



9M15

Resultados

Lisboa, 29 de Outubro de 2015

Conteúdo

Destaques	- 2 -
Performance Financeira Consolidada	
EBITDA	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA	- 4 -
Investimento Operacional e Financeiro	- 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	- 19 -
5. Brasil - EDP Brasil	- 22 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 26 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 27 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 28 -
Redes Reguladas: Volumes Distribuídos, Clientes Ligados e Rede	- 29 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 30 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 31 -

Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	4.060	3.879	5%	+182
Fornecimentos e serviços externos	658	643	2%	+15
Custos com pessoal, benef. aos empregados	472	348	36%	+124
Outros custos operacionais (líquidos)	(60)	180	-	-241
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.069	1.171	-9%	-102
EBITDA	2.991	2.708	10%	+284
Provisões	9	21	-58%	-12
Amortizações e imparidades exercício (2)	1.058	1.014	4%	+44
EBIT	1.924	1.672	15%	+252
Resultados financeiros	(626)	(453)	-38%	-172
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	(25)	25	-	-50
Resultado antes de impostos	1.273	1.243	2%	+30
IRC e Impostos diferidos	236	274	-14%	-38
Contribuição extraord. sector energético	61	61	-1%	-1
Resultado líquido do período	976	908	7%	+68
Accionistas da EDP	736	766	-4%	-30
Interesses não controláveis	240	142	69%	+98

Dados-chave Operacionais	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.019	11.908	0,9%	+112
Capacidade instalada (MW)	23.960	22.093	8,5%	+1.867

Dados-chave Financeiros (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
FFO	2.020	1.712	18%	+309
Investimento operacional	1.218	1.090	12%	+128
Manutenção	366	413	-11%	-47
Expansão	852	677	26%	+176
Investimento Líquidos	1.069	1.108	-4%	-39

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Set-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.525	8.681	-2%	-156
Dívida líquida	17.321	17.042	2%	+279
Receb. futuros da actividade regulada	2.446	2.504	-2%	-58
Dívida líquida/EBITDA (x) (4)	4,4x	4,7x	-6%	-0,3x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3,8x	4,0x	-6%	-0,3x

Nos primeiros nove meses de 2015 (9M15), o EBITDA da EDP aumentou 10% em termos homólogos para €2.991M. De notar que nos nove meses o EBITDA foi impactado por: (i) em 2015, +€295M decorrente da compra a desconto de 50% de Pecém I no segundo trimestre (2T); +€89M da venda de activos de gás em Espanha no 1S; e cerca de +€40M ao nível da EDPR no 3T15; (ii) em 2014, +€131M com a venda de 50% de Jari/ Cachoeira-Caldeirão e +€129M resultante do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) em Portugal. Excluindo estes efeitos, o **EBITDA ajustado** subiu 5% para €2.567M, reflectindo o aumento de capacidade eólica, melhoria de performance da EDP Brasil no 3T15 e a baixa produção renovável nos nossos principais mercados, nomeadamente hídrica (em Portugal, com uma hidraulicidade 22% abaixo da média histórica; no Brasil com um défice hídrico de 18%) e eólica (3% abaixo da média histórica). No **mercado Ibérico** o EBITDA caiu 8%, para €1.554M nos 9M15, reflexo da fraca hidraulicidade, menor volatilidade de preços, queda de preços e volumes no mercado grossista de gás e menor impacto positivo de resultados não recorrentes (+€89M nos 9M15 vs. +€129M nos 9M14). Os custos suportados com impostos sobre geração em Espanha, clawback em Portugal e tarifa social subiram €48M em termos homólogos, para €164M, reflectindo o aumento de proveitos de geração em Espanha e o acréscimo de custos com tarifa social em Portugal. O EBITDA da **EDPR** cresceu 22%, para €782M nos 9M15, em resultado do aumento de 8% da capacidade instalada média, melhores preços de venda em Espanha e nos EUA, do impacto favorável da apreciação do USD face ao Euro em 21% (+€49M) e de um ganho não recorrente líquido perto de +€40M. O EBITDA da **EDP Brasil** subiu 75%, para €655M nos 9M15, com o já referido ganho resultante da aquisição de 50% de Pecém I. Para este crescimento significativo contribuiu ainda o facto de os resultados dos 9M14 não reconhecerem ainda ao nível da margem bruta (-€110M) referentes a receitas regulatórias na distribuição, pendentes de recebimento futuro (alteração em vigor apenas desde Dez-14), e a consolidação integral de Pecém I desde Maio de 2015 (+€69M). Ainda ao nível da EDP Brasil, não obstante uma melhoria no 3T15, a situação de seca teve um impacto negativo no EBITDA (-€89M nos 9M15), existindo também um impacto negativo da depreciação do Real Brasileiro face ao Euro (-€70M nos 9M15).

Excluindo o ganho de €129M obtido nos 9M14 com o novo ACT em Portugal, os **custos operacionais** do Grupo EDP subiram 1% em termos homólogos, para €1.130M nos 9M15, reflectindo: (i) uma queda de 3% na Península Ibérica, suportada por uma redução do número de colaboradores; (ii) subida de 6% na EDPR (excluindo impacto cambial), reflexo da expansão de capacidade; (iii) acréscimo de 11% no Brasil, em moeda local, reflexo da consolidação integral de Pecém I e da subida da inflação. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** totalizaram -€60M nos 9M15 (vs. custo de €180M nos 9M14), influenciados por: (i) já referidos ganhos em Pecém I, activos de gás e EDPR, em 2015, e Jari/Cachoeira em 2014; e (ii) acréscimo de custos suportados com impostos sobre a geração e clawback.

O **EBIT** subiu 15% para €1.924M, em resultado do aumento do EBITDA e amortizações mais elevadas (+4% face aos 9M14, fruto da apreciação cambial do USD e Pecém I). Os **custos financeiros líquidos** ascenderam a €626M nos 9M15, influenciados pelo impacto da apreciação do USD face ao Euro e face ao Real Brasileiro e pela actualização de valor de mercado das posições cambiais e da participação no capital do BCP. O custo médio da dívida manteve-se estável em 4,7%. Os **impostos** ascenderam a €236M e a contribuição extraordinária do sector energético totalizou €61M (correspondente ao impacto anual, em cumprimento da nova norma IFRIC 21). Os **interesses não controláveis** ascenderam a €240M nos 9M15, incluindo €132M referente à parte atribuível a minoritários dos ganhos não recorrentes na EDP Brasil e na EDPR. Em suma, o **resultado líquido da EDP** apresentou uma queda de 4% para os €736M nos 9M15. Excluindo os impactos não recorrentes registados nos 9M14 (+€77M; detalhes na pág. 4) e nos 9M15 (+€172M; detalhes na pág. 4), o resultado líquido ajustado ascendeu a €564M nos 9M15 (-18% vs. 9M14) penalizado pelas condições atmosféricas adversas e pela actualização do valor de mercado das variações cambiais no período, nomeadamente a valorização do USD face ao Euro e ao Real.

A **dívida líquida** subiu de €17MM em Dez-14, para €17,3MM em Set-15, na medida em que o efeito da aquisição e consolidação de Pecém I (+€0,7MM) foi largamente compensado pela venda de activos de gás em Espanha (€241M) e emissão de híbrido em Set-15 (com uma componente de 50% de capitais próprios: €0,375MM). Adicionalmente, a evolução da dívida líquida reflecte: (i) redução em €1,7MM por via de geração de fluxo de caixa operacionais (FFO), líquido de investimento em manutenção; (ii) pagamento de dividendos relativo ao ano 2014 (€0,7MM); (iii) redução em €0,1MM por via de menores activos regulatórios; e (iv) impacto de investimento em expansão (nova capacidade hídrica e eólica), líquido de investimento em fundo de maneio com fornecedores de imobilizado, recebimentos líquidos de parceiros institucionais e outros desinvestimentos líquidos. A **posição de liquidez financeira (caixa e linhas de crédito disponíveis) do Grupo EDP a Set-15 ascende a €5,1MM, cobrindo as necessidades de refinanciamento da EDP até ao final de 2017.**

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações líqº de compensação de amort. de activos subsidiados; imparidades; (3) Líqº dos recebimentos futuros relacionados a act. regulada; (4) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3,926M.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15	3T15 YoY		3T15 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	466	512	-9%	-46	176	180	156	159	153	169	144		-8%	-12	-15%	-25
Actividades Liberalizadas	276	366	-25%	-90	186	125	54	51	102	81	93		71%	38	14%	11
Redes Reguladas P. Ibérica	810	816	-1%	-6	245	314	257	226	324	245	242		-6%	-16	-1%	-3
Eólico e Solar	782	642	22%	+140	271	223	147	261	295	253	235		59%	87	-7%	-18
Brasil	655	374	75%	+281	127	139	108	245	129	372	154		43%	47	-58%	-217
Outros	2	(2)	-	+4	2	(2)	(2)	(7)	(15)	24	(7)		-312%	-5	-	-31
Consolidado	2.991	2.708	10%	+284	1.007	980	721	935	988	1.143	860		19%	139	-25%	-283

O EBITDA consolidado ascendeu a €2.991M no 9M15, 10% acima dos 9M14, incluindo: (i) nos 9M14, +€131M obtido na venda de 50% da posição em Jari/ Cachoeira-Caldeirão e +€129M registado com o novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) em Portugal; (ii) nos 9M15, +€295M no 2T decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I, +€89M obtido no 1T na venda de activos de gás à Redexis (Espanha) e perto de +€40M de impacto não recorrente ao nível da EDPR. Excluindo estes efeitos, o EBITDA ajustado cifrou-se em €2.567M (+5% em termos homólogos). O EBITDA dos 9M15 foi penalizado por condições atmosféricas excepcionalmente adversas em diferentes geografias. No Brasil, a intensificação da seca nos 9M15 traduziu-se num défice de geração hídrica de 18% nos 9M15 (face a 8% nos 9M14), reduzindo o EBITDA em €89M nos 9M15 – ainda assim, as medidas tomadas até ao momento e alguma amenização da seca permitiram uma redução do impacto negativo, em termos homólogos no 3T15 (-86% vs. 3T14, para R\$23M no 3T15). Em Portugal, a hidraulicidade no 9M15 ficou 22% aquém da média histórica, o que compara com uma hidraulicidade 33% acima da média nos 9M14. Na EDPR, a eolicidade nos 9M15 ficou 3% aquém do cenário P50, face a +3% nos 9M14. O impacto cambial no EBITDA ascendeu a -€23M nos 9M15 (-1% do EBITDA), reflexo da depreciação do BRL em 12% e da apreciação do USD em 21% do USD, ambos face ao Euro.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (16% do EBITDA) - O EBITDA caiu 9% (-€46M), para €466M nos 9M15, impactado pela inferior produção em mini-hídricas (-48% face aos 9M14, traduzindo-se numa quebra da margem bruta em €18M, concentrada no 1T15) e por um ganho não recorrente registado no 2T14, no valor de €23M, referente ao novo ACT.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (9% do EBITDA) - O EBITDA caiu €90M, em termos homólogos, para €276M nos 9M15, em função de: (i) menor margem bruta na electricidade resultante do menor contributo da produção hídrica (peso de 28% no mix de geração nos 9M15 vs. 45% nos 9M14) e menos oportunidades de gestão da volatilidade nos mercados energéticos; e (ii) menor margem bruta de gás, face aos 9M14, resultante de menos oportunidades de comercialização de gás nos mercados grossistas; e (iii) aumento de impostos sobre geração suportados na P. Ibérica no 9M15 (-€19M vs. 9M14). A maior geração térmica e o acréscimo na margem bruta no negócio de comercialização de electricidade mitigaram parcialmente os efeitos anteriores.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (27% do EBITDA) - O EBITDA das redes reguladas recuou 1%, para €810M nos 9M15 (-€6M vs. 9M14), contando com o impacto material de (i) nos 9M15, +€89M decorrente da mais-valia na venda de activos detidos pela Gas Energía Distribución Murcia à Redexis no 1S15; (ii) nos 9M14, +€87M resultante do estabelecimento do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) no 2T;

O EBITDA ajustado de impactos não recorrentes diminuiu 1% (€-7m), reflectindo receitas reguladas inferiores devido à venda de activos de gás em Espanha, em parte compensadas por menores custos operacionais. A margem bruta diminuiu 3% nos 9M15 (-€39M vs. 9M14), reflexo de: (i) em Portugal, uma taxa de retorno sobre o RAB mais baixa na distribuição de electricidade, em virtude da diminuição do risco soberano, e uma rápida passagem de clientes para o mercado livre; (ii) em Espanha, proveitos inferiores na distribuição de gás devido à venda de activos, apenas parcialmente mitigados pelo aumento de receitas na distribuição de electricidade.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (26% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR cresceu 22% no período (+€140M), para €782M nos 9M15, incluindo o impacto decorrente da aquisição de controlo de alguns activos da ENEOP (+€102M) e alguns write-offs (-€65M), nomeadamente na Europa e USA, no seguimento de um estrito enfoque dos esforços de crescimento em regiões com fundamentais sólidos. Excluindo estes impactos, o EBITDA subiu 16% vs. 9M14, reflectindo um impacto cambial de +€49M (fruto de apreciação do USD face ao Euro em 21%), um aumento de produção (+€37M vs. 9M14), um preço médio de venda mais alto (+€31M, reflexo do maior peso na produção de capacidade contratada com CAE/Coberturas e de uma subida de preços em Espanha e US) e custos operacionais mais altos explicados pela expansão de portfólio.

BRASIL (22% do EBITDA) - A contribuição da EDPB subiu 75% (+€281M), para €655M nos 9M15, incluindo os efeitos não recorrentes: (i) no 9M15, +€267M obtido na compra à Eneva de 50% em Pecém I; (ii) nos 9M14, +€131M resultante da venda à CTG de uma posição de 50% em Jari/Cachoeira-Caldeirão. O impacto cambial no período ascendeu a -€70M, reflexo da depreciação do BRL face ao Euro. Excluindo itens não-recorrentes, o EBITDA em moeda local subiu 81% vs. 9M14 para R\$1,365M. O EBITDA da distribuição subiu R\$396M, reflexo do reconhecimento de activos regulatórios na margem bruta, a partir de Dez-14, e do acréscimo de receitas reguladas (+R\$65M vs. 9M14), decorrente dos reajustamentos tarifários nas nossas distribuidoras. O EBITDA da geração e comercialização subiu 50% (+R\$251M), impactado pela consolidação integral de Pecém I desde 15-Mai-15 (+R\$292M) e uma recuperação da performance das centrais hídricas (em termos homólogos, +R\$10M nos 9M15 e +R\$142M no 3T15), proporcionado por uma estratégia de alocação sazonal de volumes vendidos mais eficiente e por uma melhoria na disponibilidade das centrais. Este efeitos mais do que compensaram o impacto do baixo GSF: -R\$212M nos 9M14 e -R\$314M nos 9M15, (resultando de 82% nos 9M15 vs. 92% nos 9M14).

