar-13, a EDP reembolsou uma emissão de €150M que pagava 150pb acima da Euribor6M. Em Set-13, a EDP emitiu €750M em obrigações com uma maturidade de 7 anos e um cupão de 4,875%. Em Out-13, a EDP assinou um programa de Papel Comercial com tomada firme de €100M e emitiu através de oferta particular €150M em obrigações com vencimento em Out-2018. Em Nov-13, foram emitidos €600M em obrigações com vencimento em Jan-2021 e um cupão de 4,125%. Em Dez-13, através de oferta particular, foram emitidos €200M em obrigações, utilizados para refinarar parte de uma oferta particular de obrigações de €350M que venceu em Dez-13. Em Jan-14, a EDP emitiu USD750M em obrigações com vencimento em Jan-2021 e um cupão de 5,25%.

A Dez-13, a maturidade média da dívida era de 3,9 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais alcançou os 61%, enquanto o remanescente foi obtido através de empréstimos bancários. As necessidades de refinanciamento em 2014 totalizam €3,2MM, incluindo: i) emissões obrigacionistas no montante de €1,2MM que vencem em Fev-14; ii) um financiamento em modalidade 'revolving' no montante de USD1,5MM que vence em Jun-14; iii) emissões obrigacionistas no montante de €400M que vencem em Dez-14; e iv) vários empréstimos bancários num total de €500M que vencem durante o ano. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €4,4MM a Dez-13. Esta posição de liquidez, acrescida da emissão obrigacionista de USD750M realizada em Jan-14, perfaz um total de €5,1MM, o que permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até meados de 2015.

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



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanco Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2013	2012	Δ%	2013	2012	Δ%	2013	2012	Δ%
Hidroeléctrica	13,3	5,8	128%	34,0	19,5	75%	47,3	25,3	87%
Nuclear	-	-	-	56,8	61,5	-8%	56,8	61,5	-8%
Carvão	11,0	12,1	-10%	39,8	54,7	-27%	50,8	66,9	-24%
CCGT	1,5	5,6	-73%	25,1	38,6	-35%	26,6	44,2	-40%
Fuel/gas/diesel	(0,0)	0,0	-	-	-	-	(0,0)	0,0	-
Auto-consumo	-	-	-	(6,3)	(7,9)	-20%	(6,3)	(7,9)	-20%
(-) Bombagem	(1,5)	(1,4)	5%	(6,0)	(5,0)	19%	(7,4)	(6,4)	16%
Regime Convencional	24,3	22,2	9%	143,4	161,3	-11%	167,7	183,5	-9%
Eólica	11,8	10,0	17%	54,3	48,1	13%	66,1	58,1	14%
Outras	10,3	8,9	15%	56,5	54,2	4%	66,8	63,1	6%
Regime Especial	22,1	19,0	16%	110,8	102,3	8%	132,9	121,2	10%
Importação/(exportação)	2,8	7,9	-65%	(8,0)	(11,8)	-32%	(5,2)	(3,9)	35%
Consumo Referido à Emissão	49,2	49,1	0,2%	246,2	251,9	-2,2%	295,4	300,9	-1,8%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,0%			-2,2%			n.a.

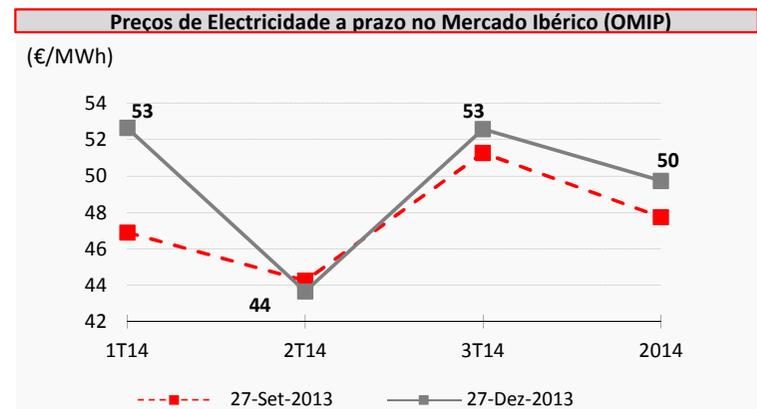
Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2013	2012	Δ%	2013	2012	Δ%	2013	2012	Δ%
Procura convencional	43,5	37,5	16%	276,4	278,0	-1%	319,9	315,5	1%
Procura para produção electricidade	3,4	11,9	-71%	56,9	84,6	-33%	60,4	96,5	-37%
Procura Total	46,9	49,4	-5%	333,3	362,6	-8%	380,2	412,1	-8%

A procura de electricidade na P. Ibérica caiu 1,8% em 2013, reflectindo um quarto trimestre estável (+0,1% vs. 4T12). Em Espanha (83% do total), consumo referido à emissão caiu 2,2%, influenciado pelo menor consumo industrial. Em Portugal (17% do total), a procura foi 0,2% superior em 2013 (estável, quando ajustada de temperatura e dias úteis), suportada por dois trimestres consecutivos de crescimento: +2% no 3T13 e +2,3% no 4T13.

A capacidade instalada na P. Ibérica recuou 1% (-0,8GW), suportada por Portugal. Em Espanha, a capacidade instalada ficou quase inalterada, uma vez que a nova capacidade renovável instalada (+1,1GW, essencialmente solar, cogeração e eólica) foi compensada por encerramento de capacidade térmica. Em Portugal, a contracção da capacidade instalada resultou do encerramento de centrais a fuelóleo e de cogeração, acompanhada de quase estagnação da capacidade eólica. A produção em regime especial na P. Ibérica subiu 12TWh (+8TWh dos quais eólica) e a produção hídrica líquida de bombagem aumentou 21TWh, impulsionadas pela nova capacidade instalada (+3% no regime especial, +1% capacidade hídrica) e, sobretudo, pelos recursos hídricos/eólicos excepcionalmente fortes na P. Ibérica durante 2013 (em particular no 1S13) e pelo ano seco verificado em 2012: o coeficiente de hidraulicidade situou-se em 1,17 em 2013 vs. 0,5 em 2012; o factor de eolicidade em Portugal foi de 1,18 em 2013 vs. 1,03 em 2012. Como consequência da redução de procura em 2013 (-5,6TWh) e dos fortes recursos hídricos/eólicos, a procura residual térmica contraiu-se em 34TWh, traduzindo-se numa quebra de produções a carvão e em CCGT de 24% e 40%, respectivamente. A produção nuclear recuou 8% devidos aos preliminares trabalhos de descomissionamento da central de Garoña e a algumas paragens. Portugal reduziu as importações líquidas de electricidade a partir de Espanha (-5,1TWh), suportado por um tempo muito húmido. As exportações líquidas da P. Ibérica para França subiram 1,4TWh, impulsionadas pelo tempo chuvoso e pelos preços mais altos em França (em particular no 1T13).

O preço médio à vista em Espanha caiu 6% em 2013, para €44,3/MWh (€52,5/MWh no 4T13, +5% vs. 3T13), ficando €0,6/MWh acima de Portugal como resultado do mix de geração mais barato em Portugal, proporcionado pelo tempo chuvoso. O preço médio de CO₂ caiu 40% em 2013, para €4,5/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha fixou-se em €11/MWh acima do preço à vista (vs. €12/MWh em 2012), reflexo da contribuição de mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	2013	2012	Δ%
Hídrica	22,1	21,9	1%
Nuclear (1)	7,0	7,5	-6,1%
Carvão	12,1	12,6	-4%
CCGT	28,8	28,8	0%
Fuel/gas/diesel	1,0	2,2	-56%
Regime Convencional	70,9	72,9	-3%
Eólica	27,5	26,7	3%
PRE's (outras)	20,7	20,1	3%
Regime Especial	48,1	46,8	3%
Total	119,0	119,8	-1%



Factores Chave	2013	2012	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,17	0,48	144%
Espanha	1,17	0,46	154%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,18	1,03	15%
Preço de elect. à vista, €/MWh (2)			
Portugal	43,6	48,1	-9%
Espanha	44,3	47,2	-6%
Preço final elect. à vista, €/MWh (2) (3)			
Espanha	55,0	59,3	-7%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (2)	4,5	7,4	-40%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (2)	81,7	92,6	-12%
Gás NBP, €/MWh (2)	27,4	25,1	9%
Brent, USD/Barril (2)	108,7	111,6	-3%
EUR/USD (2)	1,33	1,28	3%

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



DR Operacional (€ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	1.037	1.224	-15%	-186
Receitas no mercado (i)	922	749	23%	+173
Desvio anual (ii)	129	491	-74%	-362
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(13)	(16)	18%	+3
Custos Directos: CAE/CMEC	268	324	-17%	-55
Carvão	202	259	-22%	-56
Fuel	2	3	-20%	-1
CO2 e outros custos (líquidos)	64	62	2%	+1
Margem Bruta CAE/CMEC	769	900	-15%	-131
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	57	65	-11%	-7
Mini-hídricas	56	24	135%	+32
Margem Bruta Regime Especial	113	88	28%	+25
Custos Operacionais Líquidos (1)	156	186	-16%	-30
EBITDA	726	802	-9%	-76
Amortizações & provisões líquidas	213	210	1%	+2
EBIT	514	592	-13%	-78
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	10	13	-24%	-3
Empregados (#)	1.214	1.321	-8%	-107
CAE/CMEC: Dados-chave	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,07	1,04	3%	+0,0
Térmica	1,04	1,07	-3%	-0,0
Capacidade Instalada (MW)	5.274	6.221	-15%	-946
Hídrica (3)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	-	946	-	-946
Regime Especial: Dados-chave	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	1.908	2.246	-15%	-338
Mini-hídricas Portugal	583	253	131%	+330
Térmica em Portugal	680	1.177	-42%	-497
Térmica em Espanha	645	817	-21%	-171
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	95	94	2%	+2
Térmica em Portugal	34	28	22%	+6
Térmica em Espanha	53	39	36%	+14
Investimento Operacional (€M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	52	35	48%	+17
Recorrente - Hídricas	19	21	-11%	-2
Recorrente - Térmicas	27	10	166%	+17
Não recorrentes (ambiental)	6	4	64%	+2
Regime Especial	5	9	-45%	-4
Expansão	0	0	-99%	-0
Manutenção	5	9	-45%	-4
Total	57	44	29%	+13

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 9% para €726M em 2013, dado que a maior produção mini-hídrica decorrente de um tempo muito mais húmido em 2013 (+€32M em 2013), foi mais do que compensada por: i) fim do CAE da central a fuelóleo de Setúbal em Dez-12 (EBITDA: +€98M em 2012); e ii) venda da central de cogeração da Soporgen (EBITDA 2012: €12M; ganho não recorrente no 1T13: €2M).

A margem bruta de CAE/CMEC desceu €131M em 2013, para €769M, como resultado de: i) fim do CAE de Setúbal (€113M em 2012); e ii) depreciação da base de activos e actualização por uma inflação mais baixa (-€19M em 2013 vs. 2012). Os custos com abastecimento de CO₂ excederam o benchmark dos preços de mercado (em €9M em 2013 vs. um excedente de €20M em 2012).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €129M em 2013: €116M no 1S13, €13M no 2S13, suportado por preço médio de mercado baixo. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €37M, uma vez que a produção mais alta (14% acima da referência do CMEC) foi compensada por um preço médio realizado 22% abaixo da referência do CMEC. Por sua vez, a margem bruta em mercado da central a carvão de Sines ficou €92M abaixo da referência CMEC, fruto de uma produção e margem média unitária inferior à referência do CMEC, em 15% e 14%, respectivamente.

A margem bruta no regime especial subiu €25M, para €113M em 2013, impulsionada por um acréscimo de 131% na produção mini-hídrica, que mais do que compensou o impacto da venda da central de cogeração de 67MW da Soporgen em Jan-13 (€14M de margem bruta em 2012).

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ caíram 16%, para €156M em 2013, reflexo de: i) em 2012, custos não recorrentes no valor de €26M (essencialmente por reestruturações); ii) em 2013, um controlo de custos rigoroso e menores custos decorrentes do descomissionamento da central de Setúbal e da venda da Soporgen. Os impostos sobre a produção em Espanha suportados pela EDP, introduzidos a 1-Jan-13, ascenderam a €11M em 2013.

As amortizações líquidas e provisões subiram €2M, para €213M em 2013, já que o impacto das alterações regulatórias em Espanha superou o do encerramento de Setúbal e da venda da Soporgen. Em Fev-14, a CNMC divulgou uma proposta de despacho ministerial (subsequente ao RD 9/2013), com as principais variáveis aplicáveis à remuneração das centrais em regime especial. O impacto global nas amortizações e provisões líquidas ascendeu a €42M.

Na sequência do termo, em Dez-13, do CAE das nossas centrais hídricas Bemposta I, Picote I e Miranda (804MW; 2,5TWh energia produzida num ano hídrico médio; €25/MWh implícito nos CAE), a sua operação passou a mercado livre em 1-Jan-14. Adicionalmente, note-se que fruto da aplicação da IFRS11 a partir de 1-Jan-14, a Bioeléctrica (JV a 50% com a Altri para as centrais a biomassa em Portugal) passará a ser consolidada pelo método de equivalência patrimonial em 1-Jan-14 (32MW e um EBITDA de €7M em 2013, correspondentes à nossa posição de 50%). Em Jan-14 foi encerrada a nossa central de cogeração Energin, com 44MW instalados, uma produção de 307GWh e €3M de EBITDA em 2013.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. foi €13M mais alto em 2013, num total de €57M, largamente explicado por trabalhos pluri-angulares na central de Sines.

NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

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

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

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

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

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

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

(2) Inclui €12M de ganhos realizados em 2013 e €10M de ganhos nos 2012; (3) Inclui Aguireira e Raiva (360MW), cuja gestão foi cedida a Iberdrola Generación por um período de 5 anos, a partir de Abr-09.