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.	1T15	2T15	3T15	4T15	3T15 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.991	2.708	10%	284	988	1.143	860		-25%	-283
Provisões	9	21	-58%	-12	1	3	6		110%	3
Amortizações e imparidades exercício	1.058	1.014	4%	44	337	353	369		5%	17
EBIT	1.924	1.672	15%	252	651	788	485		-38%	-302
Juros financeiros líquidos	(672)	(655)	-3%	-17	(238)	(216)	(218)		1%	-3
Custos financeiros capitalizados	65	124	-47%	-59	32	15	18		19%	3
Diferenças de câmbio e derivados	(46)	8	-	-54	(40)	26	(33)		-224%	-59
Rendimentos de participações de capital	12	5	140%	7	0	9	3		-	-6
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(33)	(50)	33%	16	(11)	(11)	(11)		-5%	1
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	1	-	-	1	-	1	0		-87%	-1
Outros ganhos e perdas financeiros	47	114	-58%	-67	50	19	(22)		-211%	-41
Resultados Financeiros	(626)	(453)	-38%	-172	(208)	(156)	(262)		67%	-105
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	(25)	25	-	-50	(2)	(22)	(2)		-91%	20
Resultados Antes de Impostos	1.273	1.243	2%	30	441	610	222		-64%	-388
IRC e Impostos Diferidos	236	274	-14%	-38	82	112	42		-62%	-69
Taxa de imposto efectiva (%)	19%	22%	-	-3,5 pp	19%	18%	19%		0%	-0,0 pp
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	61	61	-1%	-1	61	(0)	-		-100%	0
EDP Renováveis	69	51	36%	18	39	19	12		-39%	-7
Energias do Brasil	163	86	90%	77	18	127	18		-86%	-109
Outros	8	2	276%	6	5	2	1		-65%	-2
Interesses não controláveis	240	142	69%	98	62	148	30		-80%	-118
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	736	766	-4%	-30	237	350	149		-57%	-201

As **amortizações e imparidades** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) subiram 4% face aos 9M14, para €1.058M nos 9M15, suportados: (i) nos 9M15, um acréscimo das amortizações ao nível da EDPR (+€72M vs. 9M14) resultante da capacidade instalada nos últimos 12 meses e por força da apreciação do USD face ao Euro e de imparidades na EDPR no valor de €17M, maioritariamente relacionada com as operações na Roménia no 3T15; (ii) amortizações de Pecém pós-consolidação integral (+€17M); e (iii) no 1S14, uma imparidade de €27M referente à central hídrica Alvitto.

Os **custos financeiros líq.** subiram 38%, para €626M nos 9M15, incluindo €25M de custo não-recorrente relativo ao pré-pagamento nos 9M15 de algum financiamento mais caro do nosso portfolio de dívida. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** subiram 3%, fruto do impacto da apreciação do USD face ao EUR na dívida denominada em USD. As **diferenças de câmbio e derivados**, no valor de -€46M nos 9M15 (-€54M vs. 9M14), referem-se sobretudo a mark-to-market de USD/EUR e USD/BRL. Os **custos financeiros capitalizados** recuaram €59M, para €65M nos 9M15, influenciados por uma menor taxa de juro marginal aplicada nos projectos hídricos em construção e pela consolidação de Jari/CC pelo método de equivalência patrimonial, desde Jun-14. Os **outros ganhos e perdas financeiros** (€47M nos 9M15) incluem um ganho de €46M com a venda do défice tarifário, uma imparidade de €22M com a posição financeira no BCP.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram -€25M nos 9M15 (-€50M vs. 9M14), com as principais contribuições de: i) participação de 40% da EDPR no capital da ENEOP Portugal, que passou a ser integralmente consolidada em Set (€6M nos 9M15, -€3M face aos 9M14); participação de 50% da EDPB no capital de Pecém I (-€24M nos 9M15, -€28M face aos 9M14, consolidado integralmente desde 15-Maio); e participação de 50% da EDPB nos projectos Jari/Cachoeira-Caldeirão (-€9M nos 9M15).

O **imposto sobre o rendimento** (€236M nos 9M15) traduz-se numa taxa efectiva de imposto de 19%

(vs.22% nos 9M14). Nos 9M15, esta linha inclui €36M por conta do imposto sobre o ganho registado na compra dos restantes 50% do capital de Pecém I. Adicionalmente, importa relevar que o ganho na venda de activos de gás em Espanha não contribui para o lucro tributável. Numa outra nota, registou-se uma queda na taxa de imposto sobre as sociedades, tanto em Portugal e Espanha, em 2015: de 31,5% em 2014 para 29,5%, em Portugal; de 30% em 2014 para 28%, em Espanha. Além disso, nos 9M15 o impacto total do ano da contribuição extraordinária sobre o sector de energia em Portugal foi de €61M, em linha com os 9M14).

Os **interesses não controláveis**, no valor de €240M nos 9M15, foram impulsionados pela ganho com a aquisição de Pecém (€132M) ao nível da EDP Brasil, pelo ganho de no capital registado na venda dos activos de gás ao nível da participação minoritária de 5% da Naturgas e pelo aumento do resultado líquido da EDP Brasil. O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** recuou 4% face aos 9M14, para €736M nos 9M15 (+17M no 3T15 vs. 3T14), impactado pelos resultados financeiros. Ajustado de eventos não recorrentes⁽¹⁾, o resultado líquido nos 9M15 foi €564M (vs. €690M nos 9M14).

O Grupo EDP adoptou a IFRIC21-Taxas pela primeira vez, no actual relatório, tendo para efeitos de comparação re-expresso os dados históricos. De acordo com a IFRIC21, as taxas cobradas por Entidades Públicas são reconhecidas no momento do evento que gera a obrigação.

⁽¹⁾Eventos não recorrentes: (i) nos 9M15, ganho com aquisição de 50% de Pecém (€132M); venda de activos de gás à Redexis (€85M); ganho com consolidação integral dos activos ENEOP (líquido de imparidades) +€33M; e imparidade BCP (€17M); (ii) nos 9M14, ganho proveniente do novo ACT (+€88M) e ganho de capital obtido na venda de uma posição de 50% em Jari/CC (+€50M); (iii) nos 9M14 e nos 9M15, a contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€61M).

Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	17	20	-16%	-3
Liberalizado (P. Ibérica)	268	411	-35%	-143
Redes reguladas (P. Ibérica)	223	246	-9%	-22
Eólico & Solar	595	278	114%	+317
Brasil	70	93	-25%	-23
Outros	45	43	6%	+2
Grupo EDP	1.218	1.090	12%	+128
Expansão	852	677	26%	+176
Manutenção	366	413	-11%	-47

1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15
3	7	10	16	4	7	6	
124	171	115	148	93	96	79	
70	89	87	136	69	78	77	
44	69	165	432	163	159	274	
26	28	39	26	21	24	25	
11	17	15	24	14	15	17	
278	381	431	782	362	379	477	
166	233	278	572	260	244	348	
112	148	153	210	102	134	129	



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 9M15	Inv. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.368	194	1.542
Eólico e Solar (2)	549	365	470
Total	1.918	559	2.012

Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	189	57	-	+133
Perímetro consolidação EDPR	44	4	-	+40
Brasil - Produção	143	-	-	+143
Other	2	53	-	-50
Desinvestimentos	662	163	-	+499
Activos de gás (Espanha)	241	-	-	+241
EDP Brasil (Jari & C. Caldeirão)	-	134	-	-134
Activos eólicos	417	28	-	+389
Outros	4	1	-	+3
Total	(473)	(106)	-	-367

Investimento Líquido (€m)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	1.218	1.090	12%	+128
Investimentos financeiros	189	57	-	+133
Rotação de activos na EDPR	(339)	(38)	-	-300
Total	1.069	1.108	-4%	-39

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €1.218M nos 9M15, em grande parte (70%) dedicado a projectos de expansão, nomeadamente em nova capacidade hídrica e eólica. O investimento de manutenção caiu 11% (-€47M), para €366M nos 9M15, concentrando-se nas actividades de redes reguladas na Pen. Ibérica e no Brasil.

O investimento em **capacidade hídrica em construção em Portugal** totalizou €194M, incluindo os projectos de construção do escalão a jusante da central hídrica de Baixo Sabor (30MW), que entrou em operação no 1T15 e da central hídrica de Ribeirão/Ermida (82MW), que entrou em funcionamento no 1S15. Em Set-15, a EDP tinha ainda 4 centrais hídricas em construção: (i) Salamonde II (207MW), com arranque previsto para o 4T15; (ii) Baixo Sabor (complexo a montante de 142MW), cujo arranque está dependente de condições hidrológicas; (iii) Venda Nova III, com início de operação programado para 2016 (756MW); e (iv) Foz-Tua (263MW) com arranque previsto no 2S16. O **investimento em nova capacidade eólica** EDPR atingiu €595M nos 9M15 (dos quais €76M reflexo de apreciação cambial do USD face ao Euro), essencialmente alocado a 549MW de capacidade em construção (54% nos EUA, 24% na Europa, 22% no Brasil), capacidade recentemente instalada e beneficiação de capacidade já em operação. No Brasil, o investimento ascendeu a €70M nos 9M15, maioritariamente destinado à nossa actividade da distribuição.

No geral, e excluindo os novos projectos hídricos no Brasil, a EDP investiu €2,0MM em 1,9GW de nova capacidade em construção. Note-se que toda nova capacidade em construção no Brasil corresponde a projectos consolidados pelo método de equivalência patrimonial: Cachoeira-Caldeirão (219MW), com início de PPA em Jan-17 (grau de acabamento de 92%) e S. Manoel (700MW) com início de PPA em Mai-18.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €473M nos 9M15. Os **desinvestimentos financeiros** totalizaram €662M nos 9M15. Os desinvestimentos incluem: i) €241M decorrentes da venda de activos de gás em Múrcia no 1S15; ii) €339M relativos à venda por parte da EDPR de posições minoritárias num parque solar de 30MW e num portfólio com 1.101MW de capacidade instalada à Fiera Axiom, ambos nos EUA; e (iii) €79M relativos à conclusão da venda pela EDPR de participações minoritárias em parques eólicos no Brasil à CWEI Brasil, uma subsidiária da CTG. Os **investimentos financeiros** ascenderam a €189M nos 9M15, influenciados sobretudo pela i) a aquisição da participação de 50% da Eneva na central a carvão de Pecém I no Brasil (€91M); ii) contributos de capital da EDPB para os projectos hídricos de Cachoeira-Caldeirão e S. Manoel (€53M); e iii) aquisição de participações minoritárias em sociedades veículo já controladas pela EDPR.

Em suma, o investimento líquido nos 9M15 totalizou €1.069M (vs. €1.108M nos 9M14), incluindo investimento operacional no montante de €1.218M, investimentos financeiros no valor de €189M e um encaixe total de €339M proveniente de transacções de rotação de activos ao nível da EDPR.

(1) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (2) Investimento acumulado inclui capacidade em construção & desenvolvimento.

FFO & Cash Flow



Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	9M15	9M14 (1)	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.991	2.715	10%	+276
Imposto corrente	(183)	(146)	-25%	-36
Juros financeiros líquidos	(672)	(655)	-3%	-17
Resultados de associadas e dividendos	(13)	30	-	-43
Itens não monetários	(103)	(232)	56%	+129
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	2.020	1.712	18%	+309

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	9M15	9M14 (1)	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.991	2.715	10%	+276
Imposto corrente	(183)	(146)	-25%	-36
Investimento em fundo de maneo	(408)	(128)	-218%	-280
Recebimentos futuros da actividade regulada	58	209	-72%	-151
Itens não monetários	(103)	(232)	56%	+129
Outros	(363)	(105)	-244%	-257
Fluxo das Actividades Operacionais	2.400	2.441	-2%	-40
Investimento operacional	(1.218)	(1.090)	-12%	-128
Expansão	(852)	(677)	-26%	-176
Manutenção	(366)	(413)	11%	+47
Var. de fundo de maneo de fornec. de imobilizado	(176)	(224)	21%	+47
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	473	106	345%	+367
Juros financeiros líquidos pagos	(722)	(630)	-15%	-92
Dividendos recebidos	33	35	-5%	-2
Dividendos pagos	(741)	(731)	-1%	-11
Accionistas	(672)	(672)	0%	(0)
Outros	(69)	(59)	-18%	(11)
Receb./pagamentos) parceiros institucionais EUA	(4)	(50)	92%	+46
Variações cambiais	0	(333)	-	+333
Outras variações não operacionais	(324)	74	-	-398
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(279)	(400)	30%	+121

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	10.937	11.151	-2%	-214
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	699	1.113	-37%	-414
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(8.724)	(9.135)	5%	+411
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(489)	(522)	6%	+33
Fluxo gerado pelas operações	2.423	2.606	-7%	-183
Receb./pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(23)	(166)	86%	+143
Fluxo das Actividades Operacionais	2.400	2.441	-2%	-40
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.147)	(1.119)	-3%	-28
Fluxo das Actividades de Financiamento	(2.671)	(1.457)	-83%	-1.214
Varição de caixa e seus equivalentes	(1.418)	(136)	-945%	-1.283
Efeito das diferenças de câmbio	(102)	29	-	-131

O FFO totalizou €2.020M nos 9M15, reflectindo um aumento de €276M no EBITDA (ver detalhes na página 3), que foi em parte compensado pelos seguintes impactos: i) um aumento de €17M dos juros financeiros líquidos, reflectindo a apreciação do Dólar americano face ao Euro no período e o seu impacto nos juros pagos sobre a dívida denominada em dólares; ii) um aumento de €43M nos “Resultados de associadas e dividendos”, reflectindo contributos negativos ao nível da central a carvão de Pecém I e da central hídrica de Jari no Brasil nos 9M15 (ver detalhes na página 22); e iii) um aumento em imposto corrente de €36M. É de salientar que a rubrica de ‘outros ajustamentos’ inclui um impacto negativo de €129M relacionado com o novo Acordo Colectivo de Trabalho estabelecido em Portugal, totalmente compensado ao nível do EBITDA.

O fluxo das actividades operacionais diminuiu €40M no período para €2,400M nos 9M15. Os recebimentos futuros da actividade regulada caíram €58M vs. Dez-14, incluindo: i) um encaixe líquido de €98M proveniente das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo -€651M relativos à operação de securitização realizadas nos 9M15; ii) um aumento de €42M das nossas actividades em Espanha, reflectindo +€44M relativos à parcela da EDP Espanha no défice tarifário do sector do gás; e iii) uma redução de €2M de activos regulados das nossas actividades de distribuição no Brasil. Os outros investimentos em fundo de maneo, totalizaram -€363M nos 9M15, incluindo i) um ganho de +€295M decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I (Brasil) a desconto no 2T; ii) um ganho de +€89M obtido na venda de activos de distribuição de gás em Espanha; e iii) um ganho não recorrente líquido de cerca de €40M, reflectindo o impacto líquido da aquisição de controlo sobre alguns activos da ENEOP (+€102M) e de write-offs (-€65M), nomeadamente na Europa e EUA. Os impactos anteriores foram parcialmente mitigados pelo efeito positivo proveniente da redução dos inventários de carvão e ganhos relativos às operações de securitização do défice tarifário(€46m). Recorde-se que "os outros investimentos em fundo de maneo" nos 9M14 foram impactados negativamente por um ganho não-recorrente de €131M com a venda de 50% dos projectos hídricos de Jari/Cachoeira Caldeirão (Brasil) à CWEI (CTG).

O investimento operacional de expansão totalizou €852M nos 9M15, traduzindo os trabalhos de construção de nova capacidade hídrica e eólica. Note-se que a variação de fundo de maneo de fornecedores de imobilizado está maioritariamente relacionada com actividades de construção e desenvolvimento de projectos de energia renovável na EDP. Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €473M nos 9M15, reflectindo essencialmente a venda de activos de distribuição de gás à Redexis em Espanha (€241M) e as operações de venda por parte da EDP no âmbito da estratégia de rotação de activos (€339M) e da parceria estratégica com a CTG (€79M). Os investimentos financeiros nos 9M15 incluem a compra à Eneva de 50% da central a carvão de Pecém I (€91M).

No dia 14 de Maio de 2015, a EDP procedeu ao pagamento do dividendo anual no montante de €672M (ou €0.185/acção, estável em relação ao ano anterior). De notar que o montante de €741M de dividendos pagos nos 9M15 inclui também o montante pago aos interesses não controláveis, nomeadamente ao nível da EDP Renováveis (€49M) e da EDP Brasil (€17M).

Os recebimentos de Parceiros Institucionais reflectem o estabelecimento de uma nova parceria de financiamento nos EUA (parque eólico de 99MW Rising Tree South em Jun-15) e o encaixe proveniente da última tranche de uma estrutura estabelecida no 4T14 (€139M), cujo impacto ao nível da dívida líquida foi compensado pela retenção de benefícios fiscais por investidores institucionais (€142M).

As variações cambiais reflectem o impacto da apreciação do Dólar americano (€393M) e da desvalorização do Real (€394M) durante o período, ambos face ao Euro, com impacto neutro ao nível da dívida líquida.

As “outras variações não operacionais” reflectem a consolidação integral de Pecém I na sequência da aquisição à Eneva de 50% de Pecém I (€0,6MM) e a consolidação ENEOP (€142M). Estes impactos foram mitigados pela emissão do empréstimo obrigacionista híbrido no montante de €750M, metade do qual é classificado como capital, de acordo com metodologia das agências de rating, conduzindo a uma redução na dívida líquida de €375M.