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	865	773	12%	+92
Produção de electricidade	538	424	27%	+114
Portugal	174	92	88%	+82
Espanha	370	322	15%	+48
Ajustamentos	(6)	10	-	-16
Comercialização de electricidade	285	319	-11%	-34
Comercialização de gás	67	59	14%	+8
Ajustamentos	(26)	(29)	-10%	+3
Custos Operacionais Líquidos (1)	515	457	13%	+59
EBITDA	349	316	11%	+33
Provisões	19	(1)	-	+20
Depreciações e amortizações líquidas	234	257	-9%	-24
EBIT	97	60	61%	+37

Performance Electricidade	2013	2012	Δ%	2013	2012	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade (4)	12.483	12.557	-1%	34,4	41,1	-16%
Compras de Electricidade	32.774	31.425	4%	52,1	53,9	-3%
Fontes de Electricidade	45.257	43.983	3%	47,2	50,2	-6%

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	487	687	-29%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	31.650	30.273	5%	63,5	61,8	3%
Mercado Grossista	13.120	13.023	1%	62,5	68,9	-9%
Destinos de Electricidade	45.257	43.983	3%	62,6	63,0	-1%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	2013	2012	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	15,3	12,8	20%	+3
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	(1,9)	(1,3)	-41%	-1
Margem Unitária (€/MWh)	13,4	11,4	17%	+2
Volume Total (TWh)	45,3	44,0	3%	+1
Fontes & Destinos Electricidade	607	502	21%	+105
Serviços Comerciais Partilhados (6)	211	221	-5%	-10
Outros (7)	5	20	-72%	-14
Total	823,4	743,0	11%	+80

Destinos de Gás (TWh)	2013	2012	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	6,6	13,3	-51%	-6,7
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre (8)	32,1	30,4	6%	+1,7
Total	38,7	43,7	-12%	-5,1

O EBITDA das actividades liberalizadas cresceu 11% em 2013, para €349M. Apesar do ambiente regulatório e condições de mercado adversos, o crescimento do EBITDA foi suportado por: (i) duplicação da produção hídrica, impulsionada por fortes recursos hídricos em 2013 vs. 2012 (em especial no 1S13), que justificaram um custo médio de produção 16% inferior; (ii) redução de 3% no custo médio da electricidade comprada no mercado grossista decorrente de uma gestão adequada da volatilidade nos mercados energéticos e (iii) acréscimo de volume e preço médio de venda a clientes finais, em +5% e +3%, respectivamente. Em termos regulatórios, o EBITDA foi penalizado por €78M de novos impostos sobre a produção em Espanha, pelo fim das licenças de CO2 gratuitas (-€56M), pela inexistência de garantia de potência em Portugal em 2013 (vs. €7M em 2012) e pela redução de garantia de potência em Espanha (-€16M em 2013, dos quais €9M decorrentes de alterações regulatórias).

A margem bruta no negócio de electricidade subiu 11% para €823M em 2013, suportado por um acréscimo da margem média unitária, de €11,4/MWh em 2012 para €13,4/MWh em 2013.

Margens ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média alcançada melhorou em €2/MWh em 2013, para €13/MWh. O custo médio da electricidade vendida desceu 6% fruto do efeito combinado de um custo médio de produção mais baixo (-16%), decorrente da produção hídrica superior e um custo médio de electricidade comparada mais baixo (-3%). O preço médio da electricidade vendida desceu 1%, já que o aumento do preço médio de venda a clientes finais compensou a descida de 9% no preço médio de venda em mercado grossista (reflectindo a descida dos preços no mercado à vista e menores receitas obtidas em mercados complementares).

Volumes: O volume vendido cresceu 3% para 45TWh em 2013, reflexo do acréscimo de electricidade vendida a clientes finais (+5%) e no mercado grossista (+1%). A nossa produção (líquida de bombagem) satisfaz 39% do total das vendas a clientes finais, enquanto a produção total (antes de bombagem) se manteve estável e o peso da produção hídrica no mix de geração duplicou: de 17% em 2012 para 35% da produção em 2013.

O nosso abastecimento de gás em 2013 baseou-se num portfólio anual de 4,2bcm afecto a contractos de longo prazo, cuja flexibilidade tem sido melhorada através de diversas renegociações de contractos (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 tem optado por desviar uma parte dos volumes de gás de take-or-pay para os mercados grossistas, onde os preços são significativamente mais elevados. Assim, o nosso consumo de gás caiu 12% para 39TWh (3,3bcm) em 2013, suportado por uma queda de 51% no consumo de gás nas nossas centrais de ciclo combinado que mais do que compensou o aumento de 6% nos volumes vendidos a clientes.

A EDP está a adaptar a sua estratégia de coberturas às actuais condições de mercado, fazendo uso da flexibilidade proporcionada pela gestão integrada de operações de electricidade e gás no mercado ibérico. Assim, a EDP favoreceu vendas de gás em mercados grossistas, tendo já assegurado margens para 80% do gás comprometido em 2014. De igual forma a EDP fechou posição para toda a produção a carvão esperada em 2014. Para 2014, a EDP fechou vendas de electricidade a clientes de 23TWh com um preço médio de €55/MWh.

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

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

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2013	2012	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	538	424	27%	+114
Portugal	174	92	88%	+82
Espanha	370	322	15%	+48
Ajustamentos	(6)	10	-	-16
Fornecimentos e serviços externos	65	72	-10%	-7
Custos com pessoal	43	44	-2,0%	-1
Custos com benefícios sociais	2	2	3%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	92	53	75%	+39
Custos Operacionais Líquidos (1)	202	170	18%	+31
EBITDA	336	254	33%	+82
Provisões	2	2	13%	+0
Deprec. e amortizações líquidas	217	234	-7%	-17
EBIT	118	18	537%	+99
Empregados (#)	640	651	-2%	-11

Dados-chave	2013	2012	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	13.323	13.184	1%	+139
CCGT	1.434	3.106	-54%	-1.672
Carvão	6.407	6.714	-5%	-308
Hidroeléctrica	4.325	2.134	103%	+2.192
Nuclear	1.157	1.230	-6%	-73
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	32,2	39,1	-18%	-6,9
CCGT	105,5	79,4	33%	+26,0
Carvão	39,7	36,3	9%	+3,4
Hidroeléctrica	4,2	9,6	-56%	-5,4
Nuclear	4,5	4,1	10%	+0,4
Factores de Utilização (%)				
CCGT	4%	9%	-	-5p.p.
Carvão	50%	52%	-	-2p.p.
Hidroeléctrica	31%	18%	-	13p.p.
Nuclear	85%	90%	-	-5p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	8,5	9,0	-5%	-0,4
Licenças gratuitas (3)	0,0	10,4	-	-10,4

Investimento Operacional (€ M)	2013	2012	Δ%	Δ Abs.
Expansão	485	442	10%	+43
Manutenção Recorrente	23	60	-61%	-37
	23	60	-61%	-37
Total	509	502	1%	+6

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 1%, para 13,3TWh em 2013, dado que o forte aumento na produção hídrica (+2,2TWh) compensou a queda na produção das CCGT (-1,7TWh) e nas centrais a carvão (-0,3TWh). O **custo médio de produção** desceu 18%, para €32/MWh em 2013 (€37/MWh no 4T13), suportado pelo aumento do peso no mix de produção da tecnologia hídrica, mais barata. Desde 1-Jan-2013 que não existem licenças gratuitas de CO₂ para o sector eléctrico pelo que todas as licenças de emissão terão de ser compradas em mercado.

Carvão: A **produção** caiu 5% em 2013, afectada pelos fortes recursos hídricos e eólicos na Pen. Ibérica em 2013. O **factor médio de utilização** caiu 2p.p., para 50% em 2013. Em 2013, a produção a partir de carvão doméstico foi de 648GWh (vs. 1.044GWh em 2012). O **custo médio da produção** subiu 9%, para €40/MWh, essencialmente devido a um custo com CO₂ mais elevado decorrente do fim das licenças gratuitas.

CCGTs: A **produção** caiu 54% em 2013, devido a uma procura residual térmica mais reduzida e uma baixa competitividade do gás vs. carvão, implicando uma descida de 5p.p. no factor médio de utilização, para 4% em 2013. O **custo médio de produção** atingiu €106/MWh em 2013, suportado por uma menor diluição dos custos fixos de gás.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica em 2013 duplicou, devido ao tempo chuvoso e a nova capacidade instalada (Alqueva II). Apesar do maior volume de bombagem (840GWh em 2013 vs 626GWh em 2012), o custo médio de produção hídrica caiu 56% para €4,2/MWh dado o maior volume produzido. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio correspondente a um desconto de c50% face o preço à vista (vs. 30% em 2012). O factor médio de utilização da produção nuclear caiu 5p.p..

Em Portugal, foi interrompido o pagamento de garantia de potência a CCGTs em 1-Jun-12 (€7M em 2012), que será substituído por um incentivo inferior, a partir do ano seguinte ao termo do programa de assistência financeira a Portugal. Em Out-13 o Governo Português anunciou um 2º pacote de medidas para o sector eléctrico, destinado a eliminar potenciais distorções, quer no mercado de serviços de sistema (ainda sem detalhes) quer nos restantes mercados, por força de diferentes condições de regulação entre Portugal e Espanha. Relativamente a este último, foi publicado o Despacho 12955-A/2013 que estabelece uma taxa paga pelos produtores no mercado liberalizado, de Out-13 em diante, cujo montante irá variar de acordo com estudos semestrais realizados pelo regulador e aprovado pelo Governo, para averiguar eventuais distorções. Foi fixada, para o período de 10-Out-13 a 31-Dez-13, uma taxa provisória de €2/MWh em horas de vazio e €3/MWh em horas de ponta, com um impacto de c€2M em 2013.

Em Espanha o governo aprovou em Dez-12 diversos impostos para garantir a sustentabilidade do sector eléctrico, incluindo um imposto de 7% sobre as receitas e diferentes taxas sobre o consumo de gás/carvão, sobre a utilização de recursos hídricos e de resíduos nucleares. No seguimento do RDL9/2013 (Jul-13) o governo submeteu à CNE um conjunto de projectos de Reais Decretos, definindo: i) alterações nas regras de remuneração dos serviços de sistema; ii) corte na garantia de potência de €26/kW para €10/kW, ainda que duplicando o período remanescente de pagamento; e iii) alterações no mecanismo de incentivo à disponibilidade.

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ subiram €31M em 2013, para €202M, essencialmente suportados pelos novos impostos na produção em Espanha (€78M em 2013) e por ganhos não recorrentes de €21M. As **amortizações líquidas** caíram €17M para €217M, na medida em que o acréscimo decorrente de nova hídrica em Portugal foi suplantado pelo impacto decorrente da redução de número de horas de funcionamento nas centrais a carvão e da extensão de 25 para 35 anos da vida útil das nossas CCGTs, com efeito a partir de Nov-13.

O **investimento operacional** ascendeu a €509M em 2013. A maior parte (95% do total) foi canalizada para a construção e desenvolvimento de novos projectos hídricos em Portugal. A EDP tem actualmente em construção 5 projectos hídricos (1.468MW): Baixo Sabor e Ribeiradio com arranque previsto no final de 2014, Venda Nova III e Salamonde II no 2S15 e Foz-Tua no 2S16.

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

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

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

Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	2013	2012	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	134	162	-17%	-28
Fornecimentos e serviços externos	78	75	4%	+3
Custos com pessoal	15	14	4%	+1
Custos com benefícios sociais	1	1	-7%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	30	20	48%	+10
Custos Operacionais Líquidos (1)	123	110	12%	+13
EBITDA	11	52	-79%	-42
Provisões	16	(0)	-	+16
Depreciações e amortizações líquidas	10	9	9%	+1
EBIT	(15)	43	-	-58

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 e incluem subsidiárias de serviços de back-office comerciais partilhados que fornecem serviços aos nossos comercializadores de último recurso e a outras 'utilities' externas ao Grupo EDP.

Comercialização de Energia em Espanha

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre caiu 9% para 17,8TWh em 2013, apesar da 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 desceu 2p.p., para 10% em 2013. O **volume de gás** vendido subiu 4% para 28,6TWh em 2013, mediante um acréscimo de 3% no número de clientes no período. A quota de mercado recuou 1pp para 5%. Em 2013, **os custos operacionais líquidos** subiram €13M, para €123M, reflectindo um proveito não recorrente de €12M contabilizado em 2012 ao nível dos outros custos operacionais e custos adicionais associados à expansão da carteira.

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	2013	2012	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	195	204	-4%	-9
Fornecimentos e serviços externos	140	128	9%	+12
Custos com pessoal	41	40	3%	+1
Custos com benefícios sociais	3	4	-21%	-1
Outros custos operacionais (líq.)	8	6	26%	+2
Custos Operacionais Líquidos (1)	193	179	8%	+14
EBITDA	2	25	-90%	-23
Provisões	1	(3)	-	+4
Depreciações e amortizações líquidas	7	14	-53%	-8
EBIT	(5)	14	-	-19

Comercialização de Energia em Portugal

Evolução do Mercado – Em linha com as regras e o calendário definidos para a liberalização do mercado de electricidade em Portugal, a EDP Serviço Universal (fornecedor de último recurso em Portugal) não pode contratar novos clientes (com excepção dos abrangidos pela tarifa social). Adicionalmente, os consumidores ainda abrangidos pela tarifa regulada deverão mudar para o mercado livre até ao termo do período transitório, actualmente em curso: até Dez-14 para os consumidores com potência contratada acima de 10,35kVA e até Dez-15 para os clientes com potência contratada abaixo de 10,35kVA. Durante o período transitório, o regulador pode aplicar agravamentos trimestrais à tarifa transitória por forma a promover a passagem para o mercado livre. Neste contexto, o ritmo de passagem de clientes para o mercado livre foi muito forte no 4T12 e em 2013: durante 2013 o número de clientes no mercado livre duplicou, para 2,3 milhões; mais, a Dez-13, 84% dos clientes-empresa e 37% dos clientes residenciais estavam já no mercado livre, correspondendo a 73% do consumo total.

O **volume de electricidade** fornecido a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 33% em 2013, para 13,1TWh, suportado pela forte expansão da base de clientes (+124%). A quota de mercado no mercado livre subiu de 40% em 2012 para 44% em 2013, em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PMEs, mais atractivos. O **volume de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal reduziu 13% para 5,3TWh em 2013, devido ao menor consumo no segmento industrial decorrente da perda de um grande cliente (central de cogeração) no 3T13. 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 de 56 mil em Dez-12 para 224 mil em Dez-13. Os **custos operacionais líquidos** subiram €14M em 2013, para €193M, suportado por FSEs mais altos, designadamente com serviços ao cliente ('call center', faturação, etc), no seguimento do processo de liberalização e do aumento da base de clientes.

Dados-chave	2013	2012	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	17.792	19.543	-9%	-1.751
Quota de Mercado (%)	10%	11%	-	-2p.p.
Clientes (mil)	862	771	12%	+91
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	608	709	-14%	-101
Clientes (mil)	256	278	-8%	-22
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	28.553	27.553	4%	1.000
Quota Mercado (%)	5%	6%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	796	772	3%	+24
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	13.089	9.835	33%	+3.254
Quota de Mercado (%)	44%	40%	-	5p.p.
Clientes (mil)	1.911	853	124%	+1.058
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	5.315	6.115	-13%	-801
Quota Mercado (%) (2)	15%	17%	-	-2p.p.
Clientes (mil)	224	56	-	+168
Investimento Operacional (€ M)	22	22	1%	+0
Empregados (#)	1.150	1.158	-1%	-8

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

(2) Com base na estimativa da EDP do total de consumo em Portugal no segmento de consumo GN>10.000 m3/ano.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)				Dados Gerais				Dados da Acção					
	2013	2012	Δ %	Δ Abs.	2013	2012	Δ %	Δ Abs.	2013	2012	Δ %	Δ Abs.		
Margem Bruta	1.231	1.158	6%	+73	Capacid. Instalada (MW)	8.034	7.597	6%	+437	Cotação no fim do período (€/acção)	3,86	3,99	-3%	-0
Forn. e serviços externos	263	262	0%	+1	Europa	4.283	3.876	10%	+407	Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Custos com Pessoal	67	63	6%	+4	América do Norte	3.667	3.637	1%	+30	Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-
Outros custos operac. (líq.)	(46)	(104)	-56%	+59	Brasil	84	84	0%	-					
Custos Operacionais Líq. (1)	284	220	29%	+64	Electric. Produzida (GWh)	19.903	18.445	8%	+1.458	Dados Dem. Posição Financeira (€M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	947	938	1%	+10	Europa	9.527	8.277	15%	+1.250	Empréstimos bancários e outros (Liq.)	528	622	-15%	-93
Provisões	1	(0)	-	+1	EUA	10.146	9.937	2%	+210	Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.754	2.684	3%	+71
Amortizações líquidas	473	487	-3%	-15	Brasil	230	231	-1%	-1	Dívida Líquida	3.283	3.305	-1%	-23
EBIT	473	450	5%	+23	Factor méd. utilização (%)	30%	29%	1p.p.	-	Interesses não controláveis	418	325	29%	+93
Result. alienação act. financ.	(0)	3	-	-3	Preço méd. venda (€/MWh)	62,4	63,5	-2%	-1	Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	836	942	-11%	-106
Resultados financeiros	(263)	(278)	-5%	+14	EBITDA (€m)	947	938	1%	+10	Valor Contabilístico	5.671	5.424	5%	+248
Resultados em associadas	16	7	133%	+9	Europa	609	633	-4%	-25	Euro/USD - Taxa de fim do período	1,38	1,32	-4%	0
Resultados Antes de Impostos	226	182	24%	+44	EUA	339	318	7%	+21	Resultados Financeiros (€ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
					Outros e Ajustamentos	(0)	(14)	-97%	+13	Juros financeiros líquidos	(200)	(205)	3%	+5
					EBIT (€m)	473	450	5%	+23	Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(61)	(67)	9%	+6
					Europa	359	374	-4%	-16	Custos capitalizados	16	16	-1%	-0
					EUA	127	98	29%	+29	Diferenças Cambiais (5)	(8)	6	-	-13
					Outros e Ajustamentos	(13)	(23)	-44%	+10	Outros	(11)	(27)	61%	+17
					Investim. Operac. (€m) (2)	536	606	-12%	-70	Resultados Financeiros	(263)	(278)	5%	+14
					Europa	387	423	-9%	-36					
					América do Norte	122	173	-30%	-52					
					Brasil	25	9	172%	+16					
Opex Performance	2013	2012	Δ %	Δ Abs.										
Opex/MW Médio (€mil) (4)	59,4	57,2	4%	+2										
Empregados (#)	890	861	3%	+29										

A EDP Renováveis (EDPR) detém e opera os activos eólicos e solares do Grupo EDP e analisa e desenvolve projectos para nova capacidade de energia renovável. Os principais mercados onde opera são EUA (35% do EBITDA da EDPR em 2013) e Espanha (33%). Os restantes mercados incluem Portugal (13%), França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil (estes seis representam 18% do EBITDA da EDPR em 2013).

O EBITDA da EDPR subiu 1% no período (+€10M) para €947M em 2013 impulsionado por elevados factores médios de utilização na P. Ibérica em 2013, impactos regulatórios negativos em Espanha (€71M respeitante às várias alterações ao longo de 2013) e aumento da capacidade instalada, ainda que com preços mais baixos, na Polónia e na Roménia. O EBITDA de 2012 e 2013 inclui alguns itens não-recorrentes relacionados com: i) reavaliação de activos (2013: +€3M; 2012: +€32M); ii) abates maioritariamente relacionados com a racionalização do pipeline (2013: -€13M; 2012: -€21M); iii) reestruturação de contratos nos EUA (+€13M em 2013); iv) reversão de provisões e outros (2013: -€7M; 2012: -€1M). Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 3% (+€23M) para €950M. O impacto cambial no EBITDA foi -€13M.

O EBIT aumentou 5% para €473M. As amortizações líquidas incluem em 2013 um montante de -€20M relacionado com imparidades em projectos eólicos em desenvolvimento (vs. -€53M em 2012). Excluindo este impacto, e dos itens não-recorrentes ao nível do EBITDA (abates, reavaliações de activos, provisões e outros), o EBIT ajustado manteve-se praticamente estável nos €496M.

Os custos operacionais (FSE + Custos com Pessoal) aumentaram 2% devido ao aumento da capacidade média em operação (aumento dos custos com O&M) e a menor capitalização de custos com pessoal como resultado de menores FTEs alocados nas actividades de construção e desenvolvimento. Os outros custos operacionais (líquidos) incluem o imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha desde Jan-13 (€32M), um ganho de €13M da alteração do contrato CAE referida acima e um ganho extraordinário de €32M relativos a reavaliação de activos.

O investimento operacional totalizou €536M em 2013, devido ao recebimento no 1T13 de um crédito fiscal nos EUA (€91M) relativo ao parque eólico instalado nos EUA no 4T12. A capacidade instalada aumentou 6% (+437MW: 407 MW na Europa e 30 MW do 1º parque eólico no Canadá) para 8.0GW em Dez-13.

A dívida líquida da EDPR caiu para €3,3MM a Dez-13 (€23M vs. Dez-12), reflectindo a conclusão da venda de interesses não controláveis e empréstimos accionistas de parque eólicos num montante total de €402M: i) em Portugal, à CTG em Jun-13; e ii) em França, à Fiera Axiom no 4T13. A dívida líquida junto de instituições financeiras, essencialmente relacionada com "project finance" na Polónia, Roménia, Brasil e Espanha, representava 14% da dívida líquida da EDPR a Dez-13. Os passivos relativos a parcerias institucionais caíram 11% para €836M a Dez-13, reflexo do recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais gerados pelos projectos e pela desvalorização do USD.

Os resultados financeiros caíram 5% para -€263M em 2013, essencialmente suportados por juros líquidos mais baixos, beneficiando de uma dívida média mais baixa (-6% vs. 2012) e de um custo médio da dívida estável (5,2% em Dez-13). As Diferenças cambiais e outros foram negativos, principalmente devido ao resultado de actividades de cobertura relativas a depreciação do Zloty e Lei vs. Euro.

Futuramente e considerando a aplicação do IFRS 11 em 2014, projectos eólicos com 277MW, detidos a 50% (116MW em Espanha e 161MW nos EUA) e com uma produção 716GWh, que foram até Dez-13 consolidados proporcionalmente; serão, a partir de 1-Jan-2014, consolidados pelo método de equivalência patrimonial. Ajustado pela IFRS11, o EBITDA da EDPR teria sido €27M mais baixo e o EBIT não teria qualquer impacto.

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

(4) Opex excluindo Outros Proveitos Operacionais; Rácio calculado considerando MW médio em operação; (5) As Diferenças Cambiais também incluem Derivados Cambiais, anteriormente em Outros.

EDP Renováveis: EUA & Península Ibérica



EUA	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3.637	3.637	0%	+0
Em "PTC"	2.123	2.123	0%	+0
Em "cash grant flip"	500	500	0%	-1
Em "cash grant"	1.014	1.014	0%	-0
Factor médio de utilização (%)	32%	33%	-	-1 p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	48,6	47,1	3%	+1,5
Euro/USD - Taxa média do período	1,33	1,28	3%	+0,0
CAE/Coberturas				
Capacidade instalada (MW)	3.068	2.874	7%	+194
Electricidade produzida (GWh)	8.172	7.409	10%	+763
Preço médio de venda (USD/MWh)	52,6	51,7	2%	+1,0
Mercado				
Capacidade instalada (MW)	569	763	-25%	-194
Electricidade Produzida (GWh)	1.974	2.528	-22%	-553
Preço médio de venda (USD/MWh)	31,9	31,2	2%	+0,8
Margem Bruta (USD M)	482	457	6%	+25
Receitas PTC & Outras (USD M)	166	164	2%	+3
Margem Bruta Ajustada (USD M)	648	620	4%	+28
EBITDA (USD M)	450	408	10%	+42
EBIT (USD M)	169	126	34%	+43
Inv. Operacional Líquido (USD M)	162	223	-28%	-62
Inv. Operacional Bruto	282	230	23%	+53
"Cash grant" recebido	(120)	-6	-	-114
Capacidade em construção (MW)	200	-	-	+200

Nos EUA, a capacidade instalada manteve-se estável nos 3.637MW face a 2012. A produção aumentou em 2% face a 2012, atingindo 10,1TWh uma vez que a entrada de nova capacidade compensou a queda do factor médio de utilização.

O preço médio de venda nos EUA subiu 3%, para USD49/MWh, em 2013, reflectindo: i) um preço médio de venda (excluindo receitas com incentivos fiscais) da energia vendida através de CAE/coberturas 2% mais alto (USD53/MWh), reflexo da actualização anual de preços e a contribuição de novos CAE no período; e ii) o preço médio de venda de capacidade em mercado 2% mais alto (USD32/MWh), fruto de uma melhoria nos preços grossistas de electricidade. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) subiu 4% para USD648M em 2013, enquanto o EBITDA em 2013 subiu USD42M para USD450M** incluindo o impacto extraordinário de USD18M relativos à reestruturação do volume de um CAE de 200MW (volumes reduzidos de 100% para 80%). De realçar, em Set-13, a conclusão da venda à Fiera Axiom de uma participação accionista de 49% do capital do Parque Eólico Wheat Field, com 97MW e por um valor total implícito de USD197M (USD2,0M por MW).

Nos EUA, em Jan-13, foi aprovada a extensão dos incentivos fiscais ao desenvolvimento de energia eólica para projectos que entrem em construção até Dez-13. Estes projectos serão elegíveis para: i) 10 anos de créditos fiscais associados à produção de energia ("Production Tax Credits" de ~USD22/MWh); ou ii) um crédito fiscal no montante de 30% do investimento inicial ("Investment Tax Credit"). Em 2013, a EDPR assinou CAEs com duração de 20 anos a serem instaladas em 2014 (200MW Headwaters Project em Indiana e 100MW Rising Tree project na Califórnia), em 2015 (100MW Ar buckle Mountain project em Oklahoma e 100MW Rising Tree South project na Califórnia). Para 2016, a EDPR assinou ainda um CAE com duração de 15 anos para 200MW Waverly in Kansas e um CAE com duração de 15 anos 250MW Number Nine project em Maine. A Dez-13, a EDPR tinha 200MW em construção nos EUA. Em Fev-14, a EDP iniciou a construção de um parque solar FV de 30MW no Sul da Califórnia (PPA 20 anos), que se espera o comissionamento em 2014.