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €279M vs. Dez-14 para €17,3MM a Set-15.

(1) O Cash Flow pelo Método Indirecto não está reexpresso para reflectir a adopção das IFRIC21

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Jun. vs. Dez.		
	Set-15	Dez-14	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	22.385	20.523	1.862
Activos intangíveis	5.445	5.813	-368
Goodwill	3.371	3.321	49
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	936	1.272	-336
Impostos, correntes e diferidos	548	590	-43
Inventários	257	266	-10
Clientes, líquido	1.798	2.120	-321
Outros activos, líquido	5.384	5.923	-540
Depósitos colaterais	268	429	-161
Caixa e equivalentes de caixa	1.094	2.614	-1.520
Total do Activo	41.485	42.873	-1.388
Capital Próprio (€ M)			
	Set-15	Dez-14	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.525	8.681	-156
Interesses não controláveis	3.407	3.288	119
Total do Capital Próprio	11.933	11.969	-37
Passivo (€ M)			
	Set-15	Dez-14	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	19.230	20.298	-1.068
Médio e longo prazo	15.562	16.401	-839
Curto prazo	3.668	3.897	-229
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.710	1.880	-171
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.114	1.067	47
Provisões	476	486	-9
Impostos, correntes e diferidos	1.364	1.221	143
Proveitos diferidos de invest. institucionais	774	735	39
Outros passivos, líquido	4.885	5.217	-333
Total do Passivo	29.553	30.904	-1.351
Total do Capital Próprio e Passivo	41.485	42.873	-1.388
Benefícios aos Empregados (€M) (1)			
	Set-15	Dez-14	Δ Abs.
Pensões (2)	794	930	-137
Actos médicos e outros	916	950	-34
Benefícios aos Empregados	1.710	1.880	-171
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)			
	Set-15	Dez-14	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	2.033	2.203	-169
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	183	112	71
Espanha	44	2	42
Brasil	185	187	-2
Receb. Futuros da Actividade Regulada	2.446	2.504	-58

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €1,5MM vs. Dez-14, para €27,8MM a Set-15, reflectindo essencialmente: i) +€1,2MM de impacto da consolidação integral de Pecém; ii) +€0,8MM de impacto da consolidação integral da ENEOP; iii) +€1,1MM de investimento operacional; iv) -€1,1MM de amortizações; v) -€0,5MM devidos à desvalorização do BRL face ao EUR (-28%) e à valorização de 8% do USD face ao EUR entre Dez-14 e Set-15. A Set-15, existiam €3,7MM 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.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** caíram €0,3MM vs. Dez-14, para €0,9MM a Set-15, reflectindo: a conclusão, em Jan-15, da venda dos activos de gás em Espanha; a consolidação integral de Pecém I e dos activos ENEOP; e a valorização a preço de mercado de algumas das nossas participações financeiras. De notar que os investimentos financeiros incluem as nossas participações financeiras em Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%), EDP Ásia (50%), empresa detentora de 21% na CEM, REN (3,5%) e BCP (2,0%).

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, diminuíram €0,2MM vs. Dez-14, reflexo do imposto corrente do período, bem como pela esperada contribuição extraordinária cobrada ao sector energético em Portugal. O montante em **clientes e outros activos (líquidos)** diminuiu €0,9MM vs. Dez-14 para €7,2MM a Set-15, traduzindo sobretudo uma redução do valor bruto de recebimentos futuros da actividade regulada em Portugal, reflexo das operações de securitização realizadas, cujo impacto foi parcialmente compensado pelos montantes gerados no período, mas também fruto da eliminação de créditos do Grupo EDP a Pecém e à ENEOP, os quais passaram a ser integralmente consolidados desde Mai-15 e Sep-15 respectivamente.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** caiu €0,1MM vs. Dez-14, para €2,4MM a Set-15, reflexo: i) de uma redução de €98M do montante originado em Portugal; ii) de um aumento de €42M do montante proveniente de Espanha; e iii) de uma diminuição de €2M do montante procedente do Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** caíram €0,2MM para €8,5MM a Set-15, reflectindo essencialmente o pagamento de dividendos de €672M, parcialmente mitigado pelo resultado líquido gerado no período (+€736M) e da desvalorização do BRL face ao Euro. Os **interesses não controláveis** aumentaram €0,1MM para €3,4MM a Set-15, devido à venda por parte da EDPR de participações minoritárias em parques eólicos e à volatilidade da cotação do EUR/BRL e do EUR/USD.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €171M vs. Dez-14 para €1,710M a Set-15, reflectindo o pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos nos 9M15. O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, aumentou €47M vs. Dez-14, para €1,114M a Set-15, reflectindo a apreciação do USD e o pagamento de benefícios fiscais a parceiros institucionais.

(1) Bruto de impostos; (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.

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)

	Set-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.199	17.676	-8%	-1.477
EDP Produção & Outros	122	178	-31%	-56
EDP Renováveis	1.148	928	24%	220
EDP Brasil	1.341	988	36%	353
Dívida Financeira Nominal	18.809	19.769	-5%	-960

Juros da dívida a liquidar	246	371	-34%	-125
"Fair Value"(cobertura dívida)	175	157	11%	18
Derivados associados com dívida (2)	(161)	(202)	20%	41
Depósitos colaterais associados com dívida	(268)	(429)	37%	161
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(376)	-	-	-376
Dívida Financeira	18.425	19.667	-6%	-1.242

Caixa e Equivalentes	1.094	2.614	-58%	-1.520
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	362	1.989	-82%	-1.626
EDP Renováveis	448	369	21%	79
EDP Brasil	284	257	10%	27
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	10	11	-4%	0

Dívida líquida do Grupo EDP	17.321	17.042	2%	279
------------------------------------	---------------	---------------	-----------	------------

Linhas de Crédito em Set-15 (€M)

	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	Jun-19
Linha Crédito "Revolving"	100	1	100	Dez-16
Linha Crédito "Revolving"	500	16	500	Fev-20
Linhas Crédito Domésticas	182	8	172	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	Out-16
Total Linhas Crédito	4.032		4.022	

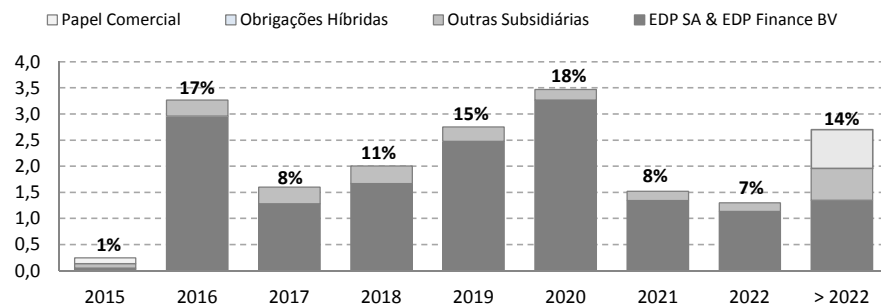
Ratings da Dívida

	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Positive/B	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	14-10-2015	13-02-2015	19-01-2015

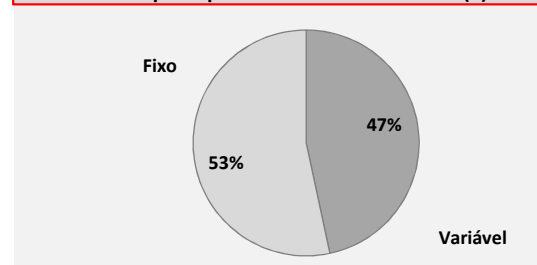
Rácios de Dívida

	Set-15 (3)	Dez-14
Dívida Líquida / EBITDA	4,4x	4,7x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	3,8x	4,0x

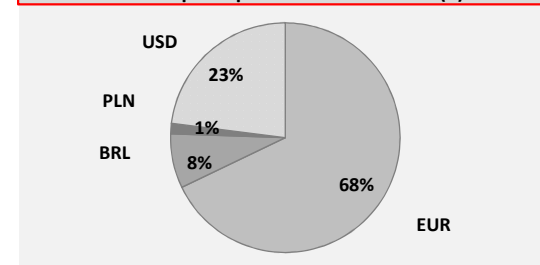
Maturidade da Dívida a Set-15 (€ M) (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Set-15 (1)



Dívida por Tipo de moeda - Set-15 (1)



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

No que se refere às **principais operações de reembolso e refinanciamento**, em Jan-15, a EDP pagou antecipadamente os remanescentes USD250M de um empréstimo no total de USD1MM com o Bank of China com vencimento em Out-15 e dos quais USD750M já tinham sido reembolsados antecipadamente em Jul-14. Em Fev-15, a EDP assinou um contrato de financiamento de €2,0MM a 5 anos com um grupo de 16 bancos internacionais que foi usado para pagamento antecipado de um empréstimo de €1,6MM assinado em Jan-13 com maturidade em Jan-17 (50%) e Jan-18 (50%). O novo financiamento paga EURIBOR+1,1% (vs. EURIBOR+4% do empréstimo a substituir) e inclui uma tranche de €500M com o formato Revolving Credit Facility. Em Mar-15, a EDP reembolsou na maturidade um empréstimo obrigacionista de €1MM com um cupão de 3,25%, que tinha sido "swapped" para taxa variável. Em Abr-15, a EDP emitiu, ao abrigo de um programa de obrigações em Euros, €750M com vencimento em Abr-2025 e um cupão de 2%. Em Jun-15, a EDP reembolsou na maturidade um empréstimo obrigacionista de €0,5MM com um cupão de 3.75%. Adicionalmente, durante o 2T, a EDP pagou antecipadamente empréstimos com o Banco Europeu de Investimento no total de €507M, a maior dos quais vencia em 2016. Em Ago-15, a EDP reembolsou €0.55MM relativos a um empréstimo bilateral, dos quais €0.5MM foram reembolsados antes da maturidade. Em Set-15, a EDP emitiu um empréstimo obrigacionista híbrido de €750M, com opção de compra exercível pela EDP 5,5 anos após a emissão, vencimento em Set-75 e cupão de 5,375%. Em linha com a metodologia seguida pelas agências de rating, 50% do valor da emissão é classificado como capital, contribuindo para a melhoria das métricas de crédito da EDP e execução dos objectivos de desalavancagem financeira.

Em virtude das operações de refinanciamento acima referidas, em Set-15, a **maturidade média da dívida** aumentou de 4,0 anos em Dez-14 para 4,6 anos em Set-15 (excluindo obrigação híbrida). O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 68% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. As necessidades de refinanciamento em 2016 ascendem a €2,8MM, incluindo i) €1.25MM de empréstimos obrigacionistas com vencimento no 1S16; ii) €1.0MM de empréstimos obrigacionistas com vencimento no 2S16; e iii) €0.5MM relativos a outros empréstimos que vencem ao longo do ano. As necessidades de refinanciamento em 2017 totalizam €1.3MM, consistindo na sua maioria em empréstimos obrigacionistas. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,1MM a Set-15. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além 2017.

(1) Valor Nominal, incluindo 100% da obrigação híbrida; (2) Derivados relacionados com net investment e fair-value de cobertura de dívida; (3) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3,926M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M15	9M14	Δ%	9M15	9M14	Δ%	9M15	9M14	Δ%
Hidroeléctrica	6,9	11,6	-41%	20,8	29,1	-28%	27,7	40,7	-32%
Nuclear	-	-	-	43,8	42,5	3%	43,8	42,5	3%
Carvão	10,1	7,7	31%	39,9	31,7	26%	50,0	39,4	27%
CCGT	3,6	1,0	268%	19,1	15,8	21%	22,7	16,8	35%
Fuel/gas/diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Auto-consumo	-	-	-	(5,3)	(4,8)	10%	(5,3)	(4,8)	10%
(-) Bombagem	(1,0)	(0,7)	32%	(3,2)	(4,0)	-19%	(4,2)	(4,7)	-11%
Regime Convencional	19,6	19,5	0%	115,1	110,3	4%	134,7	129,8	4%
Eólica	8,2	8,2	-	36,6	37,4	-2%	44,8	45,6	-2%
Outras	7,0	8,0	-13%	38,7	39,0	-1%	45,7	47,0	-3%
Regime Especial	15,1	16,2	-7%	75,3	76,4	-1%	90,4	92,6	-2%
Importação/(exportação)	2,1	0,6	221%	(3,0)	(4,0)	-24%	(0,9)	(3,3)	-72%
Consumo Referido à Emissão	36,8	36,4	1,3%	187,4	182,7	2,5%	224,2	219,1	2,3%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,1%			1,1%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M15	9M14	Δ%	9M15	9M14	Δ%	9M15	9M14	Δ%
Procura convencional	30,1	30,4	-1%	195,7	183,0	7%	225,9	213,4	6%
Procura para produção electricidade	7,6	2,3	236%	47,1	36,9	27%	54,7	39,2	39%
Procura Total	37,7	32,7	16%	242,8	220,0	10%	280,5	252,6	11%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 2,3% nos 9M15 (+3,3% no 3T15 vs. 3T14), traduzindo um impacto favorável de temperatura e calendário e uma recuperação moderada face às quedas dos anos anteriores. Em Espanha (86% do total), o consumo referido à emissão subiu 2,5% nos 9M15, ou 1,1% quando ajustado de efeitos temperatura e dias úteis. Em Portugal (14% do total), a procura foi 1,3% superior aos 9M14 (ainda que quase estável quando ajustada de temperatura e dias úteis).

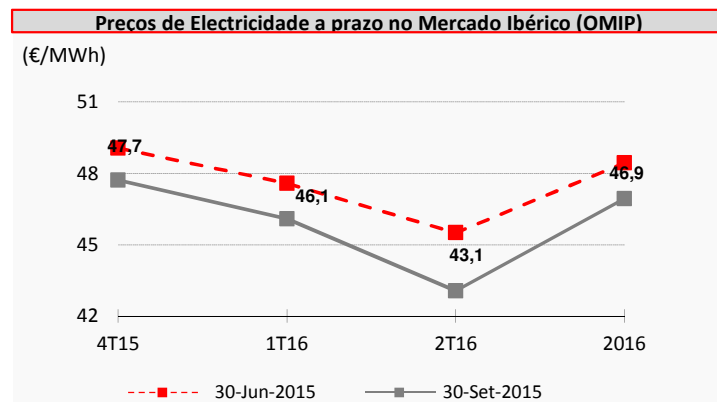
A capacidade instalada na P. Ibérica manteve-se quase estável nos 9M15 (+0,5GW), essencialmente suportada pela adição de nova capacidade renovável no último ano (hídrica em Portugal, eólica e, em menor escala, solar e térmica renovável em Espanha); a qual foi parcialmente compensada pelo encerramento de centrais de cogeração. O escalão de jusante da central hídrica do Baixo Sabor (30MW) e a central de Ribeiradio/Ermida (82MW) iniciaram operações em 2015. Em Espanha, as adições de nova capacidade em regime especial foram parcialmente compensadas pelo encerramento de capacidade CCGT.

A procura residual térmica nos 9M15 cresceu 30% (+17TWh) face aos 9M14 (+7% no 3T15, em termos homólogos), traduzindo-se num acréscimo de 27% na produção a carvão (+11TWh) e numa subida em 35% da produção em CCGT (+6TWh). O aumento da procura residual térmica explica-se por: (i) redução na produção hídrica (-12TWh face aos 9M14, líquido de bombagem), resultante do tempo muito seco nos 9M15 (hidraulicidade em Portugal e Espanha c40% abaixo do período homólogo, ficando 22% e 30% abaixo da média de LP, respectivamente); (ii) +5TWh suportado pela maior procura na P. Ibérica; e (iii) +1TWh resultante de uma eolicidade mais baixa (-9% em termos homólogos mas, ainda assim, 5% acima da média LP). De modo geral, o cenário de maior procura e de menores recursos hídricos e eólicos foi colmatado com maior geração térmica, traduzindo-se num acréscimo do factor médio de utilização, tanto no carvão (+14pp, para 65%) e nas CCGT (+3pp, para 12%).

O preço médio à vista em Espanha subiu c27% em termos homólogos, para €50/MWh nos 9M15 (+15% no 3T15 vs. 2T15, explicado pela sazonalidade), ficando marginalmente abaixo do preço em Portugal. O preço médio de CO₂ subiu 29% face aos 9M14, para €7,4/ton nos 9M15. O preço médio final de electricidade em Espanha fixou-se €13/MWh acima do preço à vista (26% acima dos 9M14, em €63/MWh), reflexo da modulação horária e da contribuição de mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo aumentou 11% nos 9M15, suportado pelo crescimento da procura convencional (+6%) e de um aumento do consumo para produção de electricidade (+39% face ao 9M14), como consequência do acréscimo das horas de funcionamento das CCGTs.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	9M15	9M14	Δ%
Hídrica	22,2	22,1	1%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,7	11,7	0%
CCGT	28,8	28,8	0%
Fuel/gas/diesel	0,8	0,8	0%
Regime Convencional	70,5	70,4	0%
Eólica	27,9	27,6	1%
PRE's (outras)	20,0	19,9	1%
Regime Especial	47,9	47,5	1%
Total	118,4	117,9	0%



Factores Chave	9M15	9M14	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,78	1,33	-41%
Espanha	0,70	1,20	-42%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,05	1,16	-9%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	50,1	39,1	28%
Espanha	50,0	39,5	27%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	63,3	52,0	22%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	7,4	5,7	29%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	58,5	76,1	-23%
Gás NBP, €/MWh (1)	20,9	20,6	2%
Brent, USD/Barril (1)	55,4	106,6	-48%
EUR/USD (1)	1,11	1,35	-18%

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



DR Operacional (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	776	731	6%	+45
Receitas no mercado (i)	620	573	8%	+47
Desvio anual (ii)	88	80	9%	+7
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	68	77	-12%	-9
Custos Directos: CAE/CMEC	246	191	29%	+56
Carvão	161	136	18%	+25
Fuel	1	2	-57%	-1
CO2 e outros custos (líquidos)	85	53	60%	+32
Margem Bruta CAE/CMEC	530	541	-2%	-11
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	10	8	28%	+2
Mini-hídricas	21	39	-46%	-18
Margem Bruta Regime Especial	31	47	-34%	-16
Custos Operacionais Líquidos (1)	95	76	26%	+19
EBITDA	466	512	-9%	-46
Amortizações & provisões líquidas	116	124	-6%	-8
EBIT	349	388	-10%	-39
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	9	1	1035%	+8
Empregados (#)	1.128	1.172	-4%	-44

CAE/CMEC: Dados-chave	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,05	1,04	1%	+0,0
Carvão	1,07	1,06	1%	+0,0
Capacidade Instalada (MW)	4.470	4.470	-	-
Hídrica	3.290	3.290	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Output (GWh)	11.049	12.723	-13%	-1.674
Hydro	3.850	6.934	-44%	-3.085
Coal	7.199	5.789	24%	+1.411

Regime Especial: Dados-chave	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	479	738	-35%	-259
Mini-hídricas Portugal	230	444	-48%	-215
Térmica em Portugal	145	162	-11%	-17
Térmica em Espanha	105	131	-20%	-26
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	86	88	-2%	-2
Térmica em Portugal (3)	25	24	1%	+0
Térmica em Espanha	57	40	42%	+17

Investimento Operacional (€M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	15	19	-17%	-3
Regime Especial	1	1	14%	+0
Total	17	20	-16%	-3

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 9% (-€46M), para €466M nos 9M15, impactado pela inferior produção em mini-hídricas (-46% face ao 9M14, traduzindo-se numa quebra da margem bruta em €18M, concentrada no 1T15) e por um ganho não recorrente registado no 2T14, no valor de €23M, referente ao novo ACT.

A margem bruta de CAE/CMEC recuou 2% face aos 9M14, para €530M nos 9M15, reflexo da depreciação da base de activos num contexto de baixa inflação.

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €88M nos 9M15 (dos quais €4M referentes a 2014). O desvio anual referente ao 9M15 (€84M) resultou essencialmente da produção hídrica abaixo da referência CMEC, resultante de recursos hídricos 22% abaixo da média de LP. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €81M, reflexo de uma produção hídrica 32% abaixo da referência CMEC. O preço médio realizado nos 9M15 marginalmente acima da referência do CMEC nos 9M15. Por sua vez, a margem bruta em mercado da central a carvão de Sines ficou quase em linha com a referência CMEC (apenas €2M abaixo), na medida em que o acréscimo de remuneração resultante da superação dos níveis de disponibilidade contratada e dos investimentos em DeNOx efectuados no passado foram compensados pelo excesso de margem bruta realizada em mercado, face à referência do CMEC (margem bruta mais alta justificada por uma produção 12% acima da referência CMEC e por uma margem média unitária 8% abaixo da referência do CMEC).

A margem bruta no regime especial ficou €16M abaixo de 9M14, em €31M nos 9M15, resultante da queda de produção nas centrais mini-hídricas (-48%), decorrente de recursos hídricos nos 9M15 abaixo da média LP, por comparação com um 9M14 especialmente forte. A geração térmica diminuiu, suportada pela venda de capacidade ociosa em Espanha. Em 2015, a central mini-hídrica Ermida (7MW), adjacente à central Ribeiradio (em Portugal), entrou em operação, fazendo aumentar a capacidade instalada em centrais mini-hídricas para 163MW.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ subiram 26% (+€19M), reflexo do ganho de €23M registado nos 9M14, por conta do novo ACT, excluindo este impacto os custos operacionais teriam descido 4%, suportado pela redução do número de colaboradores e de um apertado controlo de custos.

As amortizações líquidas e provisões recuaram 6% para €116M nos 9M15, reflectindo uma menor base de activos PPA/CMEC e o efeito do registo não recorrente de provisões nas centrais térmicas de regime especial em Espanha em 2014.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. ficou-se nos €17M nos 9M15.

NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

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

Em relação ao detalhe da margem bruta em CAE/CMEC existem 3 componentes:

- (i) Receitas em Mercado, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;
- (ii) Desvio Anual ("revisibilidade"), equivalente à diferença entre os pressupostos iniciais dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados. Este desvio é pago/recebido através das tarifas até dois anos após a ocorrência.
- (iii) Acréscimo de proveitos CAE/CMEC, reflectindo as diferenças no período entre CAE e CMEC, conforme assumido no início do sistema (Julho de 2007).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Inclui €9M de ganhos realizados em 2015 e €4,8M de ganhos em 2014;

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

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	656	678	-3%	-22
Produção de electricidade	441	463	-5%	-22
Portugal	175	227	-23%	-52
Espanha	257	239	8%	+18
Ajustamentos	8	(4)	-	+12
Comercialização de electricidade	161	150	7%	+11
Comercialização de gás	50	72	-30%	-22
Ajustamentos	4	(6)	-	+11
Custos Operacionais Líquidos (1)	381	312	22%	+68
EBITDA	276	366	-25%	-90
Provisões	1	2	-67%	-1
Amortizações e imparidades	150	176	-15%	-26
EBIT	125	188	-33%	-62

Performance Electricidade	9M15	9M14	Δ%	9M15	9M14	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade	13.293	11.163	19%	31,8	24,1	32%
Compras de Electricidade	26.536	26.681	-1%	58,8	46,2	27%

Fontes de Electricidade	39.829	37.844	5%	50,7	40,4	26%
--------------------------------	---------------	---------------	-----------	-------------	-------------	------------

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	676	858	-21%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	25.725	25.873	-1%	65,1	61,7	6%
Mercado Grossista	13.428	11.113	21%	60,2	54,0	11%

Destinos de Electricidade	39.829	37.844	5%	62,3	58,1	7%
----------------------------------	---------------	---------------	-----------	-------------	-------------	-----------

Margem Bruta Electricidade (€ M)	9M15	9M14	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	11,6	17,7	-34%	-6,1
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	0,8	(2,0)	-	+2,8
Margem Unitária (€/MWh)	12,4	15,7	-21%	-3,3
Volume Total (TWh)	39,8	37,8	5%	+2,0
Fontes & Destinos Electricidade	495	595	-17%	-100
Outros (5)	107	18	497%	+89
Total	602	613	-2%	-11

Destinos de Gás (TWh)	9M15	9M14	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	4,1	3,4	19%	+0,7
Vendido no mercado grossista de gás	13,6	15,7	-14%	-2,1
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	9,1	10,4	-12%	-1,3
Total	26,8	29,6	-9%	-2,8

O EBITDA das actividades liberalizadas caiu €90M, em termos homólogos, para €276M nos 9M15, em função de: (i) menor contributo da produção hídrica (peso de 28% no mix de geração nos 9M15 vs. 45% nos 9M14); (ii) menores resultados decorrentes de menos oportunidades de gestão da volatilidade nos mercados energéticos, e (iii) -€21m na margem bruta de gás, face aos 9M14, resultante de menos oportunidades grossistas de comercialização de gás. A maior geração térmica e o acréscimo na margem bruta no negócio de comercialização de electricidade mitigaram parcialmente os efeitos anteriores.

A **margem bruta no negócio de electricidade** caiu 2% nos 9M15 para €602M, na medida em que a queda da margem média unitária (de €15,7/MWh nos 9M14 para €12,4/MWh nos 9M15) foi apenas parcialmente compensada por uma subida do volume vendido (+5% vs. 9M14) e por um aumento de outros proveitos: +€89M face aos 9M14, num total de €107M nos 9M15, impulsionado por um acréscimo de proveitos com garantia de potência, por um impacto menos adverso (face aos 9M14) de ajustamentos ao custo da energia fornecida em anos anteriores na comercialização e outros proveitos na geração (relacionados com CO2 e outros). Os proveitos de garantia de potência foram reintroduzidos em Portugal (€13M nos 9M15, dos quais €4M referentes a 2014), enquanto em Espanha se mantiveram estáveis – ainda que num montante unitário superior. A produção hídrica caiu 27% face aos 9M14, penalizada por recursos hídricos 22% abaixo da média LP nos 9M15 (vs. recursos 33% acima da média nos 9M14). A menor contribuição hídrica, a par da maior contribuição de CCGTs, justificou uma subida de 32% no custo médio de produção. Os **custos operacionais líq.** subiram 22% (+€68M), reflectindo: nos 9M15, um aumento dos impostos sobre a geração e clawback (+€22m, para €102M nos 9M15); Nos 9M14, o impacto positivo do novo ACT assinado no 2T14 e a implementação de impostos ambientais nucleares, pagos em anos anteriores (Espanha).

Margem Unitária ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média alcançada recuou €6/MWh vs. 9M14, para €11,6/MWh, reflectindo um mix de abastecimento de electricidade mais caro. O **custo médio da electricidade vendida** subiu 26% face aos 9M14 (+3% no 3T15 vs. 3T14), para €51/MWh nos 9M15, traduzindo o menor peso de produção hídrica, substituída por produção em CCGTs, com um custo superior; e um custo médio de electricidade comprada mais alto (27% acima dos 9M14, em linha com o preço médio da pool mais alto). O **preço médio da electricidade vendida** subiu 7% nos 9M15, já que: (i) o preço médio de venda a clientes finais cresceu 6%, reflexo de uma alteração no mix; e (ii) o preço médio de venda em mercado grossista subiu 11% (explicado pela subida do preço pool, parcialmente mitigado por menores proveitos obtidos em mercados complementares). De notar que o Despacho 4694/2014, visando reduzir potenciais distorções no mercado de serviços de sistema em Portugal, se focou nas receitas do mercado de energia de tele-regulação, ditando que o preço da banda oferecida seja no máximo igual ao preço em Espanha.

Volumes: O volume vendido cresceu 5% para 40TWh nos 9M15, reflexo do acréscimo de electricidade vendida no mercado grossista (+21%). A nossa produção satisfaz 51% do total das vendas a clientes finais.

O **nosso abastecimento de gás** nos 9M15 baseou-se num portfólio anual de 3,6bcm afecto a contratos de longo prazo, cuja flexibilidade tem sido melhorada através de diversas renegociações de contratos (incluindo redução de limites take-or-pay). Neste contexto, e face maior escassez de oportunidades no mercado grossista desde o 2S14, o volume de gás fornecido caiu 9% para 27TWh (2,3bcm) nos 9M15, na medida em que as vendas em mercado grossista caíram 14% face aos 9M14 (-1% no 3T15 vs. 3T14) e as vendas a clientes finais caíram 12%. Por outro lado, o aumento no consumo de gás nas nossas centrais de ciclo combinado mitigou parcialmente estes efeitos.

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 maximizou vendas de gás entre os mercados grossista e retalhista, tendo já assegurado margens para 60% do gás comprometido em 2016. De igual forma a EDP fechou posição para c50% da produção a carvão esperada em 2016. Paralelamente, a EDP fechou vendas de electricidade a clientes de 35TWh, com um preço médio próximo de €55/MWh em 2015; para mais de 19TWh, com um preço médio superior a €55/MWh em 2016 - estes volumes excluem vendas com preço indexado ao preço da pool.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) - Impostos e licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema; (3) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviço

(5) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M15	9M14	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	442	463	-4%	-21
Portugal	175	227	-23%	-52
Espanha	257	239	8%	+18
Ajustamentos	8	(4)	-	+12
Fornecimentos e serviços externos	47	50	-5%	-2
Custos com pessoal	37	27	34,8%	+9
Custos com benefícios sociais	0	-	-	+0
Outros custos operacionais (líq.)	131	94	40%	+37
Custos Operacionais Líquidos (1)	215	170	26%	+44
EBITDA	227	292	-22%	-65
Provisões	(1)	1	-	-2
Amortizações e imparidades	143	171	-16%	-28
EBIT	85	120	-29%	-35

Empregados (#)	575	616	-7%	-41
-----------------------	------------	------------	------------	------------

Dados-chave	9M15	9M14	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	13.319	11.219	19%	+2.100
CCGT	2.420	699	246%	+1.721
Carvão	6.329	4.574	38%	+1.755
Hidroeléctrica	3.686	5.081	-27%	-1.395
Nuclear	885	865	2%	+20
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	31,8	24,1	32%	+7,6
CCGT	70,7	114,9	-38%	-44,2
Carvão	35,5	38,2	-7%	-2,8
Hidroeléctrica	6,1	2,0	199%	+4,0
Nuclear	5,0	4,7	6%	+0,3
Factores de Utilização (%)				
CCGT	10%	3%	-	7p.p.
Carvão	66%	48%	-	18p.p.
Hidroeléctrica	23%	32%	-	-9p.p.
Nuclear	87%	85%	-	2p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	10,3	6,2	66%	+4,1

Investimento Operacional (€ M)	9M15	9M14	Δ%	Δ Abs.
Expansão	232	377	-38%	-145
Manutenção	27	23	17%	+4
Total	259	400	-35%	-141

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 bombagem) subiu 19% nos 9M15, sobretudo devido ao forte aumento na produção térmica resultante de recursos hídricos mais fracos. A descida na produção hídrica (-1,4TWh) foi mais que compensada por maior produção nas centrais a carvão (+1,8TWh) e em CCGT (+1,7TWh). No 3T15, a produção aumentou 20% (+0,8TWh vs. 3T14), suportada por uma acréscimo de produção em CCGT (+0,9TWh) e por uma redução de 0,2TWh na produção hídrica. O **custo médio de produção** subiu 32%, em termos homólogos, para €32/MWh nos 9M15, suportado por uma actividade de bombagem mais intensa e pela substituição de produção hídrica, mais barata (28% do total da geração nos 9M15 vs. 45% nos 9M14), poe produção em CCGT – tecnologia mais cara, apesar da maior diluição de custos fixos alcançada nos 9M15.

Carvão: A **produção** subiu 38% nos 9M15 face ao 9M14 (+5% no 3T15, face ao 3T14), em função da maior procura térmica. O **factor médio de utilização** alcançou os 66% (+18 p.p. face aos 9M14). A produção a partir de carvão doméstico com incentivos em Espanha terminou em 2014. O **custo médio da produção** decresceu 7%, para €36/MWh nos 9M15 (-11% no 3T15), reflexo de menor custo de carvão e CO₂.