Em Espanha, toda a energia eólica produzida no 1S13 era remunerada de acordo com o regime de tarifa fixa segundo o modificado RD661/2007 (apos a publicação do RD2/2013). No 2S13, os activos passaram a ser remunerados de acordo com o RDL9/2013, face ao anúncio feito pelo Governo Espanhol em Jul-13, que inclui alterações no sistema de remuneração dos activos renováveis. A proposta de um novo mecanismo de remuneração está disponível para consulta, mas a sua entrada em vigor, ainda está pendente. A nova remuneração foi fixada em 7,4% (yield de obrig. de Espanha a 10 anos + 300 pb) por 20 anos. De acordo com esta proposta, os parques eólicos receberão o preço de mercado e um complemento capacidade por MW. O montante do complemento será variável, dependendo do ano de entrada em funcionamento do parque eólico (ex: € 0 para MW instalados até 2004; € 101/MW instalado em 2008; € 110/MW instalado em 2010) e será pago até completar 20 anos após o comissionamento do parque eólico. Existirão revisões provisórias (a cada 3 anos) para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado. A cap. instalada da EDPR em Espanha por data de comissionamento é: ~ 22% são <2004, ~26% são entre 2005-07 e ~52% são >2008. A remuneração baseada no montante do complemento que a EDPR espera receber ascenderá a € 152M em 2014. Desta forma, é expectável que o RDL9/2013 tenha um impacto negativo de €36M em 2014 (vs. as tarifas praticadas até 1S13). **O EBITDA em Espanha caiu 8% para os €320M em 2013** afectado por -€32M de imposto de 7% sobre as vendas em Espanha, introduzido em Jan-13 e um ajustamento de -€17M (ao nível das receitas) relativas a alterações no enquadramento regulatório introduzido em Jul-13 e cuja aprovação se encontra pendente. As alterações regulatórias que ocorreram em 2013 tiveram um impacto cumulativo de €71M no EBITDA. O factor médio de utilização melhorou 3pp para 29% em 2013, enquanto a electricidade gerada subiu 14% para 5,8TWh em 2013 suportado em fortes recursos eólicos. O preço médio de venda caiu 9% para €80/MWh em consequência do fim do regime transitório e das alterações regulatórias introduzidas desde o início de 2013.

Espanha	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.310	2.310	0%	-
Factor médio de utilização (%)	29%	27%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	5.802	5.106	14%	+696
Preço médio venda (€/MWh) (1)	80,0	87,7	-9%	-7,7
Margem Bruta (€ M) (1)	466	445	5%	+21
EBITDA (€M) (1)	320	347	-8%	-26
EBIT (€ M) (1)	163	166	-2%	-3
Investimento operacional (€ M)	5	65	-92%	-60
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-

Em Portugal, a EDPR tem 619MW de capacidade eólica remunerada ao abrigo do 'antigo regime tarifário', com tarifas definidas por 15 anos e indexadas à inflação e às horas anuais de produção. Em Set-12, foi acordada uma extensão deste regime tarifário, ao abrigo da qual a EDPR irá investir anualmente €4M entre 2013 e 2020 para garantir +7 anos de um novo esquema tarifário com preços máximo e mínimo de €98/MWh⁽³⁾ e €74/MWh⁽³⁾, respectivamente, aplicável a partir do 16º ano de operação de cada parque eólico. Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação de 40% no consórcio ENEOP (consolidado por equivalência patrimonial) com licença para construir 1.335MW (535MW atribuíveis à EDPR). Os parques da ENEOP são remunerados ao abrigo de um 'novo regime tarifário', a uma tarifa de c€74/MWh (no 1º ano de operação), também garantida por 15 anos e indexada à inflação. Em Dez-13, a ENEOP tinha 1.138MW em operação (455MW atribuíveis à EDPR). Em Jun-13, a EDPR concluiu a venda à China Three Gorges de 49% do capital social, e de 25% dos suprimentos da EDPR Portugal (excluindo a ENEOP), por €368M. Em Dez-13, a EDPR assinou um memorando de entendimento com a CTG para a venda em 2015 de 49% da participação de 40% que a EDPR detém no consórcio ENEOP.

Portugal	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	619	615	1%	+4
Factor médio de utilização (%)	29%	27%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.593	1.444	10%	+149
Preço médio de venda (€/MWh)	99,3	101,8	-3%	-3
Margem Bruta (€ M)	160	149	7%	+11
EBITDA (€ M)	129	119	9%	+11
EBIT (€ M)	104	92	13%	+12
Investimento operacional (€ M)	10	9	12%	+1
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-
ENEOP Capacidade Instalada (MW) (2)	455	390	17%	+66

Em Portugal, o EBITDA subiu 9% para €129M em 2013 (+€11M). A produção eólica aumentou 10% para 1.593GWh na sequência do aumento do factor médio de utilização em 3pp para os 29%. A tarifa média caiu 3% para os €99/MWh devido à correlação negativa entre o preço e as horas de funcionamento anuais.

(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)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
França, Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	462	411	13%	+52
Factor médio de utilização (%)	25%	25%	-	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	889	816	9%	+73
Preço médio de venda (€/MWh)	97,4	92,3	6%	+5
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	370	190	94%	+180
Factor médio de utilização (%)	24%	26%	-	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	541	435	24%	+105
Preço médio de venda (PLN/MWh)	401	427	-6%	-26
Euro/PLN - Taxa média do período	4,20	4,18	0%	+0,01
Roménia (2)				
Capacidade instalada (MW)	521	350	49%	+172
Factor médio de utilização (%)	24%	21%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	702	476	47%	+226
Preço médio de venda (RON/MWh)	490	608	-19%	-118
Euro/RON - Taxa média do período	4,42	4,44	0%	-0,02
Margem Bruta (€M)	217	183	19%	+34
EBITDA (€M)	161	172	-6%	-11
EBIT (€M)	98	124	-21%	-25
Investimento operacional (€ M)	372	349	6%	+22
Capacidade em construção (MW)	24	158	-85%	-134

Brasil	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	84	84	-	-
Factor médio de utilização (%)	31%	31%	-	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	230	231	-1%	-1
Preço médio de venda (R\$/MWh)	309	286	8%	+23
Euro/Real - Taxa média do período	2,87	2,51	-13%	+0,36
Margem Bruta (R\$M)	70	62	12%	+8
EBITDA (R\$M)	41	42	-0%	-0
EBIT (R\$M)	23	26	-11%	-3
Investimento operacional (R\$ M)	71	23	211%	+48
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, a margem bruta aumentou 19% para €217M devido ao aumento de 23% da produção para 2.132GWh em 2013 na sequência do aumento da capacidade instalada em 42% ou 403MW nos últimos 12 meses. **O EBITDA caiu 6% para €161M (-€11M) em 2013** devido ao impacto extraordinário, em 2012, da contabilização de reavaliações de activos, maioritariamente em Itália e na Roménia (2012: +€32M; 2013: +€3M).

Em França, a EDPR tem 322MW em operação (+8MW face a 2012). A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa indexada à inflação e garantida por 15 anos. Em 2013, a tarifa média atingiu os €90/MWh (+1%). Em Dez-13, estavam em construção 12MW em França. No 4T13, a EDPR acordou, com a Axpo Group, a venda de uma participação accionista de 49% do capital e respectivos empréstimos accionistas referente a um portfólio de parques eólicos com 100 MW de capacidade instalada localizados em França, por um Enterprise Value implícito para 100% dos activos de €126M, estando a sua conclusão pendente de aprovação regulatória. **Na Bélgica**, o nosso parque eólico de 71MW (+14MW face a 2012) vende a sua energia através de um CAE (maturidade em 2014) a um preço fixo de €112/MWh. **Em Itália**, a EDPR tem 70MW (+30MW face a 2012) de capacidade eólica instalados em Dez-13. O preço médio de venda em 2013 foi €138/MWh. Em 2013, a EDPR assegurou 20 anos de tarifa fixa regulada ("feed-in") para 60MW de capacidade no novo leilão para o desenvolvimento de energias renováveis.

Na Polónia, a EDPR tem 370MW em operação (+180MW em 2013 dos quais +50MW no 4T13): i) 120MW no parque eólico de Margonin, cuja produção é vendida no mercado grossista e em relação ao qual a EDPR detém um contrato de 15 anos para a venda dos CVs; ii) 70MW no parque eólico de Korsze, cuja produção é vendida através de um CAE de 10 anos e iii) os restantes 180MW, tem a produção a ser vendida ao 'preço do mercado regulado + CV' (preço de mercado regulado em 2013: PLN201,4/MWh). Em 2013, o preço médio de venda caiu 6%, para PLN401/MWh. Em termos regulatórios, um pacote de leis sobre a energia, incluindo uma alteração ao regime de certificados relativos a energias renováveis está a ser proposto pelo Governo Polaco. A Dez-13, a EDPR tinha 10MW em construção na Polónia ('preço de mercado + CV').

Na Roménia, a EDPR tem 521MW instalados (+172MW em 2013 dos quais +132MW no 4T13), dos quais 50MW de solar FV (12MW entraram em operação no 3T13). A produção é vendida a 'preço de mercado + CV'. O preço dos CVs está sujeito a um mínimo e máximo fixados em Euros (mínimo em 2013: €28,9/MWh; máximo em 2013: €58,8/MWh). Em 2013, o preço médio de venda caiu 19% para RON490/MWh (-17% vs. RON587/MWh no 1S13), impactado pelo menor preço dos certificados verdes devido à incerteza gerada através da aprovação pelo Governo da Roménia da Portaria Governamental de Emergência 57/2013. 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 inalterado os preços de venda máximo e mínimo dos Certificados Verdes ("CV") que serão anualmente actualizados de acordo com a inflação da zona euro (Energia eólica 2 CV por MWh até 2017 e 1 CV a partir de 2018 até perfazer 15 anos; Solar: 6 CV por MWh durante 15 anos).

No Brasil, a EDPR tem 84MW em operação, remunerados através de contratos de longo prazo (20 anos). A EDPR tem actualmente 236MW em desenvolvimento que foram garantidos no leilão A-5 com PPA por um período de 20 anos dos quais 120 MW vão entrar em operação em Janeiro de 2016 com um preço fixado em R\$97/MWh, indexado à taxa de inflação brasileira e 116MW entrarão em operação em Janeiro 2018 com um preço fixado em R\$109/MWh, indexado à taxa de inflação brasileira.

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



Income Statement (€ m)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.764	1.875	-6%	-111
Fornecimentos e serviços externos	404	422	-4%	-18
Custos com pessoal	143	148	-3%	-5
Custos com benefícios sociais	19	26	-26%	-7
Outros custos operacionais (líquidos)	175	222	-21%	-48
Custos Operacionais Líquidos (1)	740	817	-9%	-77
EBITDA	1.023	1.057	-3%	-34
Provisões	(5)	3	-	-8
Amortizações líquidas	337	325	4%	+12
EBIT	692	730	-5%	-38

A actividade de redes reguladas na P. Ibérica inclui as actividades de distribuição de electricidade e gás, em Portugal e Espanha.

O **EBITDA das redes reguladas** desceu 3% vs. 2012, para €1.023M em 2013. O EBITDA contou com uma contribuição semelhante de impactos não recorrentes em 2012 e 2013: (i) impacto líquido positivo decorrente da venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M em Fev-13) e exclusão desses activos do perímetro de consolidação em 2013 (€27M de EBITDA em 2012); (ii) em 2012, proveito não recorrente de €15M relativo à aplicação de IFRIC18, decorrente do arranque de operações na subestação de Gijón (Astúrias); (iii) em 2012, impacto positivo de €15M decorrente de acordo no 3T12 para o reequilíbrio económico-financeiro na concessão de distribuição de gás em Portugal. Excluindo estes impactos, o EBITDA ascendeu a €967M em 2013 vs. €1,001M em 2012 (-3%). O EBITDA das redes reguladas caiu devido: (1) menores proveitos regulados, designadamente na distribuição de electricidade em Portugal, devido à redução da taxa esperada de retorno sobre os activos (-€44M, reflexo de uma taxa de RoRAB de 8,56% em 2013 vs. 10,05% em 2012); (2) aplicação da Lei 9/2013 em Espanha a partir no 2S13 resultou num impacto de -€9M no EBITDA da distribuição de electricidade; (3) -€5M na distribuição de gás, decorrente do não ajustamento por inflação em 2013; e que foram parcialmente compensados por (4) um rigoroso controlo de custos focado na eficiência do OPEX.

Capex & Opex Performance	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (6)	547	569	-4%	-22
Custos control./cliente (€/cliente)	67,83	70,69	-4%	-3
Custos control./km de rede (€/km)	2.081,6	2.178,9	-4%	-97
Empregados (#)	4.059	4.185	-3%	-126
Investimento Operacional (€ M)	387	404	-4%	-16
Rede de Distribuição (Km)	263	261	1%	+1

Os **custos controláveis** recuaram 4% em 2013, suportados por um rigoroso controlo de custos e uma redução do número de colaboradores em 3% vs. 2012. O **investimento operacional** caiu €16M face a 2012, para €387M em 2013, suportado pelo abrandamento económico.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP** cresceram €65M, de €2.621M em Dez-12 para €2.686M em Dez-13, reflectindo um aumento de €225M em Portugal e uma queda de €160M em Espanha. Face a Set-13, os activos regulatórios desceram €277M no 4T13: -€77M em Portugal e -€200M em Espanha.

Regulatory Receivables (€ m)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.686	2.621	2%	+65
Espanha - Défice Tarifário (4)				
Início do período	424	514	-17%	-90
Défices tarifários anos anteriores (5)	-424	-327	-29%	-96
Gerado no período	264	238	11%	+26
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	264	424	-38%	-160
Portugal - Comercializador de Ultimo Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	1.543	740	109%	+803
Desvios tarifários anos anteriores (2)	-1.477	-735	-101%	-742
Gerado no período	1.901	1.475	29%	+426
Outros (3)	77	63	22%	+14
Fim do período	2.045	1.543	33%	+502
Portugal - CMEC's				
Início do período	654	390	67%	+263
(Recuperado)/Devolvido no Período	-162	-230	30%	+68
Gerado no período	129	491	-74%	-362
Outros	-243	3	n.m.	-246
Fim do período	377	654	-42%	-277

O **montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade, CUR e distribuição de gás em Portugal** subiu de €1.543M em Dez-12 para €2.045M em Dez-13, suportado por: **(1)** -€1.014M da venda sem recurso do direito de recebimento de parte do défice ex-ante criado em 2012 e da revisibilidade de 2011; **(2)** +€1,275M de défice tarifário ex-ante para 2013 (de acordo com as tarifas definidas pelo regulador para 2013), a recuperar através das tarifas em 2014-2017 e remunerado a uma taxa de 5,85%; **(3)** -€464M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; e **(4)** +€630M de desvios tarifários criados em 2013. Os principais factores geradores de desvio tarifário em 2013 foram: **(i)** +€399M decorrente da produção em regime especial (15% acima da estimativa da ERSE) e o respectivo sobrecusto (€66,4/MWh em 2013 vs. €55,7/MWh assumido pela ERSE); **(ii)** +€145M principalmente derivado de receitas de leilões de CO₂ atribuídas ao sistema eléctrico abaixo do esperado devido a preço médio de venda abaixo do esperado e menor número de licenças disponíveis para venda; **(iii)** +€249M de desvio tarifário negativo gerado na distribuição de electricidade (essencialmente devido a uma menor procura, mix de consumo adverso e a contabilização de um intra-grupo); **(iv)** -€169M (montante a devolver à tarifa), suportado por um custo médio de aquisição de electricidade inferior.

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** caiu de €654M em Dez-12 para €377M em Dez-13, reflexo de: (1) €162M recuperado em 2013 através das tarifas relacionados com desvios negativos de 2011 (2) - €243M em "outros" relacionados com a contabilização de um intra-grupo com a actividade de distribuição em relação ao acerto da revisibilidade de 2012 e (3) €129M de desvio negativo criado em 2013 (detalhes na página 11), que deverá ser recebido ao longo de 2014-2015.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** diminuiu de €424M em Dez-12 para €264M em Dez-13. Em 2013, foi securitizado um total de €4,6MM do défice tarifário Espanhol pelo FADE (fundo responsável pela securitização). Como consequência, a nossa subsidiária EDP Espanha encaixou um total de €487M (incluindo €10M referentes a uma transacção efectuada pelo FADE em Dez-12). O Governo Espanhol reconheceu que o défice total do sistema eléctrico espanhol em 2013 totalizava €3,6MM. Em Dez-13, o Governo Espanhol aprovou um decreto-lei que estabeleceu um aumento de 2,3% nas tarifas reguladas para o 1T14.

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

(2) Inclui a venda a terceiros do direito a receber os défices/desvios tarifários bem como a recuperação ou devolução através das tarifas de desvios tarifários de anos anteriores. (3) Inclui juros relativos a desvios.

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

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.302	1.365	-5%	-63
Fornecimentos e serviços externos	305	318	-4%	-12
Custos com pessoal	110	116	-5%	-6
Custos com benefícios sociais	17	22	-21%	-5
Rendas de concessão	254	249	2%	+5
Outros custos operacionais (líquidos)	(3)	9	-	-13
Custos Operacionais Líquidos (1)	684	714	-4%	-31
EBITDA	619	651	-5%	-32
Provisões	(6)	3	-	-9
Depreciações e amortizações líquidas	240	231	4%	+9
EBIT	385	417	-8%	-32

Margem Bruta	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	1.302	1.365	-5%	-63
Margem bruta regulada	1.301	1.351	-4%	-50
Margem bruta não-regulada	1	14	-90%	-13
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	1.215	1.260	-4%	-45
Electricidade distribuída (GWh)	43.858	44.655	-2%	-797
Pontos de ligação à rede (mil)	6.075	6.095	-0%	-20
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	86	93	-8%	-8
Clientes fornecidos (mil)	3.807	5.031	-24%	-1.224
Electricidade vendida (GWh)	14.016	19.767	-29%	-5.751

Investimento & Custos Operac.	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	416	434	-4%	-18
Custos control./cliente (€/cliente)	68,4	71,1	-4%	-3
Custos control./km de rede (€/km)	1.849	1.938	-5%	-89
Empregados (#)	3.494	3.596	-3%	-102
Investimento Operacional (€ M)	295	310	-5%	-16
Rede de distribuição (Km)	225	224	1%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	84	58	45%	+26

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal caiu 5% (-€32M) vs. 2012, para €619M em 2013, largamente influenciado pela redução da taxa de retorno sobre os activos de 10,05% em 2012 para 8,56% em 2013: esta queda, decorrente da queda do CDS a 5 anos da República Portuguesa, resultou na erosão da margem bruta em €44M.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** recuaram 4% (-€45M) vs. 2012, para €1,215M em 2013, essencialmente suportado por uma queda na taxa de retorno (de 10,05% em 2012 para 8,56% em 2013). Ainda que em menor magnitude, os proveitos regulados reflectiram também (i) impacto positivo de capex incorrido; e (ii) impacto negativo de ajustamento anual de proveitos por 'Deflator PIB-X' e pelo menor volume distribuído.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** caíram 8% (-€8M), para €86M em 2013, reflexo da rápida passagem de clientes para o mercado livre. Como parte das regras e calendário definidos para a extinção de tarifas reguladas em Portugal, a EDP SU deixou de poder contratar novos clientes em 1-Jan-13, podendo o regulador aplicar aumentos trimestrais de tarifa como forma de incentivar a transferência de clientes para comercializadores no mercado livre. O **volume de energia fornecida pelo CUR** recuou 29% (vs. 2012), para 14,0TWh em 2013, reflectindo a migração de clientes para o mercado livre. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU caiu 1.224 mil no período para 3.807 mil em Dez-13.

Os **custos controláveis** desceram 4% vs. 2012, reflexo do apertado controlo de custos e redução de número de colaboradores (-3% face a 2012). Os custos com fornecimento e serviços externos caíram 4% em 2013, reflectindo o impacto misto de rigoroso controlo de custos e condições meteorológicas adversas. Os custos com pessoal recuaram 5%, devido à redução no número de colaboradores. O TIEPI subiu 26 minutos, para 84 minutos, fruto de condições meteorológicas.

O **investimento operacional** desceu €16M reflexo da diminuição de novos pedidos de ligação à rede (-20.000 pontos de ligação à rede vs. 2012).

Em 15-Dez-13, a ERSE publicou a versão final para as tarifas de 2014 e proveitos regulados para 2014 relativos à actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal definindo um aumento médio anual das tarifas de electricidade em Portugal de 2,8%.

Foram atribuídas **receitas reguladas no montante de €1.260M à actividade de distribuição em 2014** suportadas: (1) numa taxa de retorno sobre os activos de 9,5% numa base preliminar baseado no pressuposto de 780p.b. para o CDS a 5 anos da República Portuguesa e de uma correlação positiva com a média móvel desta variável (revista anualmente e limitada ao intervalo entre 8,0% e 11,0% para 2012-2014). De 1-Oct-13 até 21-Fev-14, o CDS médio da República Portuguesa foi 302b.p., o que implicaria um retorno sobre os activos de 8,41% para 2014; (2) numa previsão de preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado em 2014 de €59,0/MWh suportado num preço da pool estimado de €53/MWh; (3) numa previsão de 44,5 TWh de consumo de electricidade para 2013 (1,5% acima da electricidade distribuída em 2013) e (4) um deflator do PIB de 0,7%.

Relativamente à **actividade do CUR foram definidos, para 2014**, os seguintes pressupostos: (1) um montante de proveitos regulados de €78M em 2014; (2) um sobrecusto da produção em regime especial estimado em €61/MWh e (3) uma previsão de volume de regime especial de 20,6TWh (7% 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	2013	2012	% Δ	Abs. Δ
	2013	2012	% Δ	Abs. Δ	2013	2012	% Δ	Abs. Δ	2013	2012	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	161	164	-2%	-3	232	266	-13%	-35	69	79	-13%	-11	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	44	45	-4%	-2	39	43	-9%	-4	16	16	0%	0	Electricidade Espanha	659	659	0%	+0
Custos Pessoal	21	20	7%	1	10	11	-4%	-0	2	2	-4%	-0	Gás Espanha	1.017	1.008	1%	+9
Custos Benefícios sociais	1	3	-75%	-2	1	1	-7%	-0	0	0	-5%	-0	Gás Portugal	306	290	6%	+17
Outros custos operac. (líq.)	(22)	(34)	-34%	11	(55)	(3)	n.m.	-52	1	(0)	-	1	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	43	34	27%	9	(5)	51	-	-57	19	18	6%	1	Electricidade Espanha	9.147	9.003	2%	+144
EBITDA	118	130	-9%	-12	237	215	10%	22	50	61	-19%	-12	Gás Espanha	51.535	55.786	-8%	-4.251
Provisões	1	0	-	1	1	(0)	-	1	(0)	(0)	n.m.	0	Gás Portugal	6.938	7.323	-5%	-385
Depr. e Amortizações Líquidas	33	32	4%	1	49	48	1%	1	14	14	1%	0	Rede (Km)				
EBIT	84	98	-15%	-14	188	167	12%	21	36	48	-25%	-12	Electricidade Espanha	23.293	22.986	1%	+307
Investimento operacional	35	38	-8%	-3	32	25	30%	7	26	31	-16%	-5	Gás Espanha	9.996	10.321	-3%	-324
Margem Bruta	161	164	-2%	-3	232	266	-13%	-35	69	79	-13%	-11	Gás Portugal	4.484	4.321	4%	+163
Margem Bruta Regulada	154	154	-0%	-0	203	235	-14%	-32	47	61	-23%	-14	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	7	10	-29%	-3	28	31	-9%	-3	21	18	20%	4	Electricidade Espanha	303	312	-3%	-9
													Gás Espanha	200	214	-7%	-14
													Gás Portugal	62	63	-2%	-1

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha caiu 9%, para €118M em 2013, suportado por proveitos permitidos estáveis (reflexo de medidas regulatórias durante 2013) e por um menor impacto da IFRIC 18⁽²⁾ (-€16M vs. 2012, impulsionado por um proveito de €15M decorrente do comissionamento no 3T12 da subestação Gijón (Astúrias)). A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha principalmente na região das Astúrias aumentou 2% face a 2012 para 9,1TWh em 2013.

Em Fev-13, o Governo Espanhol publicou uma Portaria com a remuneração da actividade regulada de distribuição de energia eléctrica, no valor de €163M. Adicionalmente, como parte de um conjunto de medidas urgentes para o sector eléctrico: (i) em Fev-13, os proveitos regulados da distribuição de electricidade foram indexados ao IPC antes de impostos, alimentos processados e produtos energéticos (em vez do IPC); (ii) em Jul-13, o governo espanhol publicou o RDL 9/13, ditando a alteração do regime de remuneração da actividade de distribuição de electricidade, definindo uma taxa de retorno sobre os activos correspondente a um prémio de 200pb sobre as yields das OTs espanholas a 10 anos (equivalente a 6,5%); (iii) em Dez-13, o Governo Espanhol aprovou Lei 24/2013 e RDL 1048/2013 que estabelece o novo quadro regulatório para os activos de distribuição de electricidade mantendo os mesmos princípios regulatórios anunciados em Jul-13 termos de remuneração actualmente em vigor ditaram um corte de €9M nos proveitos permitidos em 2013, justificando os proveitos regulados estáveis em €154M em 2013.

Entretanto, o Governo Espanhol aprovou uma Portaria que define os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha para o ano de 2014 no montante de €155M.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha ascendeu a €237M em 2013 (+€22M), impulsionado por: (i) +€56M não recorrente decorrente da venda dos activos de transmissão de gás à Enagás no 1T13; (ii) -€27M fruto da exclusão de perímetro de consolidação destes mesmos activos; e (iii) proveitos regulados na actividade de distribuição 1% mais baixos vs. 2012.

Os **proveitos regulados** caíram 14% (-€32M), para €203M, essencialmente devido à venda de activos de transmissão de gás (-€31M) e não actualização de proveitos pela inflação (-€5M) em 2013. O **volume de gás distribuído** caiu 8%, para 52TWh, afectado pelo menor consumo por parte de clientes industriais. Os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2014 ascenderão a €198M, de acordo com uma Ordem Ministerial publicada em Dez-13.

REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal em 2013 foi 19% mais baixo do que em 2012 (-€12M), tendo alcançado os €50M, reflectindo em 2012, um ganho não recorrente de €15M resultante do acordo para o equilíbrio económico-financeiro do contrato de concessão (Jul-12). Apesar da expansão do número de pontos de ligação (+2%) resultante do esforço continuado de contratação de novos clientes na região operada pela EDP, o **volume de gás distribuído** caiu 5% (vs. 2012), penalizado pela perda de um grande cliente para a rede de muito alta pressão.

Em 14-Jun-13, a ERSE definiu as regras para o próximo período regulatório (de Jul-13 a Jun-16). A ERSE definiu: (i) um aumento médio de 3,9% nas tarifas para clientes finais de gás, a aplicar a partir de 1-Jul-13 e até 30-Jun-14; (ii) uma taxa de retorno sobre os activos de 9% (preliminar); (iii) proveitos permitidos de €65M no primeiro ano regulatório. Note-se que neste novo período regulatório, a ERSE indexou a taxa de retorno sobre os activos à média das yields das OTs portuguesas a 5 anos no período entre 1-Out e 30-Set anterior ao início de cada ano regulatório, com um mínimo de 7,83% e um máximo de 11%.