CCGTs: A **produção** cresceu 246% nos 9M15 (+17% no 3T15 vs. 3T14), devido à maior procura térmica. O **factor médio de utilização** subiu 7pp face ao 9M14, para 10% nos 9M15, suportado por uma subida de 10pp no 3T15. O **custo médio de produção** recuou 38% no período, para €71/MWh nos 9M15, suportado por uma maior diluição dos custos fixos de gás e por uma queda no respectivo custo variável.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica recuou 27% nos 9M15, devido à fraca hidraulicidade: 22% abaixo da média de longo prazo nos 9M15 face vs. Um prémio de 33% nos 9M14. O **custo médio de produção hídrica** subiu de €2/MWh nos 9M14 para €6,1/MWh nos 9M15, suportado por uma bombagem mais intensiva, decorrente de menores níveis de reservas hídricas. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio correspondente a um desconto de 43% face o preço à vista (em linha com os 9M14). A nossa participação de 15,5% na produção **nuclear** da central de Trillo teve um aumento na produção 2%, com um factor médio de utilização implícito de 87% nos 9M15 (+2pp vs. 9M14).

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ subiram 26% face aos 9M14, para €215M nos 9M15, impulsionados pelo aumento nos impostos sobre a geração em Espanha (+€19 vs. 9M14), dada a maior produção em Espanha, e pela recuperação da eco-taxa nuclear nos 9M14 (€12M de proveito). A soma da taxa provisória sobre a produção cobrada em Portugal com os impostos sobre a geração suportados em Espanha ascendeu a €65M nos 9M15.

As **amortizações e imparidades** recuaram €28M para €143M, impactadas por uma imparidade de €27m num activo hídrico Alvito (2T14).

O **investimento operacional** ascendeu a €259M nos 9M15, canalizado sobretudo para a construção de novos projectos hídricos em Portugal. Nos 9M15, a EDP investiu €11M em instalações de desnitrificação em Aboño II e na central hídrica de Soto III. O escalão a jusante do projecto do Baixo Sabor entrou em produção no 1T15 (+30MW) e o projecto de Ribeiradio (75MW) entrou em produção em Jun-15. A EDP tem actualmente em construção 4 projectos hídricos (1.368MW): Salamonde II, com data esperada de começo de operações em 4T15; Baixo Sabor, cujo arranque está dependente das condições hidrológicas; Venda Nova III, com arranque previsto em 2016; 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			
	9M15	9M14	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	105	144	-27%	-39
Fornecimentos e serviços externos	44	46	-4%	-2
Custos com pessoal	8	8	2%	+0
Custos com benefícios sociais	0	-	-	+0
Outros custos operacionais (líq.)	26	20	27%	+6
Custos Operacionais Líquidos (1)	78	75	5%	+4
EBITDA	26	70	-62%	-43
Provisões	2	0	12647%	+2
Amortizações e imparidades	2	3	-16%	-0
EBIT	23	67	-66%	-44

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	9M15	9M14	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	106	77	36%	+28
Fornecimentos e serviços externos	62	47	31%	+15
Custos com pessoal	9	8	10%	+1
Custos com benefícios sociais	-	-	-	-
Outros custos operacionais (líq.)	17	12	37%	+5
Custos Operacionais Líquidos (1)	88	68	29%	+20
EBITDA	18	10	85%	+8
Provisões	0	1	-86%	-1
Amortizações e imparidades	4	2	79%	+2
EBIT	14	7	103%	+7

Dados-chave	9M15	9M14	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	11.296	12.856	-12%	-1.559
Quota de Mercado (%)	8%	9%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	758	700	8%	+58
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	373	388	-4%	-14
Clientes (mil)	241	250	-4%	-9
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	19.375	23.470	-17%	-4.095
Quota Mercado (%) (2)	3%	4%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	831	826	1%	+5
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	12.842	11.476	12%	+1.365
Quota de Mercado (%)	43%	46%	-	-3p.p.
Clientes (mil)	3.577	2.727	31%	+850
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	3.363	2.695	25%	668
Quota Mercado (%) (2)	11%	8%	-	3p.p.
Clientes (mil)	476	346	38%	+130
Investimento Operacional (€ M)	9	10	-17%	-2
Empregados (#)	339	326	4%	+13

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.

Comercialização de Energia em Espanha

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Espanha** caiu 27% vs. 9M14 (-€39M), para €105M nos 9M15, suportada por uma queda de €39M na margem bruta na actividade grossista de gás.

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre recuou 12% vs. 9M14, para 11,3TWh nos 9M15 (-4% no 3T15 vs. 3T14). A estratégia da EDP de enfoque nos segmentos de clientes mais atractivos traduziu-se na expansão portfólio de clientes fornecidos em 8%, com destaque no segmento residencial. A quota de mercado (incluindo apenas volume de retalho) caiu para 1pp, para 8% nos 9M15.

O **volume de gás** vendido caiu 17% para 19TWh nos 9M15 (-7% no 3T15), como resultado da maior escassez de oportunidades de trading no mercado grossista e em linha com a estratégia da EDP de enfoque nos segmentos de clientes mais atractivos. A quota de mercado, reflectindo apenas volumes retalhistas, recuou 1p.p. para 3% nos 9M15.

Comercialização de Energia em Portugal

Evolução do Mercado – Em linha com as regras e o calendário definidos para a liberalização do mercado de electricidade em Portugal, a EDP Serviço Universal (fornecedor de último recurso em Portugal) não pode contratar novos clientes (com excepção dos abrangidos pela tarifa social ou que vivam em áreas em que os comercializadores não operem). Os consumidores ainda abrangidos pela tarifa regulada mudarão gradualmente para o mercado livre. Neste contexto, o ritmo de passagem de clientes para o mercado livre foi muito forte em 2014 e nos 9M15: a Set-15 o número de clientes no mercado livre tinha subido para 4,2 milhões, correspondendo a 88% do consumo total.

A **margem bruta da EDP na actividade de comercialização em Portugal** subiu 36% (+€28M vs. 9M14), para €106M nos 9M15, impulsionada por um volume comercializado mais elevado (+12% vs. 9M14) e por menores ajustamentos ao custo de energia relacionado com o fornecimento em anos anteriores, derivados de uma maior precisão alcançada em 2014 na definição de inputs determinantes do custo real de energia.

Os **custos operacionais líquidos** subiram €20M nos 9M15, para €88M nos 9M15, no seguimento do processo de liberalização e do aumento da base de clientes (custos com serviço a clientes, como sejam call centers, facturação, provisionamento).

O **volume de electricidade** fornecido a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 12% nos 9M15 (+7% no 3T15), para 13TWh, suportado pela forte expansão da base de clientes (+31%). A quota de mercado no mercado livre desceu 3pp face ao período homólogo, para 43% em Ago-15 (de acordo com os dados mais recentes da ERSE), em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PME's mais atractivos.

O **volume de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal subiu 25% para 3,4TWh nos 9M15, suportado pela expansão no segmento residencial livre, no âmbito do processo de liberalização. O forte ritmo de liberalização na comercialização de gás, conjugado com o sucesso da nossa oferta dual (electricidade + gás) junto de clientes residenciais, conduziu a uma subida no número de clientes para 476 mil em Set-15 (mais 130 mil clientes face a Set-14). A nossa quota de mercado subiu 3pp nos últimos 12 meses, para 10,5% em Jun-15 (de acordo com os dados mais recentes da ERSE).

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

(2) Quota de mercado no mercado retalhista (exclui vendas grossistas).

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.

Margem Bruta	962	842	14%	+120
Forn. e serviços externos	209	184	13%	+24
Custos com Pessoal	61	50	20%	+10
Outros custos operac. (líq.)	(89)	(34)	159%	-55
Custos Operacionais Líq. (1)	180	200	-10%	-20
EBITDA	782	642	22%	+140
Provisões	(0)	-	-	-0
Amortizações e imparidades	408	336	22%	+72
EBIT	374	306	22%	+68
Resultados financeiros	(212)	(184)	15%	-28
Resultados em associadas	0	8	-94%	-7
Resultados Antes de Impostos	163	130	25%	+33

Opex Performance	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
------------------	------	------	-----	--------

Opex/MW Médio (€mil) (2)	51,6	40,0	29%	+12
Empregados (#)	1.009	905	11%	+104

Dados Gerais	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
--------------	------	------	-----	--------

Capacid. Instalada (MW)	8.878	7.774	14%	+1104
Europa	4.860	4.184	16%	+676
América do Norte	3.934	3.506	12%	+428
Brasil	84	84	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	14.994	14.369	4%	+625
Factor méd. utilização (%)	28%	29%	-	-1 p.p.
Preço méd. venda (€/MWh)	65	59	10%	+6
EBITDA (€ M)	782	642	22%	+140
Europa(3)	509	394	29%	+115
América do Norte	282	250	13%	+32
Brasil	9	11	-14%	-2
Outros & Ajustam.	(18)	(13)	40%	-5
EBIT (€ M)	374	306	22%	+68
Europa	306	214	43%	+92
América do Norte	84	101	-17%	-17
Brasil	5	6	-16%	-1
Outros & Ajustam.	(21)	(15)	35%	-5
Investim. Operac. (€ M)	595	278	114%	+317
Europa(3)	77	60	29%	+17
América do Norte	474	208	128%	+266
Brasil	44	10	-	+34
Outros & Ajustam.	0	0	-74%	-

Dados da Accção	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
-----------------	------	------	-----	--------

Cotação no fim do período (€/acção)	5,87	5,49	7%	0,4
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
------------------------------------	------	------	-----	--------

Empréstimos bancários e outros (Líq.)	645	591	9%	+54
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	3.042	3.025	1%	+17
Dívida Líquida	3.686	3.616	2%	+71
Interesses não controláveis	874	447	96%	+427
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (4)	1.114	853	31%	+261
Valor Contabilístico	5.904	5.701	4%	+203

Euro/USD - Taxa de fim do período	1,12	1,26	12%	-0,14
-----------------------------------	------	------	-----	-------

Resultados Financeiros (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
------------------------------	------	------	-----	--------

Juros financeiros líquidos	(141)	(151)	6%	+10
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(58)	(43)	-36%	-15
Custos capitalizados	16	20	-17%	-3
Diferenças Cambiais e Derivados	(1)	(1)	3%	+0
Outros	(27)	(8)	-	-19

Resultados Financeiros	(212)	(184)	-15%	-28
-------------------------------	--------------	--------------	-------------	------------

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Set-15, a EDPR operava 9.231MW, 353MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com CAEs contratados ou tarifas garantidas (90% da produção); e está geograficamente disperso: 36% na América do Norte, 23% em Espanha, 27% em Portugal e o resto na França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil. Desde 1-Set-15, a EDPR consolida integralmente mais 613MW em Portugal, após a aquisição de controlo sobre alguns activos da ENEOP (vs. Situação anterior, com 533MW registados por equivalência patrimonial).

O EBITDA da EDPR cresceu 22% no período (+€140M), para €782M nos 9M15, incluindo €40M de impacto líquido não recorrente na aquisição de controlo sobre alguns activos da ENEOP (+€102M); e de write-offs (-€65M), nomeadamente na Europa e EUA, resultante do enfoque estrito de esforços de desenvolvimento em regiões com fundamentais sólidos. Excluindo estes impactos, o EBITDA aumentou 16% vs 9M14, suportado por: (i) impacto cambial positivo (+48M por via da apreciação do USD face ao EUR em 21%); (ii) maior produção (+€37M vs 9M14) e preço médio (+€31M); e (iii) aumento dos custos operacionais resultantes a expansão do portfólio.

A produção cresceu 4% vs 9M14, suportado por um aumento médio da capacidade em operação e recursos eólicos mais fracos, particularmente nos EUA e P. Iberia. O factor médio de utilização desceu 1pp para os 28% nos 9M15, constatados recursos eólicos excepcionais, em especial no 1514. O preço médio de venda aumentou 10% vs 9M14 para €65/MWh, impulsionado por um USD mais forte face ao EUR; pelo maior peso da produção contratada e pelo aumento do preço médio realizado em mercado, nos EUA; e pelo aumento do preço em Espanha.

Os custos operacionais (fornecimentos e serviços externos + custos com pessoal) subiram 15% face aos 9M14 (+€35M), reflectindo o impacto cambial (+€21M) e a expansão do portfólio. Os outros custos operacionais (líquidos) incluem o imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha (€20M) no 9M15, aumentando 17% vs 9M14, devido ao aumento dos preços em mercado. O EBIT aumentou 22%, para €374M nos 9M15. As amortizações e imparidades nos 9M15 incluem um impacto cambial (+€34M face aos 9M14) e

€12M em imparidades maioritariamente relacionada com a actividade na Roménia; e, em menor escala, a expansão do portfólio e a consolidação integral dos activos provenientes da ENEOP.

O investimento operacional totalizou €595M nos 9M15: 80% do total foi alocado à América do Norte, o principal motor de crescimento em 2015E-17E; 13% foram alocados à Europa e 7% ao Brasil. O encaixe total obtido na estratégia de rotação de activos perfaz €316M em 9M15.

A dívida líquida da EDPR a Set-15 ascendeu a €3,7MM (vs. €3,3MM a Dez-14), reflexo da consolidação integral dos activos oriundos da divisão de activos da ENEOP; da apreciação do USD em 8% face ao EUR, desde o início do ano, na medida em que 43% da dívida está denominada em USD (+€80M); e da distribuição de dividendos e capital (€102M). Adicionalmente, a evolução da dívida líquida traduz o investimento no período, o encaixe proveniente de acordos de rotação de activos (€316M) e de parcerias institucionais (€144M). Os passivos relativos a parcerias institucionais ascenderam a €1.114M a Set-15, reflectindo a apreciação cambial ocorrida no período, o pagamento de benefícios fiscais a investidores institucionais (€142M) e o estabelecimento de novas parcerias de financiamento no período. Os interesses não controláveis, no valor de €874M, reflectem as participações minoritárias em activos na América do Norte (67% do total), na Europa (25%) e no Brasil (8%).

Os custos financeiros líquidos subiram 15% no período, para €212M nos 9M15. Os juros líquidos pagos diminuíram 6%, reflexo de um menor custo médio da dívida (4,3% no 9M15 vs. 5,3% nos 9M14), espelhando a renegociação de parte da dívida de longo prazo com a EDP. Os custos com parcerias institucionais aumentaram €15M face aos 9M14, reflexo do impacto cambial e de novas parcerias institucionais. Os outros custos financeiros ascenderam a €27M, incluindo custos não-recorrentes com o cancelamento de estruturas de 'project finance' em alguns parques eólicos em operação, substituídas por dívida financeira a custos inferiores. Os Resultados em associadas caíram €7M, para €0,5M nos 9M15, reflexo de: (i) condições eólicas excepcionais em Portugal e nos EUA durante os 9M14 e (ii) consolidação integral dos activos destacados da ENEOP e controlados a partir de 1 de Set-15. A contribuição da ENEOP no final de Agosto ascendeu a €6M (vs. €9M no 9M14).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.); (2) Opex excluindo Outros Proveitos Operacionais; Rácio calculado considerando MW médio em operação; (3) Inclui custos da Holding ao nível de EDPR Europa e ajustamentos; (4) Líquido de proveitos diferidos.