(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)			
	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.721	2.025	34%	+696
Fornecimentos e serviços externos	518	444	17%	+73
Custos com Pessoal	320	268	19%	+52
Custos com benefícios Sociais	51	50	2%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	163	(78)	-	+241
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.051	684	54%	+367
EBITDA	1.670	1.341	24%	+329
Provisões	48	28	74%	+21
Depreciações e amortizações líquidas	478	353	35%	+125
EBIT	1.144	960	19%	+183
Result. da alienação de act. financ.	-	0	-	-0
Resultados financeiros	(402)	(246)	-64%	-156
Resultados em associadas	1	(3)	-	+4
Resultados Antes de Impostos	742	712	4%	+31

Investimento Operacional	(R\$ M)			
	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	1.222	974	25%	+247
Manutenção	362	297	22%	+65
Expansão	860	677	27%	+183

Consolidado (€ M)				
	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	949	807	18%	+141
Fornecimentos e serviços externos	181	177	2%	+3
Custos com Pessoal	111	107	4%	+5
Custos com benefícios Sociais	18	20	-11%	-2
Outros custos operacionais (líquidos)	57	(31)	-	+88
Custos Operacionais Líquidos (1)	367	273	34%	+94
EBITDA	582	535	9%	+48
Provisões	17	11	52%	+6
Depreciações e amortizações líquidas	167	141	18%	+26
EBIT	399	383	4%	+16
Result. da alienação de act. financ.	-	0	-	-0
Resultados financeiros	(140)	(98)	43%	-42
Resultados em associadas	0	(1)	-	+1
Resultados Antes de Impostos	259	284	-9%	-25

Investimento Operacional	(€ M)			
	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	426	388	10%	+38
Manutenção	126	119	6%	+8
Expansão	300	270	11%	+30

Energias do Brasil	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	11,35	12,49	-9%	-1,14
Total de acções (milhões)	476,4	476,4	-	-
Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	243,0	243,0	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	3,26	2,70	-17%	+0,55
Euro/Real - Taxa média do período	2,87	2,51	-13%	+0,36
Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	5,5%	-	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	2,0	2,7	-	-0,7
Custo Médio da Dívida (%)	8,7	8,7	-	-1p.b.
Taxa de Juro Média (CDI)	8,1	8,4	-	-33p.b.
Empregados (#)	2.907	2.755	6%	+152

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	3.309	3.568	-7%	-259
Recebimentos futuros da act. regulada (2)	199	241	-18%	-42
Interesses não controláveis	1.666	1.888	-12%	-221
Valor contabilístico dos C. Próprios	4.640	4.512	3%	+129

Resultados Financeiros (R\$ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(365)	(280)	-31%	-85
Custos capitalizados	60	105	-43%	-45
Diferenças Cambiais e Derivados	(8)	(36)	78%	+28
Outros	(89)	(35)	-152%	-54
Resultados Financeiros	(402)	(246)	-64%	-156

Em moeda local, o EBITDA da EDP – Energias do Brasil ('EDPB') subiu 24% no período (+R\$329M) para R\$1.670M em 2013. O EBITDA da distribuição, que subiu 41% (+R\$243M), beneficiou da recuperação de montantes significativos de desvios tarifários de anos anteriores, através de contribuições da CDE, recebidas essencialmente nos 9M13. O EBITDA da geração e comercialização subiu 14% (+R\$115M), reflectindo essencialmente um menor contributo negativo de Pecém I (contributo positivo no 2S13). Excluindo os desvios tarifários negativos, as contribuições da CDE, o contributo de Pecém I e outros impactos não recorrentes (essencialmente relacionados com reavaliações de activos na distribuição, com a venda da Evrecy e com a venda de edifícios), o EBITDA ajustado subiu 7% de R\$1.505M em 2012 para R\$1.614M em 2013. Os efeitos cambiais penalizaram o EBITDA da EDPB em Euros devido a uma depreciação de 13% do Real Brasileiro em relação Euro (um impacto de -€83M).

Os custos operacionais líquidos subiram R\$367M no período: i) os fornecimentos e serviços externos aumentaram 17%, devido a maiores despesas com O&M (nomeadamente em Pecém I) e com serviços de TI; ii) os custos com pessoal subiram 19%, reflexo da actualização salarial anual (+7%), de um aumento do número médio de efectivos (+6%), de maiores despesas com indemnizações e horas extraordinárias, e de uma menor capitalização de custos; e iii) os outros custos subiram R\$241M, impactados por vários itens não-recorrentes em 2012 e 2013 (+R\$234M), e essencialmente relacionados com ganhos na reavaliação de activos na distribuição (R\$14M no 4T13 vs. R\$102M no 4T12), penalidades associadas a paragens não programadas de Pecém I (R\$122M em 2013 vs. R\$7M em 2012), um ganho com a venda da Evrecy (R\$31M no 4T12) e ganhos com a venda de edifícios na distribuição (R\$53M no 3T13 vs. R\$16M no 1T12).

O aumento nas **provisões** em 2013 deve-se essencialmente a contingências laborais ligadas às remunerações (R\$22M). **As amortizações líquidas** em 2013 reflectem um impacto não-recorrente de R\$75M relativo à amortização acelerada de alguns activos de distribuição e a entrada em operação de Pecém I (+R\$52M).

Os custos financeiros líquidos subiram R\$156M no período para R\$402M em 2013, reflectindo: i) juros líquidos superiores, devido a um aumento da dívida financeira bruta média (de R\$3,8MM em 2012 para R\$5,1MM⁽⁴⁾ em 2013), enquanto o custo médio da dívida ficou nos 8,7%; ii) uma menor capitalização de juros, devido à redução do imobilizado em curso; e iii) um aumento dos outros custos financeiros, em parte relacionado com responsabilidades com pensões. **A dívida líquida caiu 7%** reflexo da transferência da dívida associada aos projectos hídricos Jari e Cachoeira-Caldeirão para 'passivos detidos para venda' (-R\$1,1MM de dívida líquida), no seguimento do Memorando de Entendimento assinado em Dez-13 com a CWE Investment Corporation ("CWEI"), uma subsidiária detida a 100% pela CTG, para a venda de 50% em cada um destes projectos. De notar que a partir de Jan-14, com a adopção da IFRS11, Pecém I (detida a 50% pela EDPB), cuja dívida líquida atribuível à EDPB totalizava R\$1,0MM a Dez-13, passará a ser consolidado pelo método da equivalência patrimonial, por oposição à consolidação proporcional.

A Dez-13, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos 43% do seu nível máximo (vs. 29% em Dez-12 e 61% a Dez-11). No início de 2014, os níveis de hidraulidade não estão a recuperar ao ritmo desejado (Jan-14: 40% nas regiões do SE-CO vs. Jan-13: 37% e Jan-12: 76%); o Operador do Sistema continuou a despachar algumas centrais térmicas por forma a auxiliar na recuperação dos níveis dos reservatórios, o que levou a uma forte subida do preço da electricidade (média do ano até à data: R\$537/MWh⁽³⁾).

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

(3) Com base em preços semanais (até 21-Fev-2014); regiões do Sudeste/Centro-Oeste; (4) Excluindo o impacto da passagem de Jari e Cachoeira Caldeirão para 'passivos detidos para venda'.

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.510	1.114	36%	+396
Forn. e serviços externos	347	330	5%	+17
Custos com Pessoal	237	180	32%	+57
Custos com benefícios Sociais	42	42	-1%	-0
Outros custos operac. (Liq.)	52	(28)	-	+80
Custos Operacionais Líquidos (1)	677	524	29%	+154
EBITDA	832	590	41%	+243
Provisões	47	25	-	+22
Deprec. e amortizações líquidas	250	188	33%	+63
EBIT	535	377	42%	+158

Margem Bruta	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória (R\$ M)	1.468	1.344	9%	+124
Var. Receb. Futuros da Act. Reg.	(42)	231	-	-273
Margem Bruta (R\$ M)	1.510	1.114	36%	+396
Receb. Futuros da Act. Reg. (R\$ M)	199	241	-18%	-42
Clientes Ligados (Milhares)	3.045	2.934	4%	+111
Bandeirante	1.666	1.601	4%	+65
Escelsa	1.379	1.332	3%	+46
Electricidade Distribuída (GWh)	25.880	24.923	4%	+957
Bandeirante	15.335	14.793	4%	+542
Escelsa	10.545	10.130	4%	+415
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	9.897	9.305	6%	+592
Electricidade Vendida (GWh)	15.983	15.618	2%	+366
Bandeirante	9.448	9.444	0%	+4
Resid., Comerc. e Outros	6.697	6.470	3%	+226
Industrial	2.751	2.973	-7%	-222
Escelsa	6.536	6.174	6%	+362
Resid., Comerc. e Outros	5.370	5.063	6%	+307
Industrial	1.166	1.111	5%	+55

Investimento e Custos Operac.	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (2)	584	510	15%	+74
Custos control./cliente (R\$/cliente)	192	174	10%	+18
Custos control./km rede (R\$/km)	7	6	13%	+1
Empregados (#)	2.200	2.140	3%	+60
Invest. Operacional (R\$M)	280	240	16%	+39
Rede de Distribuição ('000 Km)	88	87	1%	+1

O EBITDA da nossa actividade de distribuição no Brasil aumentou 41% no período (+R\$243M) para R\$832M em 2013, reflectindo: i) um forte aumento dos desvios tarifários negativos (+R\$331M), tendo os desvios de 2013 sido maioritariamente compensados por contribuições da CDE (+R\$595M); bem como ii) ganhos não-recorrentes inferiores em 2013 vs. 2012 (-R\$52M). Excluindo estes impactos, o EBITDA recorrente aumentou 3% (ou +R\$21M) para R\$724M em 2013, fruto de uma melhoria da margem regulatória, que subiu 9% para €1,5MM em 2013, devido essencialmente aos reajustamentos tarifários ocorridos nos nossas distribuidoras (Escelsa: +14,29% em Ago-12; Bandeirante: +11,45% em Out-12) e ao crescimento do mercado.

O volume de energia vendida aumentou 2% no período, reflectindo um aumento de 5% nos segmentos 'residencial, comercial & outros', justificado por um alargamento da base de clientes e por um aumento do consumo médio 'per capita'. Os volumes vendidos ao segmento industrial caíram 4%, devido à migração de clientes para o mercado livre. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre cresceu 6%, suportado por um aumento da actividade nos sectores automóvel e metalúrgico, o que sustentou um aumento de 4% da energia distribuída.

Em Jan-13, a ANEEL aprovou uma redução de 18% nas tarifas de electricidade para os clientes residenciais e uma queda de até 32% para os industriais, com base num corte de custos conseguido através da Medida Provisória nº 579 ("MP 579"), convertida na Lei 12.783/13 (Jan-13), que se traduziu numa redução dos encargos sectoriais, bem como dos custos de produção, perante as condições de renovação das concessões. A subsequente discrepância entre os contractos de compra de energia e as obrigações de fornecimento originou posições contratuais involuntariamente curtas nas nossas distribuidoras. Em Mar-13, através do DL 7.945/13, o Governo Brasileiro aprovou a transferência de fundos, de uma conta do sector eléctrico chamada CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), para compensar as distribuidoras que enfrentam um aumento dos custos, derivado do forte despacho das centrais térmicas, com o conseqüente aumento dos preços no mercado à vista, bem como da posição contratual curta, uma vez que as distribuidoras tiveram que satisfazer a procura através da compra de electricidade a preços elevados. Para 2014, a distribuidoras permanecem expostas aos elevados preços da electricidade uma vez que a procura contractada para o sistema é insuficiente em cerca de 3,5GW. A manutenção da CDE para o ano 2014 é a solução mais provável actualmente em discussão para continuar a compensar as distribuidoras pelas suas posições contratuais curtas num contexto de elevados preços de mercado.

A margem bruta reflecte a variação dos activos da actividade regulada a receber no futuro (reconhecida ao nível da margem bruta na distribuição no Brasil). Aqueles caíram R\$42M em 2013 (vs. +R\$231M em 2012). Em 2013, foi criado um desvio tarifário negativo de R\$651M (R\$121M no 4T13), devido a custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, que foi maioritariamente compensado por R\$595M de contribuições da CDE (R\$2M no 4T13); adicionalmente, foram recebidos R\$98M (devolvidos R\$2M no 4T13) relativos a desvios de anos anteriores. Por conseguinte, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro totalizou R\$199M a Dez-13, o que representa uma redução de R\$42M vs. Dez-12, a recuperar através das tarifas em anos seguintes. A revisão regulatória da Escelsa para o período 2013-16, aprovada pela ANEEL em Ago-12, fixou um aumento tarifário de 4,12% para os 12 meses seguintes, reflectindo os desvios tarifários de anos anteriores e uma redução da taxa de retorno sobre a base de activos regulada (de 10% para 7,5% depois de impostos). Relativamente à Bandeirante, em Out-13, a ANEEL aprovou um aumento tarifário de 10,36% para os 12 meses seguintes, no âmbito do processo do reajuste tarifário anual. O novo período regulatório da Bandeirante, de 4 anos, inicia-se Out-15.

Os custos operacionais controláveis subiram 15% no período, para R\$584M em 2013, devido a aumento dos custos com pessoal, reflexo da actualização salarial anual (+7%), de um aumento do número médio de empregados, de maiores despesas com indemnizações e horas extraordinárias e de uma menor capitalização de custos. Os fornecimentos e serviços externos reflectem maiores despesas de O&M. Os menores custos com benefícios sociais reflectem um custo não-recorrente no 2T12 com a reestruturação de RH na distribuição (R\$9M). Os outros custos operacionais subiram R\$80M, traduzindo alguns ganhos não recorrentes que impactaram os anos 2012 e 2013, e relacionados: i) com a venda de edifícios (R\$53M no 3T13 vs. R\$16M no 1T12); e ii) com a reavaliação de activos na distribuição (R\$14M no 4T13 vs. R\$102M no 4T12), uma vez que no final de 2012, a MP 579 estabeleceu um novo valor de reposição para as concessões da Bandeirante e da Escelsa, que expiram em Jul-2025 e Out-2028, respectivamente.