EDP Renováveis: América do Norte & Brasil



América do Norte	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,11	1,35	21%	-0,2
Capacidade instalada (MW)	3.934	3.506	12%	+428
CAE/Coberturas/Tarifa	3.390	2.937	15%	+453
Mercado	544	569	-4%	-25
Factor médio de utilização (%)	30%	32%	-	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	7.638	7.336	4%	+302
CAE/Coberturas/Tarifa	6.500	6.113	6%	+387
Mercado	1.137	1.222	-7%	-85
Preço médio de venda (USD/MWh)	52,0	51,0	2%	+1,1
CAE/Coberturas/Tarifa	53,5	53,0	1%	+0,5
Mercado	46,8	40,8	15%	+6
Margem Bruta Ajustada (USD M)	519	485	7%	+34
Margem Bruta (USD M)	388	366	6%	+22
Receitas PTC & Outras (USD M)	130	119	10%	+11
EBITDA (USD M)	314	338	-7%	-24
EBIT (USD M)	93	137	-32%	-44
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	528	281	88%	+248
Inv. Operacional Bruto	528	281	88%	+248
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	299	529	-43%	-230

Brazil	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,52	3,10	-12%	+0,42
Capacidade instalada (MW)	84	84	-	-
Factor médio de utilização (%)	28%	32%	-	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	156	173	-10%	-17
Preço médio de venda (R\$/MWh)	371	343	8%	+27
Margem Bruta (R\$ M)	55	57	-3%	-2
EBITDA (R\$ M)	33	34	-2%	-1
EBIT (R\$ M)	19	20	-4%	-1
Investimento operacional (R\$ M)	156	32	-	+124
Capacidade em construção (MW)	120	-	-	+120

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendeu a 3.934MW em Set-15 (MW EBITDA), maioritariamente remunerada através de contratação de longo prazo (86% do total) e nos EUA (3.904MW nos EUA, 30MW no Canadá). Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital em outros projectos eólicos, com uma capacidade equivalente de 179MW. As instalações de nova capacidade nos últimos 12 meses (+428MW) concentraram-se nos EUA: 329MW no 4T14 e 99MW no 2T15.

O **EBITDA diminuiu 7% no período (-USD24M), para USD314M nos 9M15**, impactado por USD45M em write-offs resultantes do enfoque estrito do esforço de desenvolvimento em regiões com fundamentais sólidos. Excluindo este impacto, a evolução do EBITDA traduz um aumento de 2% no preço médio de venda e de 4% na produção, ambos em termos homólogos. O aumento do preço médio de venda foi suportado pela maior produção ao abrigo de CAEs/Coberturas/Tarifas 'feed-in' e pelo aumento do preço realizado no mercado grossista. O preço médio realizado em mercado aumentou +15%, para USD47/MWh nos 9M15, suportado por uma recuperação face ao impacto adverso das condições atmosféricas extremas que caracterizaram os 9M14, e por maiores proveitos obtidos na venda de Certificados Verdes. O preço dos CAEs/Coberturas/Tarifas 'feed-in' subiu 1% face aos 9M14 para USD53,5/MWh. No Canadá, o preço médio de venda ficou-se nos \$115/MWh. A **produção eólica** cresceu 4% vs 9M14, nos 9M15 reflectindo um aumento da capacidade média em operação na América do Norte (+10%). Por sua vez, a eolicidade registada foi menor (particularmente nas regiões do Centro e Oeste) justificando a descida em 2p.p. do factor médio de utilização face aos 9M14 (para 30% nos 9M15), não obstante a ligeira recuperação observada no 3T15 (+2p.p. para 23%).

O crescimento da EDPR nos **EUA** assenta em projectos com CAE, que reforçam o perfil de baixo risco do grupo. A Set-15, a EDPR tinha 299MW de **capacidade eólica em construção nos EUA**, com comissionamento previsto no 4T15 (199MW do parque eólico de Waverly, no Kansas; 100MW de Arbuckle, em Oklahoma). Os **CAEs assegurados para nova capacidade** incluem 299MW a instalar no 4T15 (CAEs a 20 anos), 400MW com entrada em operação em 2016 (CAE a 15 anos para 100MW e a 20 anos para 300MW) e 155MW previstos para 2017 (CAE a 20 anos para os CVs).

No âmbito da sua **estratégia de rotação de activos**, no 2T15, a EDPR concluiu a venda à Fiera Axiom de uma participação minoritária num portfólio de 1.101MW nos EUA (acordado em Ago-14) por um total de USD348M. Adicionalmente, foram encaixados USD30M relativos à venda à DIF III de uma participação minoritária num parque solar FV na Califórnia. O encaixe obtido com **estruturas de financiamento com parceiros institucionais ascendeu a USD160M nos 9M15**: USD43M no 1T15, relativos à venda de uma participação no parque eólico Rising Three North (montante remanescente de um total de USD110M acordados em 2014) e USD117M no 2T15, relativo à venda da participação no parque eólico Rising Three North. Adicionalmente, a EDPR assinou um novo acordo de estrutura de financiamento de capital com a Google Inc., em Out-15, relacionado com 199MW no parque eólico de Waverly, com arranque previsto no final de 2015.

No **Brasil**, o **EBITDA da EDPR caiu 2% no período, para R\$33M nos 9M15**, traduzindo um factor médio de utilização inferior (-3p.p. para 28% nos 9M15), decorrente de uma eolicidade mais fraca, e um aumento de 8% no preço médio de venda, para BRL371/MWh, por indexação à inflação.

No âmbito da parceria estratégica da EDP com a CTG, em Mai-15, a EDPR concluiu a venda à subsidiária da CTG no Brasil (CWEI Brasil), de uma participação de 49% em 84MW em operação e em 237MW em desenvolvimento, com um encaixe de R\$261M. Os 237MW de capacidade em desenvolvimento no Brasil têm CAEs a 20 anos: i) 120MW em construção com um preço de R\$97/MWh; e ii) 117MW com início em Jan-18 e com um preço de R\$109/MWh – em ambos os casos, os preços são actualizados à taxa de inflação no período de vigência do CAE. Adicionalmente, no 1T15, a EDPR acordou um financiamento em 'project finance' com o BNDES associado a 120MW de nova capacidade no Brasil, num montante total de R\$306M.



- Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas ou Preços de mercado; Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação de cada estado
- Incentivo fiscal: (i) PTC ao longo de 10 anos desde a data de operação (\$23/MWh em 2013); (ii) Parques eólicos com construção em 2009/10 podem optar por 30% *cash grant* em detrimento do PTC.



- Tarifa *Feed-in* por 20 anos (Ontário)



- Capacidade instalada no âmbito do programa PROINFA
- Leilões competitivos com atribuição de CAEs durante 20 anos

EDP Renováveis: Espanha & Portugal



Espanha	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	-
Factor médio de utilização (%)	26%	27%	-	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.705	3.845	-4%	-140
Prod. c/capac. complement (GWh)	3.415	3.532		
Produção Standard (GWh)	2.955	2.954		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	460	578		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	290	313		
Preço médio de venda (€/MWh)	73,7	64,5	14%	+9
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	45	31	43%	+13
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-	9,0		
Complemento (€M)	114	115,9		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-6,0	2,0		
Margem Bruta (€ M) (1)	272	247	10%	+25
EBITDA (€M) (1)	181	158	15%	+23
EBIT (€ M) (1)	82	58	40%	+24
Capacidade instalada (MW Equity)	174	174	0%	+0
Investimento operacional (€ M)	2	3	-28%	-1
Capacidade em construção (MW)	2	2	0%	-

Portugal	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.243	621	100%	+622
Factor médio de utilização (%)	27%	30%	-	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.218	1.229	-1%	-11
Preço médio de venda (€/MWh)	105,2	106,6	-1%	-1
Margem Bruta (€ M)	129	134	-4%	-5
EBITDA (€ M)	208	111	87%	+97
EBIT (€ M)	184	92	99%	+92
Capacidade instalada (MW Equity)	-	487	-	-487
Investimento Operacional (€ M)	10	4	146%	+6
Capacidade em Construção (MW)	4	2	74%	+2

Em Espanha, o EBITDA da EDPR subiu 15% no período (+€23M), para €181M nos 9M15, suportado por um aumento do preço médio realizado em mercado (€45/MWh nos 9M15 vs. €31/MWh nos 9M14).

A capacidade instalada em Espanha manteve-se estável em 2.194MW (MW EBITDA) nos 9M15, à qual acresceram 174MW, correspondentes à posição minoritária da EDPR noutros projectos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

A produção eólica em Espanha recuou 4%, para 3,7TWh nos 9M15, reflexo de uma eolicidade excepcionalmente forte nos 9M14 - 92% da produção está abrangida pelo complemento de capacidade. O preço médio de venda subiu 14%, para €74/MWh nos 9M15, suportado por uma forte subida do preço realizado em mercado (€45/MWh nos 9M15) e por €114M de proveito referente ao complemento de capacidade (nos 9M14, registaram-se €2M relativos a ajustamentos de 2013). Com vista a reduzir a sua exposição à volatilidade dos preços de mercado, a EDPR cobriu 0,7TWh a €47/MWh para o resto de 2015 e 2,1TWh a €48/MWh para o ano 2016.

Em Portugal, a EDPR detém um portfolio de 1,2GW, incluindo 613MW da ENEOP, consolidado integralmente desde 1-Set-15 (anteriormente, a EDPR consolidava 533MW por equivalência patrimonial) e 2MW de capacidade solar.

O EBITDA da EDPR em Portugal totalizou €208M nos 9M15 (+€97M face aos 9M14), incluindo um ganho de €102M subsequente à aquisição de controlo sobre alguns activos da ENEOP. A produção eólica nos 9M15 caiu 1%, por via de uma menor eolicidade - ainda assim, acima da média de longo prazo (factor de eolicidade: 1,05 nos 9M15 vs 1,16 nos 9M14). Neste sentido, o factor médio de utilização recuou 3p.p., para 27% nos 9M15. O preço médio de venda recuou 2% para €105/MWh por força da consolidação integral de activos oriundos da ENEOP e do contexto de baixa inflação.

De acordo com memorandum de entendimento estabelecido entre a EDDPR e a CTG em Dez-13, a EDPR espera alcançar um acordo com a CTG quanto aos termos finais da venda de 49% de participação nos activos oriundos da ENEOP. Actualmente a CTG detém uma participação de 49% noutro bloco de capacidade eólica em Portugal, representando 622MW de capacidade instalada.



- Energia eólica recebe preço da *pool* e um prémio por MW, se necessário para atingir o retorno pre-definido como obrigações do governo Espanhol a 10 anos + 300pb (actualmente 7,4%); A cada 3 anos, existirão revisões provisórias para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado (€49/MWh – cenário regulador).
- Prémio calculado tendo por base activos padrão (factor de utilização *standard*, produção e custos); complemento de capacidade por MW, dependente do ano de entrada em funcionamento e aplicável até completar 20 anos após o comissionamento



- MW EBITDA: Tarifa *Feed-in* actualizada com inflação e negativamente correlacionada com o factor de utilização. Duração: 15 anos (tarifa *Feed-in* com inflação) + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh). A extensão da tarifa por 7 anos a partir do 16º ano de operação foi assegurada mediante um pagamento anual a efectuar entre 2013 e 2020 (€4M/ano no caso da EDPR)
- ENEOP (MW Equity): preço definido em concurso competitivo internacional, duração de 33 GWh de produção (por MW) até um limite de 15 anos. Tarifa inicial de c.€74/MWh ajustada por inflação nos anos seguintes.

Resto da Europa	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.423	1.369	4%	+54
Factor médio de utilização (%)	26%	23%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.279	1.787	28%	+492
Preço médio de venda (€/MWh)	88	99	-11%	-11
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	392	374	5%	+18
Factor médio de utilização (%)	26%	23%	-	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	647	569	14%	+78
Preço médio de venda (€/MWh)	395	407	-3%	-12
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,16	4,18	1%	-0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	26%	20%	-	6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	838	505	66%	+333
Preço médio de venda (€/MWh)	321	448	-28%	-127
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,44	4,45	0%	-0
França				
Capacidade instalada (MW)	340	334	2%	+6
Factor médio de utilização (%)	24%	24%	-	0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	536	502	7%	+34
Preço médio de venda (€/MWh)	91	90	1%	+1
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	171	141	21%	+30
Factor médio de utilização (%)	27%	24%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	257	211	22%	+46
Preço médio de venda (€/MWh)	115	117	-1%	-1
Margem Bruta (€ M)	197	172	14%	+24
EBITDA (€ M)	146	129	14%	+18
EBIT (€ M)	70	71	-2%	-1
Investimento Operacional (€ M)	69	51	35%	+18
Capacidade em Construção (MW)	125	60	108%	+65

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, o EBITDA cresceu 14% em termos homólogos (+€18M), para €146M nos 9M15, suportado por um aumento da capacidade média em operação (+14%), um factor médio de utilização 3 pp mais alto e um preço médio de venda 11% mais baixo (fruto da venda de certificados verdes, 'CV', ao preço mínimo regulado). Em Set-15, a EDPR tinha **125MW em construção** nestes mercados: 77MW na Polónia e 48MW em França.

Na Polónia, a EDPR adicionou 18MW ao seu portfólio nos últimos 12 meses (no 4T14), operando actualmente 392MW de capacidade eólica ao abrigo de diferentes regimes remuneratórios: 70MW em Korsze, com um PPA a 10 anos; 120MW em Margonin, a receber 'preço de mercado + CV' (com CAE a 15 anos para os CVs); e 184MW a receber 'preço regulado + CV'. A **produção eólica** subiu 14%, para 647GWh nos 9M15, reflectindo um acréscimo da capacidade média instalada e uma subida do factor médio de utilização em 1p.p., para 26% nos 9M15. O preço médio de venda caiu 3% no período, para PLN395/MWh.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar PV. A produção cresceu 66%, para 838GWh nos 9M15 (781GWh eólicos), impulsionada pelo aumento da capacidade média em operação e por um factor médio de utilização 6p.p. mais alto. Por sua vez, o **preço médio de venda caiu 28%**, para RON321/MWh, penalizado pela venda dos CVs ao preço mínimo da banda regulatória.

Em França, a EDPR adicionou 6MW nos últimos 12 meses (no 2S14), expandindo o portfólio para 340MW. A **produção eólica** aumentou 7% face aos 9M14, para 536GWh nos 9M15, impulsionada pela maior capacidade média em operação e por um factor de utilização estável (mais alto no 3T15 face ao 3T14). A tarifa média subiu 1%, para €91/MWh, reflectindo um contexto de baixa inflação.

Na Bélgica, os 71MW em operação registaram uma subida de 16% na produção, resultante do aumento de capacidade média instalada e do factor médio de utilização 1pp mais alto (fruto da melhoria dos recursos eólicos no 3T15). O preço médio de venda aumentou 1% para €111/MWh nos 9M15, suportado pela estrutura de preço dos CAEs. **Em Itália**, onde a EDPR instalou 30MW nos últimos 12 meses (+10MW no 3T15), a produção cresceu 26%, suportada pela adição de capacidade e pela subida do factor médio de utilização em 4p.p., para 30% nos 9M15. O preço médio de venda diminuiu 3% para €118/MWh nos 9M15, traduzindo o menor preço associado à capacidade recentemente instalada (regime de leilão), quando comparado com o antigo regime.

- Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN163.58/MWh in 2015) ou negociação de CAEs de longo-prazo. Energia eólica recebe 1 CV/MWh transaccionável em mercado. As distribuidoras têm penalização por incumprimento da obrigação de CV (PLN300/MWh em 2014).
- Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; Activos eólicos recebem 2 CV/MWh até 2017 e 1 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos. Dos 2 CV, até 2017, 1 CV apenas poderá ser vendido após Jan-2018. Activos de energia solar recebem 6 CV/MWh durante 15 anos. Dos 6 CV, até Mar-2017, 2 CV apenas podem ser vendidos após Abr-17. Valor dos CV com limite superior e inferior (€59,9 / €29,4)
- Tarifa *Feed-in* por 15 anos: (i) Primeiros 10 anos: €82/MWh; ajustado à inflação; (ii) Anos 11-15: €82/MWh @2.400 horas, decrescendo para €28/MWh @3.600 horas
- Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; preços máximos e mínimos para Wallonia (€65/MWh-100/MWh) e Flandres (€90/MWh-100/MWh); Opção de negociar CAEs de longo-prazo
- Projectos em operação antes de 2013 recebem: (i) Para 2015, preço do CV é €97,4; (ii) A partir de 2016, 'preço de mercado + incentivo (incentivo = 1 x (€180/MWh - "P-1") x 0,78). Novos projectos: leilões com atribuição de CAEs (20 anos)

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.264	1.303	-3%	-39
Fornecimentos e serviços externos	252	289	-13%	-37
Custos com pessoal	91	102	-10%	-10
Custos com benefícios sociais	17	(72)	-	+89
Outros custos operacionais (líquidos)	93	167	-44%	-74
Custos Operacionais Líquidos (1)	453	487	-7%	-33
EBITDA	810	816	-1%	-6
Provisões	3	1	216%	+2
Amortizações e imparidades	247	252	-2%	-5
EBIT	560	563	-0%	-3

Capex & Opex Performance	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	343	391	-12%	-48
Custos control./cliente (€/cliente)	43	48	-11%	-5
Custos control./km de rede (€/km)	1.334	1.512	-12%	-178
Empregados (#)	3.858	3.942	-2%	-84
Investimento Operacional (€ M)	223	246	-9%	-22
Rede de Distribuição (Km)	257	259	-0%	-1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.261	2.477	-9%	-216
Espanha - Déficit Tarifário				
Início do período	2	264	-99%	-262
Défitos tarifários anos anteriores (4)	42	(83)	-	+125
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	44	181	-75%	-137

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	2.203	2.045	8%	+158
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(1.239)	(1.452)	15%	+213
Gerado no período	1.013	1.436	-29%	-423
Outros (3)	56	56	0%	+0
Fim do período	2.033	2.085	-2%	-52

Portugal - CMEC's				
Início do período	112	377	-70%	-265
(Recuperado)/Devolvido no Período	(16)	(247)	93%	+230
Gerado no período	88	80	9%	+7
Outros	0	0	n.m.	+0
Fim do período	183	211	-13%	-27

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

O EBITDA das redes reguladas recuou 1%, para €810M nos 9M15 (-€6M vs. 9M14), contando com o impacto de (i) nos 9M14, +€87M resultante do estabelecimento do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) no 2T e €8M proveniente da recuperação de taxas de ocupação do subsolo; (ii) nos 9M15, +€89M decorrente da mais-valia na venda de activos detidos pela Gas Energía Distribución Murcia à Redexis no 1S15 e +€7m de uma recuperação de receitas reguladas de electricidade em Espanha relativas a anos anteriores. Excluindo estes impactos, o EBITDA das Redes Reguladas diminuiu 1% (-€7m), reflectindo receitas reguladas inferiores em parte compensadas por menores custos operacionais. A margem bruta diminuiu 3% nos 9M15 (-€39M vs. 9M14), reflexo de: (i) em Portugal, uma taxa de retorno sobre o RAB mais baixa na distribuição de electricidade, em virtude da diminuição do risco soberano, e uma rápida passagem de clientes para o mercado livre; (ii) em Espanha, proveitos inferiores na distribuição de gás devido à venda de activos, apenas parcialmente mitigados pelo aumento de receitas na distribuição de electricidade.

Os custos controláveis recuaram 12% no período face aos 9M14 (-€48M), reflectindo essencialmente a diminuição dos custos com fornecimento e serviços externos (devido a menores trabalhos de manutenção e reparação, e menores custos com serviço ao cliente dada a transferência de clientes do CUR para o mercado liberalizado) e uma redução no número de colaboradores (-2% vs. 9M14). O investimento operacional registou uma diminuição de 9% (-€22M) nos 9M15, para €223M.

Em Portugal, o 3T foi marcado pela redução da dívida acumulada do sistema eléctrico à EDP e a investidores financeiros, de €5,3MM em Jun-15 para €5,2MM em Set-15. Adicionalmente, e de acordo com a proposta para as tarifas de 2016 publicada pela ERSE, a ser aprovada até 15-Dez-2015, é expectável que o montante de activos regulatórios diminua €374M em 2016.

Os recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP diminuíram €56M nos 9M15, de €2.317M em Dez-14 para €2.261M em Set-15, influenciados por uma redução de €98M em Portugal e um aumento de €42M em Espanha.

O montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade, CUR e distribuição de gás em Portugal diminuiu de €2.203M em Dez-14 para €2.033M em Set-15, suportado por: (1) -€651M resultante da venda sem recurso do direito do défice tarifário de 2014; (2) +€1.125M de défice tarifário ex-ante para 2015, a recuperar em 5 anos, e de acordo com um plano de pagamentos a terminar em 2019 e remunerado a uma taxa anual de 3,01%; (3) -€588M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; (4) -€95M de novos desvios tarifários devolvidos ao sistema nos 9M15 relativos à distribuição e CUR de electricidade; e (5) -€17M de desvios devolvidos ao sistema na distribuição de gás nos 9M15. Os principais factores geradores de desvio tarifário na distribuição e CUR de electricidade nos 9M15, com enfoque para a distribuição de electricidade e CUR foram: (i) -€45M decorrente de um volume de produção em regime especial menor do que o esperado (4% abaixo da estimativa da ERSE) e do respectivo sobrecusto (€63/MWh nos 9M15 vs. €61/MWh assumidos pela ERSE no cálculo das tarifas de 2015); (ii) -€40M (montante a devolver à tarifa), suportado por um custo médio de aquisição de electricidade inferior; e (iii) -€9M de desvio tarifário gerado na actividade de distribuição de energia eléctrica (procura superior e desvios no mix de consumo).

O montante de recebimentos futuros dos CMEC aumentou de €112M em Dez-14 para €183M em Set-15, reflexo de: (1) €16M recuperado nos 9M15 através das tarifas, relacionados com desvios negativos de 2013 e (2) €88M de desvio negativo nos 9M15, que deverá ser recebido ao longo de 2016-2017 (mais detalhes na página 11).

O montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha correspondeu a €44M em Set-15, decorrente da contabilização da componente do défice tarifário de gás, relativo à EDP España, tendo o montante total do défice do sistema de gás natural espanhol no final de 2014 sido estimado em €700M. Ao nível do défice tarifário do sistema eléctrico Espanhol, é de salientar que, comparativamente a um montante de €3,5MM em 2013, de acordo com informação mais recente da CNMC (Liq. 14/2014) o défice provisional do sistema eléctrico em 2014 totaliza €465M (de notar que este valor é preliminar não incluindo os impostos à geração em Espanha). A liquidação final deverá ocorrer antes de Dezembro de 2015. Ainda de mencionar que, de acordo com a Liq. 7/2015, o saldo do défice tarifário provisional para os primeiros 7 meses de 2015 diminuiu em €1,9MM, comparativamente à Liq. 7/2014, de €3,3MM para €1,4MM.

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

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

(4) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores. (5) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	933	964	-3%	-31
Fornecimentos e serviços externos	196	222	-12%	-26
Custos com pessoal	70	77	-9%	-7
Custos com benefícios sociais	15	(73)	-	+88
Rendas de concessão	188	190	-1%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	(6)	(8)	-	+2
Custos Operacionais Líquidos (1)	463	408	13%	+55
EBITDA	469	555	-15%	-86
Provisões	2	1	37%	+0
Amortizações e imparidades	179	181	-1%	-1
EBIT	288	373	-23%	-85

Margem Bruta	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	933	964	-3%	-31
Margem bruta regulada	927	957	-3%	-30
Margem bruta não-regulada	5	6	-11%	-1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	881	900	-2%	-19
Electricidade distribuída (GWh)	33.393	32.728	2,0%	+665
Pontos de ligação à rede (mil)	6.102	6.082	0%	+20
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	46	57	-20%	-11
Clientes fornecidos (mil)	1.869	2.903	-36%	-1.034
Electricidade vendida (GWh)	4.446	7.218	-38%	-2.771

Investimento & Custos Operac.	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	266	300	-11%	-33
Custos control./cliente (€/cliente)	43,6	49,2	-11%	-6
Custos control./km de rede (€/km)	1.185	1.339	-12%	-155
Empregados (#)	3.329	3.390	-2%	-61
Investimento Operacional (€ M)	181	199	-9%	-19
Rede de distribuição (Km)	225	224	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	40	47	-14%	-7

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal diminuiu 15% (-€86M), para €469M nos 9M15, influenciado pelo impacto de +€87M decorrente do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) no 2T14. Excluindo este efeito, o EBITDA manteve-se relativamente estável em €469M (+€1M), suportado por menores custos operacionais que compensaram a diminuição dos proveitos regulados decorrente de uma menor taxa de retorno.

Em 15-Out-2015, a ERSE publicou a proposta preliminar para as tarifas de 2016, estabelecendo um aumento médio de 2,5% nas tarifas de venda a clientes finais em Baixa Tensão Normal (BTN), aplicável aos clientes do mercado regulado (fora da tarifa social). Os proveitos permitidos propostos para a actividade de distribuição de electricidade ascendem a €1.182M em 2016, em linha com o esperado para 2015. Os proveitos permitidos propostos para a comercialização de último recurso correspondem a €38M para 2016, sendo esta diminuição justificada pela transição dos clientes para o mercado liberalizado.

Nos 9M15, os proveitos regulados na actividade de distribuição diminuíram 2% (-€19M vs. 9M14) para €881M. Esta redução deve-se em larga medida a uma menor taxa de retorno sobre a base de activos regulados (RoRAB), que diminuiu de 8,26% em 2014 para 6,34% em 2015, como consequência da descida da taxa de juro da dívida soberana. Segundo os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2015-2017, a taxa de retorno sobre o RAB está indexada à média diária das yields das OTs a 10 anos de Portugal, no período entre Outubro do ano 't-1' e Setembro do ano 't', com um mínimo de 6% e um máximo de 9.5%. Em conformidade, a taxa de retorno sobre o RAB final para 2015, que se situou em 6.34%, reflecte uma média das yields das OTs a 10 anos de Portugal de 2,6% entre 1-Out-2014 e 30-Set-2015, que compara com 3,6% previamente definida. Nos 9M15, a electricidade distribuída aumentou 2% face aos 9M14, na sequência de um aumento moderado do consumo em todos os segmentos e de uma ligeira redução nas perdas da rede de distribuição.

Os proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU) foram inferiores em 20% (-€11M), ascendendo a €46M nos 9M15, 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 (desde 1 de Janeiro de 2013). O volume de energia fornecida pelo CUR recuou 38% vs 9M14, para 4,4TWh nos 9M15. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU diminuiu 1.034 mil no período, para 1.869 mil em Set-15 (representando 31% do total de clientes de electricidade), influenciado sobretudo pelo segmento residencial.

Os custos operacionais controláveis caíram 11% nos 9M15 vs. 9M14 (-€33M), reflectindo atrasos em trabalhos de manutenção e reparação, uma queda nos custos de serviço ao cliente decorrente da redução da actividade do CUR dada a transferência de consumidores para o mercado liberalizado e uma redução no número de colaboradores (-2% vs. 9M14). A evolução dos Custos com benefícios sociais reflecte o ganho de €87M decorrente do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) no 2T14.

O investimento operacional foi inferior em 9% (-€19M) face aos 9M14, ascendendo a €181M nos 9M15. O TIEPI desceu consideravelmente, de 47 minutos nos 9M14 para 40 minutos nos 9M15, reflectindo condições meteorológicas favoráveis.

(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	9M15	9M14	% Δ	Abs. Δ
	9M15	9M14	% Δ	Abs. Δ	9M15	9M14	% Δ	Abs. Δ	9M15	9M14	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	132	122	8%	9	152	167	-9%	-15	48	51	-6%	-3	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	26	29	-13%	-4	20	26	-22%	-6	10	11	-11%	-1	Electricidade Espanha	660	659	0%	+1
Custos Pessoal	14	16	-17%	-3	6	7	-11%	-1	1	1	16%	0	Gás Espanha	915	1.024	-11%	-110
Custos Benefícios sociais	1	1	-	0	0	0	-9%	-0	0	0	0%	0	Gás Portugal	326	316	3%	+10
Outros custos operac. (líq.)	(1)	(6)	-79%	5	(88)	(1)	n.m.	-88	0	(8)	-	8	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	39	41	-3%	-1	(61)	33	-	-94	12	5	142%	7	Electricidade Espanha	6.873	6.858	0%	+15
EBITDA	92	82	13%	11	213	134	59%	80	36	46	-22%	-10	Gás Espanha	21.025	35.678	-41%	-14,6k
Provisões	2	-	-	2	(0)	(0)	5%	0	(1)	0	n.m.	-1	Gás Portugal	5.135	5.088	1%	+47
Amortizações e imparidades	26	26	3%	1	30	37	-20%	-7	12	9	30%	3	Rede (Km)				
EBIT	64	56	14%	8	184	97	89%	87	24	37	-33%	-12	Electricidade Espanha	20.392	20.233	1%	+159
Investimento operacional	21	18	17%	3	13	15	-13%	-2	9	14	-35%	-5	Gás Espanha	7.700	10.122	-24%	-2.422
Margem Bruta	132	122	8%	9	152	167	-9%	-15	48	51	-6%	-3	Gás Portugal	4.720	4.575	3%	+146
Margem Bruta Regulada	118	117	1%	1	133	150	-11%	-17	46	48	-5%	-2	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	14	5	172%	9	19	17	12%	2	2	2	-32%	-1	Electricidade Espanha	297	291	2%	+6
													Gás Espanha	168	199	-16%	-31
													Gás Portugal	64	62	3%	+2

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha aumentou 13% (+€11M) nos 9M15, ou 4% (+€4M) se ajustado de uma recuperação de receitas reguladas de €7M registada no 1T relativas a anos anteriores. A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, manteve-se estável nos 9M15 face aos 9M14, em 6,9TWh.

Em Dez-13, o Governo aprovou a Lei 24/2013 e RD 1048/2013 que estabelece o novo quadro regulatório para os activos de distribuição de electricidade, mantendo os princípios anunciados em Jul-13 pelo DL 9/2013 (taxa de retorno sobre os activos correspondente a um prémio de 200pb sobre as yields das OTs espanholas a 10 anos (equivalente a 6,5%) no período 2014-2020). Até à aprovação de medidas concretas sobre a regulação acima referida, os proveitos regulados da EDP Espanha, em vigor para o ano de 2015, são **€157M** (calculado de acordo com o esquema transitório de remuneração descrito no DL 9/2013).

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha nos 9M15 ascendeu a €213M (+€80M vs. 9M14), traduzindo um ganho não recorrente de +€89M respeitante à venda de activos detidos pela Gas Energía Distribución Murcia à Redexis no 1S15. Excluindo este impacto, o EBITDA recuou 7% (-€9M), reflectindo essencialmente a diminuição dos proveitos regulados decorrente da exclusão do perímetro de consolidação dos activos de distribuição de gás vendidos à Redexis e os impactos da revisão do modelo de remuneração da distribuição de gás. Esta diminuição foi parcialmente mitigada por menores custos com fornecimentos e serviços externos. O **volume de gás distribuído** caiu 41% face aos 9M14, para 21,0TWh, devido à venda dos activos de distribuição de gás (excluindo este efeito o volume gás distribuído cresceu 4%).

De acordo com uma Ordem Ministerial de Dez-14, as actividades reguladas de gás cumprem períodos regulatórios de 6 anos, sujeitos a possíveis ajustamentos de 3 em 3 anos.

O modelo de remuneração da distribuição de gás manteve-se, ainda que a indexação à inflação tenha sido eliminada, os proveitos permitidos foram reduzidos e estejam agora mais expostos à procura. O impacto estimado destas medidas na EDP é de €9M de 2015 e conseqüente, vs. €4.7M em 2014.

Os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2015 ascendem a **€172M**, excluindo €19M de proveitos regulados anuais atribuíveis à Gas Energía Distribución Murcia, e o perímetro dos restantes activos vendidos à Redexis no 1S15.

ACTIVIDADES DE GÁS REGULADAS EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal diminuiu 22% (-10M€ vs. 9M14), para €36M nos 9M15, particularmente impactado pela recuperação de taxas de ocupação do subsolo (+€8M). Excluindo este impacto, o EBITDA das actividades reguladas de gás em Portugal diminuiu 5% (-€2M), devido a receitas reguladas inferiores na actividade do CUR decorrentes da migração de clientes para o mercado liberalizado e uma taxa de retorno sobre o RAB inferior (7,94% nos 9M15 vs. 8,41% nos 9M14) devido à descida da taxa de juro da dívida soberana. O **volume de gás distribuído** cresceu 1% nos 9M15, atingindo 5,1TWh, em linha com o crescimento de 3% no número de pontos de ligação, resultante do esforço continuado de contratação de novos clientes na região operada pela EDP.