O investimento operacional subiu 16% no período para R\$280M em 2013, tendo sido maioritariamente destinado à expansão de rede e ao reforço da qualidade do serviço.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.134	882	29%	+252
Fornecimentos e serviços externos	107	70	52%	+36
Custos com pessoal	62	46	36%	+16
Custos com benefícios Sociais	6	5	22%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	104	2	-	+102
Custos Operacionais Líquidos (1)	279	123	127%	+156
EBITDA	855	759	13%	+96
Provisões	(0)	4	-	-4
Deprec. e amortizações líquidas	214	154	40%	+61
EBIT	641	601	7%	+40

Produção	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.134	882	29%	+252
Lajeado	411	426	-4%	-16
Peixe Angical	360	331	9%	+29
Energest (15 centrais hídricas)	242	209	16%	+33
Pecém	119	(87)	-	+206
Capacidade Instalada (MW)	2.157	1.974	9%	+183
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	499	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	396	393	1%	+3
Pecém	360	180	100%	+180
Energia Vendida (GWh)	10.899	9.450	15%	+1.448
Lajeado	3.410	3.454	-1%	-44
Peixe Angical	2.378	2.390	-0%	-12
Energest (15 centrais hídricas)	2.428	2.411	1%	+17
Pecém	2.682	1.195	124%	+1.487
Preço Médio de Venda (R\$/MWh) (2)	153	139	10%	+14
Lajeado	137	125	9%	+11
Peixe Angical	181	175	4%	+7
Energest (15 centrais hídricas)	149	123	21%	+26
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	926	730	27%	+196
Manutenção	66	53	24%	+13
Expansão, do qual:	860	677	27%	+183
Pecém	127	285	-55%	-158
Jari	497	359	38%	+137
Cachoeira-Caldeirão	236	-	-	+236
Empregados (#)	521	442	18%	+79

Comercialização	2013	2012	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	76	21	267%	+56
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	8	(29)	-	+37
EBITDA (R\$ M)	69	50	37%	+19
Vendas electricidade (GWh)	12.390	11.254	10%	+1.136

O EBITDA da nossa actividade de produção no Brasil subiu 13% no período (+R\$96M) para R\$855M em 2013, reflexo de um menor contributo negativo da central a carvão Pecém I (-R\$104M em 2012 e -R\$53M em 2013, dos quais +R\$51M no 2S13). Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 5% para R\$908M em 2013, suportado por preços médios de venda superiores e condições hidrológicas mais favoráveis no 4T13 (GSF⁽³⁾: 104%), não tendo sido necessário os produtores comprarem energia em mercado para satisfazer as suas obrigações contratuais, contrariamente ao que aconteceu no 4T12, devido às condições hidrológicas fortemente desfavoráveis do final do ano 2012 (4T12 GSF⁽³⁾: 94%).

O volume de electricidade vendido subiu 15% no período para 11TWh em 2013, devido ao contributo de Pecém I. Excluindo este impacto, o volume vendido ficou estável nos 8.2TWh em 2013. O preço médio de venda subiu 10% em 2013, reflectindo: i) a actualização dos preços contratados à inflação, dado que a quase totalidade da capacidade está ao abrigo de Contratos de Aquisição de Energia ("CAE") de longo prazo; ii) o termo, a Dez-12, de alguns contratos com um preço médio de venda abaixo da média; e iii) contratos bilaterais de curto prazo (para 2013) a preços superiores, como parte da estratégia de sazonalização.

A EDPB detém 50% na central a carvão de Pecém I, em parceria com a Eneva. Esta participação, consolidada proporcionalmente, passará, com a adopção da IFRS11 a partir de 1-Jan-2014, a ser consolidada na EDP por equivalência patrimonial. Pecém I (720MW) tem uma capacidade média contratada de 615MW por 15 anos. Após alguns contratamentos iniciais, esta central encontra-se agora em operação, embora ainda em fase de aceleração. Em 2013, a margem bruta de Pecém I foi positiva em R\$119M; no entanto, a indisponibilidade parcial da central acarretou R\$122M de penalidades por paragens não-programadas (contabilizadas em 'outros custos operacionais'). No 4T13, a unidade I operou com um factor de disponibilidade de 52.27% enquanto a unidade II operou a 74.64%. Desde Fev-14, ambas as unidades têm operado sem interrupções. De notar que até recentemente, as penalidades por indisponibilidade eram inadequadamente calculadas numa base horária; no entanto, no seguimento de uma Tutela Antecipada concedida pelo Tribunal Federal a Pecém I, a partir de Dez-13 o cálculo das penalidades baseia-se na menos onerosa e contratualmente acordada média de 60 meses. O EBITDA de Pecém I foi positivo no 2S13 (R\$51M) e totalizou -R\$53M em 2013 (vs. -R\$104M em 2012). O resultado líquido atribuível à EDPB foi negativo em R\$141M em 2013.

O investimento operacional subiu 27% no período para R\$926M em 2013, dado que o menor investimento em Pecém I foi mais do que compensado por um aumento do investimento alocado aos projectos hídricos de Jari e Cachoeira-Caldeirão.

A central hídrica de Santo António do Jari é um projecto de 373MW com entrada em operação prevista para Jan-2015 e com uma capacidade média contratada de 202MW (190MW com um CAE de 30 anos, a um preço de R\$104/MWh; e 21MW com um CAE de 28 anos, a um preço de R\$82/MWh); o investimento total esperado ronda os R\$1,4MM (rácio de dívida para capitais próprios de ~2:1). Em Out-12, o BNDES aprovou, para este projecto, um financiamento de R\$736,8M por um período de 18,5 anos (incluindo 2,5 anos de carência) a uma taxa de 'TJLP + 186pb'. Cachoeira Caldeirão é um projecto hídrico de 219MW com conclusão prevista para Jan-2017 e com 130MW de capacidade média contratada (CAE de 30 anos, a um preço de R\$95/MWh); o investimento total está estimado em ~R\$1,1MM (alavancagem de 60%). Em Dec-13, no leilão de energia A-5, o consorcio Terra Nova (66.7% EDPB e 33.3% Furnas) obteve a concessão de São Manoel, um projecto hídrico de 700MW com início previsto para Mai-2018 e com uma capacidade média contratada de 410MW (CAE de 30 anos, a um preços de R\$83/MWh); o investimento total deverá rondar ~R\$2,7MM (alavancagem de 66%).

Em Dez-13, no âmbito da parceria estratégica com a CTG, a EDPB assinou um MoU com a CWEI para o desenvolvimento conjunto de projectos de energia renovável, incluindo a venda: i) de 50% de Jari por R\$490M (R\$81M adicionais de co-investimento esperado); e ii) de 50% de Cachoeira Caldeirão (R\$294M de co-investimento esperado) – a conclusão destas operações está prevista para o 1S14 (ganho de capital estimado de R\$165M ao nível do Resultado Líquido). Em Fev-14, a EDPB acordou com a CWEI a entrada desta no projecto de São Manoel, através da compra de metade dos 66,7% detidos pela EDPB (ou 33,3%); a CWEI assumirá o compromisso de realizar futuras contribuições de capital (a conclusão da operação está prevista para o 2S14). De notar que no seguimento da aplicação da IFRS11, com a conclusão destas transacções, estes projectos serão consolidados na EDP por equivalência patrimonial.

A margem bruta da comercialização de electricidade subiu R\$56M no período para R\$76M em 2013, reflectindo uma posição longa favorável e um maior volume de energia fornecido, tendo beneficiando de preços superiores no mercado à vista. De notar que em 2012, o EBITDA inclui um ganho não recorrente de R\$21M relativo à reversão de perdas por imparidade associadas a um contrato de energia, no seguimento de um acordo alcançado com a Ampla.

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



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2013 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	882	865	1.764	1.231	949	(139)	5.551
Fornecimentos e serviços externos	77	281	404	263	181	(270)	935
Custos com pessoal	60	99	143	60	111	110	583
Custos com benefícios sociais	0	6	19	7	18	6	55
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	19	130	175	(46)	57	26	361
Custos Operacionais	156	515	740	284	367	(128)	1.934
EBITDA	726	349	1.023	947	582	(11)	3.617
Provisões	12	19	(5)	1	17	11	55
Depreciações e amortizações líquidas (1)	201	234	337	473	167	67	1.477
EBIT	514	97	692	473	399	(89)	2.085

2012 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	988	773	1.875	1.158	807	(173)	5.428
Fornecimentos e serviços externos	83	273	422	262	177	(289)	928
Custos com pessoal	90	98	148	55	107	84	582
Custos com benefícios sociais	0	6	26	7	20	30	89
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	12	79	222	(104)	(31)	22	200
Custos Operacionais	186	457	817	220	273	(153)	1.800
EBITDA	802	316	1.057	938	535	(20)	3.628
Provisões	6	(1)	3	(0)	11	(3)	16
Depreciações e amortizações líquidas (1)	204	257	325	487	141	54	1.469
EBIT	592	60	730	450	383	(71)	2.143

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de electricidade	3.904	3.356	3.380	3.764	3.903	3.265	3.277	3.808	1%	16%
Receitas de gás	483	416	450	423	431	429	383	417	-1%	9%
Outras Receitas	25	29	47	63	51	42	31	66	4%	110%
Proveitos Operacionais	4.412	3.801	3.876	4.250	4.385	3.736	3.691	4.291	1%	16%
Electricidade	2.284	1.888	1.956	2.264	2.285	1.804	1.828	2.319	2%	27%
Gás	391	322	332	331	336	324	277	328	-1%	18%
Combustíveis	279	217	246	297	229	177	260	278	-6%	7%
Materiais diversos e mercadorias	20	22	32	29	24	28	25	31	6%	24%
Custos Directos da Actividade	2.975	2.450	2.566	2.922	2.874	2.332	2.390	2.956	1%	24%
Rédito associado a activos afectos a concessões	94	85	107	148	69	98	100	157	6%	58%
Encargos com activos afectos a concessões	(94)	(85)	(107)	(148)	(69)	(98)	(100)	(157)	-6%	-58%
Margem Bruta	1.438	1.352	1.311	1.328	1.511	1.404	1.301	1.335	1%	3%
Fornecimentos e serviços externos	216	229	228	255	216	235	221	263	3%	19%
Custos com pessoal	155	140	138	149	157	151	140	136	-9%	-3%
Custos com benefícios sociais	15	21	13	41	14	16	14	12	-72%	-18%
Outros custos operacionais (líquidos)	48	80	75	(3)	52	117	84	107	-	27%
Custos Operacionais	434	470	453	442	439	519	459	517	17%	13%
EBITDA	1.003	882	857	886	1.072	885	842	818	-8%	-3%
Provisões	3	4	(3)	13	9	27	3	15	17%	364%
Depreciações e amortizações líquidas (1)	350	354	356	409	353	352	380	392	-4%	3%
EBIT	650	524	504	465	709	505	459	412	-11%	-10%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	(0)	3	(0)	(0)	0	0	(0)	(0)	70%	-
Resultados financeiros	(167)	(186)	(163)	(190)	(160)	(173)	(182)	(223)	-17%	-22%
Resultados em associadas	4	7	7	6	8	11	6	10	51%	66%
Resultados Antes de Impostos	487	348	349	281	557	343	283	199	-29%	-30%
IRC e Impostos diferidos	79	80	114	9	149	41	52	(54)	-	-
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	408	268	234	272	408	302	231	253	-7%	9%
Accionistas da EDP	337	245	213	218	335	268	189	213	-2%	12%
Interesses não controláveis	71	23	22	54	74	33	42	40	-27%	-5%

(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)							
	2013	2012	Δ MW	Δ %	2013	2012	Δ GWh	Δ %	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13
PPA/CMEC (Portugal)	5.274	6.221	-946	-15%	17.454	12.567	4.887	39%	3.200	2.860	2.912	3.594	5.053	4.509	3.757	4.135
Hídrico	4.094	4.094	0	0%	9.512	3.919	5.593	143%	846	884	570	1.619	3.307	2.781	1.387	2.036
Fio de água	1.860	1.860			6.975	3.049			623	813	430	1.183	2.418	2.199	900	1.458
Albufeira	2.234	2.234			2.537	870			223	71	140	436	889	582	487	578
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	7.942	8.647	-705	-8%	2.353	1.977	2.340	1.977	1.747	1.728	2.370	2.098
Fuel - Setúbal	0	946	-946	0%	0	1	-1	0%	2	-1	2	-2	0	0	0	0
Regime Especial (Ex-Eólico)	369	466	-97	-21%	1.908	2.246	-338	-15%	561	591	482	612	623	496	310	479
Portugal	256	324	-67	-21%	1.263	1.429	-166	-12%	343	380	301	406	449	326	174	314
Mini-Hídricas	157	157			583	253			41	91	16	105	268	156	32	127
Cogeração	68	135			486	970			254	236	233	247	132	116	107	131
Biomassa	32	32			194	207			47	54	53	53	49	54	35	56
Spain	113	142	-30	-21%	645	817	-171	-21%	219	211	180	206	174	170	136	165
Cogeração+Resíduos	113	139			645	817			219	211	180	206	174	170	136	165
Biomassa	0	3			0	0			0	0	0	0	0	0	0	0
Produção Liberalizada P. Ibérica	7.120	7.122	-2	0%	13.323	13.184	139	1%	3.544	2.686	3.149	3.805	3.621	2.657	3.344	3.701
Hídrico	1.603	1.605	-2	0%	4.325	2.134	2.192	103%	390	654	329	761	1.581	1.358	552	834
Portugal	1.176	1.178			3.227	1.513			234	414	270	595	1.104	997	465	660
Espanha	426	426			1.098	621			156	240	59	166	477	361	87	173
Carvão	1.460	1.460	0	0%	6.407	6.714	-308	-5%	1.846	1.278	1.708	1.883	1.371	1.015	2.015	2.005
Aboño I	342	342			1.799	1.965			469	464	542	491	412	256	593	538
Aboño II	536	536			3.554	3.239			973	360	907	1.000	826	697	1.030	1.001
Soto Ribera II	236	236			405	467			72	175	73	146	124	16	52	213
Soto Ribera III	346	346			648	1.044			333	278	186	247	9	46	340	253
CCGT	3.736	3.736	0	0%	1.434	3.106	-1.672	-54%	973	536	775	822	337	100	458	539
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			222	229			164	19	-2	48	74	6	38	104
Lares (2 grupos)	863	863			557	1.278			353	177	519	230	63	6	344	144
Castejón (2 grupos)	843	843			360	826			170	190	199	266	94	58	54	153
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			294	773			285	150	59	279	106	29	22	138
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	1.157	1.230	-73	-6%	335	218	338	339	331	184	319	323
Gasóleo/Fuelóleo	165	165	0	0%	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico (Maior detalhe na página 16)	7.984	7.558	425	6%	19.858,4	18.445	1.414	8%	5.212	4.705	3.427	5.100	5.755	4.946	3.511	5.647
Península Ibérica	2.930	2.926			7.395	6.550			1.631	1.714	1.437	1.766	2.322	1.676	1.395	2.001
Resto da Europa	1.303	912			2.087	1.727			477	394	323	533	552	434	369	733
América do Norte	3.667	3.637			10.146	9.937			3.056	2.552	1.597	2.733	2.829	2.790	1.692	2.836
Brasil	84	84			230	231			48	45	71	67	52	46	55	77
Solar - Roménia	50	39	12	30%	44	0	44	-	0	0	0	0	0	16	17	11
Brasil (Ex-Eólico)	2.157	1.974	183	9%	8.360	8.217	144	2%	2.647	1.826	1.418	2.327	2.460	2.058	1.701	2.142
Hídrico	1.797	1.794	3	0%	7.157	8.190	-1.034	-13%	2.647	1.826	1.418	2.301	2.246	1.847	1.234	1.830
Lajeado	903	903			3.130	3.711			1.351	787	565	1.008	1.040	849	463	778
Peixe Angical	499	499			2.399	2.839			819	588	558	874	710	535	481	672
Energest	396	393			1.628	1.640			477	451	294	419	497	463	289	379
Carvão - Pecém	360	180	180	100%	1.204	26	1.177	4458%	0	0	0	26	214	211	467	312
TOTAL	22.954	23.380	-425	-2%	60.948	54.658	6.290	12%	15.164	12.668	11.388	15.438	17.511	14.682	12.640	16.115

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	2013	2012	Δ GWh	Δ %
Portugal	43.858	44.655	-797	-1,8%
Muito Alta Tensão	2.095	1.901	194	10%
Alta / Média Tensão	20.442	20.301	141	0,7%
Baixa Tensão	21.322	22.453	-1.131	-5,0%
Espanha	9.147	9.003	144	1,6%
Alta / Média Tensão	6.664	6.512	152	2,3%
Baixa Tensão	2.483	2.491	-8	-0,3%
Brasil	25.880	24.923	957	3,8%
Clientes Livres	9.897	9.305	592	6,4%
Industrial	3.917	4.085	-168	-4,1%
Residencial, Comercial & Outros	12.066	11.533	533	4,6%
TOTAL	78.886	78.581	305	0,4%

Clientes Ligados (mil)	2013	2012	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.075	6.095	-20,2	-0,3%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,0	0,0%
Baixa Tensão Especial	34	33	0,1	0,2%
Baixa Tensão	6.018	6.038	-20,3	-0,3%
Espanha	659	659	0,3	0,0%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,4%
Baixa Tensão	658	657	0,2	0,0%
Brasil	3.045	2.934	111,2	3,8%
Bandeirante	1.666	1.601	64,7	4,0%
Escelsa	1.379	1.332	46,5	3,5%
TOTAL	9.779	9.688	91,2	0,9%

Redes	2013	2012	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	336.834	333.921	2.913	0,9%
Portugal	225.298	223.734	1.564	0,7%
Espanha	23.293	22.986	307	1,3%
Brasil	88.242	87.201	1.041	1,2%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	-11,2%	-9,1%	-2,1 pp	
Espanha	-4,2%	-4,0%	-0,2 pp	
Brasil				
Bandeirante	-9,9%	-10,2%	0,4 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,5%	-0,0 pp	
Comerciais	-4,3%	-4,7%	0,4 pp	
Escelsa	-13,2%	-13,7%	0,5 pp	
Técnicas	-7,8%	-7,7%	-0,1 pp	
Comerciais	-5,4%	-6,0%	0,6 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	2013	2012	Δ GWh	Δ %
Portugal	6.938	7.323	-385	-5,3%
Baixa pressão	1.058	1.008	49	4,9%
Média pressão	5.852	6.287	-434	-6,9%
GPL	28	28	0	1,2%
Espanha	51.535	55.786	-4.251	-7,6%
Baixa pressão	8.813	8.895	-83	-0,9%
Média pressão	42.723	46.891	-4.168	-8,9%
TOTAL	58.473	63.109	-4.635	-7,3%

Pontos de Abastecimento (mil)	2013	2012	Δ Abs.	Δ %
Portugal	306,2	289,7	16,5	5,7%
Baixa pressão	299,4	282,6	16,8	6,0%
Média pressão	1,3	1,2	0,0	2,9%
GPL	5,5	5,9	-0,3	-5,8%
Espanha	1.017,3	1.008,1	9,2	0,9%
Baixa pressão	1.016,5	1.007,2	9,3	0,9%
Média pressão	0,8	0,9	-0,0	-5,2%
TOTAL	1.323,5	1.297,8	25,8	2,0%

Redes	2013	2012	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	14.480	14.641	-161	-1,1%
Portugal	4.484	4.321	163	3,8%
Espanha	9.996	10.321	-324	-3,1%
Distribuição	9.996	9.875	122	1,2%
Transporte	-	446	-446	-

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 4T13

Out-13: Revisão do Código de Ética - Divulgação e aplicação generalizada no início de 2014;

Nov-13: EDP adere à BetterCoal (associação de empresas eléctricas europeias que tem por missão garantir a aplicação dos princípios e práticas de sustentabilidade ao longo da cadeia de abastecimento do carvão);

Nov-13: Constituição da “Fundación EDP” com o objectivo de coordenar e potenciar a actividade mecenática e acções socioculturais em Espanha, e entre Espanha e outras geografias;

Nov-13: EDP Renováveis eleita pela EXAME uma das “500 Maiores & Melhores” empresas em Portugal, no sector da “Água, Electricidade e Gás”;

Nov-13: EDP considerada pelo “2013 IR Global Ranking” a melhor empresa mundial em termos de reporte financeiro.

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

	2013	Base 100	Δ %
Índice de Sustentab.	102	100	2%
Comp. Ambiental Peso %	99 33%	100 33%	-1%
Comp. Económica Peso %	101 37%	100 37%	1%
Comp. Social Peso %	106 30%	100 30%	6%

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

Métricas Económicas

	2013	2012	Δ %
Valor Económico (€M) (1)			
Directo Gerado	17.402	17.488	0%
Distribuído	15.424	15.363	0%
Acumulado	1.979	2.125	-7%

Métricas Sociais (3)

	2013	2012	Δ %
Empregados (a) (2)	12.179	12.275	-1%
Formação (horas formanc)	410.734	503.272	-18%
Acidentes em Serviço	42	38	11%
Ind. Gravidade (Tg)	1,98	1,82	9%
Ind. Frequência (Tf)	128,3	108,5	18%
Índice Freq. EDP+PSE (Tf) (4,00	4,17	-4%

Métricas Ambientais (3)

	2013	2012	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt) (h)			
CO2 (c)	16.635	18.005	-8%
NOx	16,9	16,0	6%
SO2	13,8	16,0	-14%
Partículas	0,680	0,753	-10%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/kWh)			
CO2 (c)	276,4	323,3	-15%
NOx	0,28	0,29	-2%
SO2	0,23	0,29	-20%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	16.669	18.046	-8%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	2.328	1.455	60%
Consumo de Energia Primária (TJ) (d)	170.978	197.723	-14%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	76%	76%	0 p.p.
Utilização de Água (103 m3)	1.608.025	1.622.631	-1%
Total Resíduos (t) (e)	399.426	647.166	-38%
Despesas Ambientais (€ mil)	101.481	80.514	26%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	236	2.218	-89%

(a) Incluindo Órgãos Sociais Executivos
(b) PSE: Prestadores de Serviços Externos
(c) Excluindo frota automóvel.

(a) Incluindo Órgãos Sociais Executivos
(b) PSE: Prestadores de Serviços Externos
(c) Excluindo frota automóvel.

Métricas Ambientais - Emissões de CO2 (3)

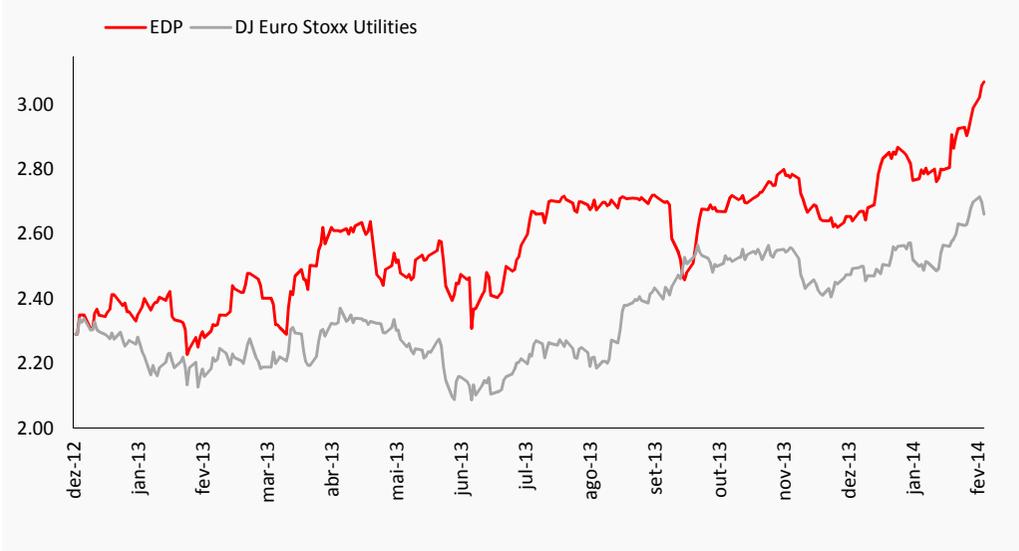
Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (f) (GWh)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
PPA/CMEC	7.185	7.803	0,90	0,90	7.942	8.648
Carvão	7.184	7.786	0,90	0,90	7.942	8.647
Fuel Oil & Gás Natural	1	17	-	-	(0)	1
Produção Liberalizada	8.531	8.972	1,09	0,91	7.841	9.846
Carvão	7.930	7.724	1,24	1,15	6.407	6.741
CCGT	601	1.248	0,42	0,40	1.434	3.106
Regime Especial	919	1.230	0,32	0,29	2.913	4.248
Produção Térmica	16.635	18.005	0,89	0,79	18.696	22.742
Produção Livre de Emissões de CO2					41.479	32.940
Total Emissões de CO2			0,28	0,32	60.175	55.682

(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + Outros Proveitos operacionais + ganhos/perdas na alienação de activos financeiro + ganhos/perdas em associada + Proveitos financeiros
Valor Económico Distribuído (VED): CMVMC + Custos operacionais + outros custos operacionais + Imposto corrente + custos financeiros + pagamento de dividendos ; Valor Económico Acumulado: VEP - VED.

(2) A metodologia de reporte dos colaboradores foi alterada, passando a incluir os Órgãos Sociais Executivos.

(3) À excepção dos dados económicos, a informação sustentabilidade aqui providenciada não inclui a informação relativa a Pecém I. Considerou-se que tal facto não apresenta um impacto significativo em termos de sustentabilidade de acordo com o número de colaboradores de Pecém (135).

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 31-Jan:** EDP contrata empréstimo de €1.600 milhões
- 15-Fev:** Conclusão da venda do negócio de transporte de gás em Espanha
- 22-Mar:** Standard & Poor's mantém rating da EDP em "BB+" e revê outlook para estável
- 26-Abr:** EDP vende €150 milhões do défice tarifário em Portugal
- 06-Mai:** Assembleia Geral Anual
- 09-Mai:** EDP vende €141 milhões do défice tarifário em Portugal
- 10-Mai:** EDP Brasil anuncia início da operação comercial do segundo grupo de Pecém I
- 23-Mai:** Pagamento de dividendo bruto de €0,185 por acção relativo ao exercício de 2012
- 24-Mai:** EDP encaixa €450 milhões pela securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- 21-Jun:** Moody's mantém rating da EDP em "Ba1" e outlook negativo
- 28-Jun:** Conclusão da venda pela EDPR de participações minoritárias em parques eólicos em Portugal
- 16-Jun:** Fitch coloca *utilities* com exposição significativa a Espanha sob vigilância negativa
- 07-Ago:** ANEEL aprova revisão tarifária da EDP Escelsa
- 05-Set:** EDP emite obrigações no montante de €750 milhões a 7 anos
- 20-Set:** Standard & Poor's coloca rating EDP sob vigilância para revisão negativa mantendo o nível em 'BB+'
- 16-Out:** Governo Português propõe contribuição extraordinária sobre o sector energético para 2014
- 23-Out:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Bandeirante em 10,36%
- 13-Nov:** Moody's mantém rating da EDP em "Ba1" e Outlook Negativo
- 13-Nov:** EDP emite obrigações no montante de €600 milhões com vencimento em Janeiro de 2021
- 06-Dez:** Desenvolvimento da parceria estratégica com a China Three Gorges
- 13-Dez:** O Grupo EDP obtém contratos de longo prazo para nova capacidade de energias renováveis no Brasil
- 15-Dez:** ERSE divulga tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2014
- 19-Dez:** EDP vende €299 milhões de défice tarifário em Portugal
- 20-Dez:** EDP reforça participação na Hidroeléctrica del Cantábrico

EDP em Bolsa	YTD	52W	2013
		26-02-2014	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,070	3,070	2,670
Max	3,072	3,072	2,818
Min	2,620	2,221	2,215
Média	2,837	2,597	2,519

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	730	3.992	3.791
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	18	15	15
Volume Transaccionado (milhões de acções)	257	1.537	1.505
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,3	5,9	5,8

Dados Acções EDP	2013	2012	Δ %
------------------	------	------	-----

Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	27,6	31,9	-13,5%

Direcção de Relação com Investidores

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

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