De acordo com o plano regulatório do gás natural para o período compreendido entre Jul-13 e Jun-16, a taxa de retorno sobre o RAB está indexada à média das yields das OTs de Portugal a 10 anos, no período entre 1-Abr e 31-Mar anterior ao início de cada ano regulatório, com um mínimo de 7,83% e um máximo de 11%. Em conformidade, a taxa de retorno preliminar para o ano gás compreendido entre Jul-15 e Jun-16 foi definida em 7,94%.

Em 15-Jun-2015, a ERSE definiu as tarifas para o período regulatório de 2015/16 e os proveitos permitidos para as nossas actividades de distribuição e CUR de gás em Portugal, estabelecendo uma redução média de 7,3% da tarifa último recurso para clientes de baixa pressão inferior (<= 10 m³/ano) a vigorar desde 1-Jul-2015 até 30-Jun-2016. Os proveitos permitidos para a EDP neste período foram fixados em **€59M** e **4M€**, para as actividades de distribuição e CUR de gás, respectivamente.

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

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)			
	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.150	1.456	48%	+694	610	469	30%	+141
Fornecimentos e serviços externos	392	338	16%	+55	111	109	2%	+3
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	292	280	4%	+12	83	90	-8%	-7
Outros custos operacionais (líquidos)	(786)	(322)	144%	-464	(239)	(104)	131%	-135
Custos Operacionais Líquidos (1)	(101)	296		-397	(45)	95		-140
EBITDA	2.251	1.160	94%	+1091	655	374	75%	+281
Provisões	22	20	9%	+2	6	6	-4%	-0
Amortizações e imparidades	337	266	27%	+71	96	86	12%	+10
EBIT	1.893	874	116%	+1018	553	282	96%	+272
Resultados financeiros	(484)	(211)	-130%	-273	(137)	(68)	102%	-69
Resultados em associadas	(120)	14	-	-134	(34)	4	-	-38
Resultados Antes de Impostos	1.289	678	90%	+612	382	218	75%	+164

Investimento	(R\$ M)				(€ M)			
	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	246	288	-15%	-42	70	93	-25%	-23
Investimento Financeiro	475	7	-	+468	143	2	-	+141

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') aumentou 94% no período (+R\$1.091M) para R\$2.251M nos 9M15, impactado pelo ganho com a aquisição de 50% Pecém I, agora consolidado integralmente ao nível da EDPB. O ganho com a aquisição de Pecém (R\$885M) e o ganho com a alienação de 50% de Jari e Cachoeira Caldeirão nos 9M14 (R\$408M) foram reconhecidos ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ajustado por estes efeitos não-recorrentes, o EBITDA teria crescido 81% vs. 9M14 para R\$1.365M. O EBITDA da distribuição subiu R\$396M, já que os 9M14 foram penalizados por R\$343M de desvios tarifários negativos. Desde Dez-14 que os desvios tarifários são reconhecidos ao nível da margem bruta. Ajustado por este efeito, o EBITDA da distribuição crescerá 9% vs. 9M14 (+R\$53M), suportado por maiores receitas reguladas, reflexo dos reajustamentos tarifários anuais nas nossas distribuidoras. O EBITDA da geração e comercialização subiu 50% (+R\$252M), reflectindo: i) a consolidação integral de Pecém, desde 15 de Maio deste ano (+R\$294M), ii) melhor performance das barragens (+R\$4M vs 9M14) devido a uma estratégia eficiente na gestão da sazonalidade das vendas que mais que compensou o impacto de um baixo GSF⁽³⁾ (82% nos 9M15 vs. 92% nos 9M14; R\$314M nos 9M15 vs. R\$ 212M nos 9M14). De referir que a melhoria das condições hidrológicas nos últimos meses, combinado com a gestão eficiente na alocação dos volumes de venda, possibilitaram menores custos com o GSF no 3T15 (R\$24M). A performance do EBITDA em Euros foi penalizada pela desvalorização de 12% do BRL face ao EUR (-€70M de impacto).

Os custos operacionais líquidos caíram R\$397M nos 9M15 devido ao reconhecimento dos mencionados ganhos de capital ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ao nível do Opex, os custos subiram 11% fruto da consolidação de Pecém. Sem Pecém, os custos subiriam 2%, claramente abaixo da inflação.

Energias do Brasil	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	11,48	10,00	15%	+1,48
Total de acções (milhões)	476,4	476,4	-	-
Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	243,0	243,0	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	4,48	3,08	-31%	+1,40
Euro/Real - Taxa média do período	3,52	3,10	-12%	+0,42
Tx de inflação (IPCA: Set-15 vs. Set-14)	9,5%	-	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,6	1,4	-	+0,2
Custo Médio da Dívida (%)	11,7	10,5	-	1,2p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	11,7	10,6	-	1,1p.p.
Empregados (#)	2.922	2.674	9%	+248

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	4.835	1.961	147%	+2.873
Recebimentos futuros da act. Regulada	829	541	53%	+288
Interesses não controláveis	1.731	1.687	3%	+44
Valor contabilístico dos C. Próprios	5.843	4.738	23%	+1105

Resultados Financeiros (R\$ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(359)	(263)	-37%	-96
Custos capitalizados	1	43	-97%	-41
Diferenças Cambiais e Derivados	(151)	8	-	-160
Outros	25	1	1850%	+24
Resultados Financeiros	(484)	(211)	-130%	-273

Os custos com pessoal diminuíram 4% vs 9M14 (em linha com 9M14 desconsiderando Pecém), reflexo do controlo de custos apertado. Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 16%, traduzindo a consolidação de Pecém.

Os custos financeiros líquidos subiram 130% no período para R\$484M nos 9M15, traduzindo: i) maior dívida líquida; ii) juros líquidos superiores, reflexo do aumento do custo médio da dívida em 1,2 p.p. para 11,7%; ii) menores custos capitalizados fruto da consolidação por equivalência patrimonial dos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão (por oposição à consolidação integral nos 9M14); e iii) diferenças cambiais (-R\$160M) impactadas negativamente pela da apreciação do USD face ao BRL no financiamento de Pecém em USD e nas compras de electricidade (em USD) pelas distribuidoras a Itaipu (reflectidas na tarifa). A dívida líquida aumentou 147% vs. 9M14, sobretudo devido à consolidação de Pecém com um impacto de R\$2,353M.

Os resultados em associadas totalizaram -R\$120M nos 9M15, reflectindo um aumento da contribuição negativa da central a carvão de Pecém I antes da consolidação (-R\$84M nos 9M15 vs. +R\$10M nos 9M14), bem como um contributo negativo da central hídrica de Jari (-R\$28M nos 9M15) dado o baixo GSF no período.

A Set-15, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos 32% do seu nível máximo (vs. 36% em Jun-15 e 25% a Set-14). Apesar do meses de Jan/Fev-15 terem sido dos piores em termos de pluviosidade para o período, o resto do ano beneficiou de alguma recuperação e no final de Out-15, os níveis dos reservatórios estavam acima dos 32%. A contração da procura (-1% nos 9M15), a par com a recuperação do nível hídrico dos reservatórios, permitiu a retoma do GSF e a menor geração térmica, retraindo o preço médio de electricidade (PLD). Caso o volume de chuvas atinja valores médios nos próximos meses, o défice hídrico provavelmente continuará a regredir.

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

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.195	784	52%	+411
Forn. e serviços externos	264	252	5%	+12
Custos c/ pessoal e benef. aos empr	205	195	5%	+10
Outros custos operac. (Liq.)	80	87	-8%	-7
Custos Operacionais Líquidos (1)	548	533	3%	+15
EBITDA	646	251	158%	+396
Provisões	23	18	27%	+5
Amortizações e imparidades	137	141	-3%	-5
EBIT	487	91	432%	+395

Margem Bruta	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.195	784	52%	+411
Receitas reguladas	1.195	1.125	6%	+69
Var. receb. futuros da act. regulada	-	(343)	-	-
Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	602	199	203%	+403
Desvios períodos anteriores	(246)	(55)	349%	-191
Desvio do ano (2)	688	1.262	-46%	-574
CDE/Conta ACR (3)	(214)	(865)	-75%	+651
Final do período	829	541	53%	+288
Clientes Ligados (Milhares)	3.217	3.124	3%	+94
Bandeirante	1.753	1.710	2%	+42
Escelsa	1.465	1.413	4%	+52
Electricidade Distribuída (GWh)	19.330	19.677	-2%	-347
Bandeirante	10.919	11.495	-5%	-576
Escelsa	8.411	8.182	3%	+229
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	7.192	7.436	-3%	-244
Electricidade Vendida (GWh)	12.138	12.241	-1%	-104
Bandeirante	6.868	7.107	-3%	-240
Residencial, comercial e outros	5.112	5.206	-2%	-94
Industrial	1.756	1.902	-8%	-146
Escelsa	5.270	5.134	3%	+136
Residencial, comercial e outros	4.436	4.229	5%	+207
Industrial	834	905	-8%	-71

Investimento e Custos Operac.	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	447	423	6%	+24
Custos control./cliente (R\$/cliente)	139	135	3%	+4
Custos control./km rede (R\$/km)	5	5	4%	+0
Empregados (#)	2.200	2.205	-0%	-5
Invest. Operacional (R\$M)	198	242	-18%	-44
Rede de Distribuição ('000 Km)	90	89	1%	+1

O EBITDA da distribuição subiu R\$396M para R\$646M nos 9M15, já que os 9M14 foram penalizados por R\$343M de desvios tarifários negativos. Desde Dez-14 que os desvios tarifários são reconhecidos ao nível da margem bruta. Ajustado por este efeito, o EBITDA da distribuição crescerá 9% vs. 9M15 (+R\$53M), suportado pelo incremento nas receitas reguladas, reflexo dos reajustamentos tarifários anuais nas nossas distribuidoras.

No final de 2014, uma alteração do enquadramento legal possibilitou o reconhecimento dos recebimentos futuros da actividade regulada ao nível da margem bruta. Assim, a margem bruta nos 9M15 reflecte as receitas reguladas do período, não tendo sido impactada pela variação dos activos da actividade regulada a receber no futuro. As **receitas reguladas** subiram 6% (+R\$69M) para R\$1,195M nos 9M15 (R\$17M no 3T15 vs. 3T14), reflectindo essencialmente os reajustamentos tarifários anuais na Escelsa (+27% em Ago-14 e 2% em Ago-15) e na Bandeirante (+22% em Out-14 e 16% anunciados em Out-15). As receitas reguladas também beneficiaram de: i) das chamadas “bandeiras tarifárias”, um mecanismo introduzido em Jan-15 no sentido de sensibilizar os consumidores para os elevados custos da electricidade (Jan/Fev-15: bandeira vermelha de R\$30/MWh; Mar a Ago-15: bandeira vermelha de R\$55/MWh; Set-15 até ao final do ano: bandeira vermelha de R\$45/MWh e ii) da aprovação por parte da ANEEL de aumentos tarifários extraordinários para as nossas distribuidoras, aplicáveis a partir do dia 2 de Março de 2015 (Escelsa: +33,27% e Bandeirante: +32,18%).

A Set-15, os **recebimentos futuros da actividade regulada** totalizaram R\$829M (vs. R\$602M a Dez-14 e R\$699 a Jun-15). Nos 9M15, foi criado um desvio tarifário negativo de R\$688M, essencialmente relacionado com custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, que foram parcialmente compensados por R\$214M de contribuições da CCEE (Conta ACR) relativas aos desvios dos meses de Nov/Dez-14; adicionalmente, foram recebidos R\$246M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro subiu R\$227M vs. Dez-14, para R\$829M a Set-15, a recuperar através das tarifas nos próximos anos. **Em termos regulatórios**, o retorno sobre a base de activos está fixado em 7,5% (depois de impostos). Em Fev-15, a ANEEL propôs um custo médio de capital de 8,09%, real depois de impostos, a aplicar aos activos de distribuição aquando do 4º ciclo de revisão regulatória que começou com a Bandeirante em Outubro. De facto, a Bandeirante viu a sua Base de Remuneração Líquida revista para R\$1.667m (dos anteriores R\$1.545M).

O **volume de energia vendida** desceu 1% no período, traduzindo uma redução de 8% no segmento industrial bem como um menor consumo no sector do minério, químico, e automóvel. Esta redução foi parcialmente compensada pelo aumento de 1% nos segmentos ‘residencial, comercial & outros’, justificado sobretudo pela procura nas zonas rurais fruto do tempo seco, em especial na região de Escelsa. Ao mesmo tempo, o **volume de energia distribuída** aos clientes industriais no mercado livre diminuiu 3% para 7,2TWh nos 9M15, reflexo da desaceleração da produção industrial no estado de São Paulo.

Os **custos operacionais controláveis** subiram 6% no período, para R\$447M nos 9M15, devido a um aumento de 5% dos custos com pessoal, reflexo da actualização salarial anual. Os fornecimentos e serviços externos reflectem maiores despesas com O&M, TI e serviços ao cliente. Os **outros custos operacionais** caíram R\$7M vs. 9M14, traduzindo uma reavaliação positiva do valor actual dos activos fixos (+R\$31M nos 9M15 vs. -R\$14 nos 9M14), parcialmente mitigada por maiores provisões para clientes de cobrança duvidosa (+R\$29M vs 9M14). O **investimento operacional** caiu 18% para R\$198M nos 9M15, devido à retração do mercado. Numa base recorrente, este investimento destina-se maioritariamente a actividades de serviço ao cliente e ao reforço da qualidade do serviço na rede.

Em 2014, as distribuidoras do **sector eléctrico** depararam-se com custos recorde de compra de electricidade devido a posições involuntárias de subcontratação num contexto de elevados preços de mercado (menor pluviosidade, maior procura térmica). Em Abr-14, a CCEE criou a “Conta-ACR” (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) para ajudar a compensar as distribuidoras pelos elevados custos de energia incorridos – um total de R\$21MM de financiamento foram transferidos para as distribuidoras. A ANEEL tem vindo ainda a repassar alguns destes custos adicionais para os consumidores através dos reajustamentos tarifários anuais. Em Jan-15, foram introduzidas as chamadas “bandeiras tarifárias”, ou tarifas variáveis, a fim de sensibilizar os consumidores para os elevados custos de energia – a bandeira vermelha tem vigorado desde então. Adicionalmente, em Fev-15, a ANEEL aprovou vários aumentos tarifários extraordinários aplicáveis a partir do dia 2 de Março de 2015 (Escelsa: +33,27% e Bandeirante: +32,18%). Adicionalmente, para 2015, as distribuidoras diminuíram os níveis de subcontratação involuntária, maioritariamente através do leilão de energia A-1 de Dez-14 (Bandeirante: 111% nos 9M15 vs. 99% nos 9M14 e Escelsa: 100% nos 9M15 vs. 88% nos 9M14), o que deverá reduzir o impacto nos custos com energia da baixa pluviosidade e dos elevados preços de mercado. De salientar ainda, que as perdas não técnicas do segmento de baixa tensão amenizaram em ambas as distribuidoras: Bandeirante manteve-se a 9% (-0,8p.p vs. 9M14) e Escelsa (-0,1p.p. vs. 9M14).

(1) Custos operac. líqº = Custos operac. (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Liqº dos impactos do aumento tarifário extraordinário e das bandeiras tarifárias;

(3) Incluindo a actualização monetária; (4) FSE e Custos com pessoal.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	885	582	52%	+303
Fornecimentos e serviços externos	78	48	61%	+29
Custos c/ pessoal e benef. aos empregac	46	35	31%	+11
Outros custos operacionais (líquidos)	10	(1)	-	+11
Custos Operacionais Líquidos (1)	134	83	62%	+51
EBITDA	751	499	51%	+252
Provisões	0	(0)	-	+0
Amortizações e imparidades	189	115	65%	+74
EBIT	562	384	46%	+178
Dados Chave				
	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	885	582	52%	+303
Hídrica	592	582	2%	+11
Receitas contratadas (CAE) e Outros	906	794	14%	+112
Impacto GSF (líqº de coberturas)	(314)	(212)	-48%	-101
Térmica	292	-	-	+292
Receitas contratadas (CAE)	337	-	-	+337
Outros	(45)	-	-	-45
Capacidade Instalada (MW)	2.517	1.797	40%	+720
Hídrica	1.797	1.797	-	-
Térmica	720	-	-	+720
Capacidade Instalada (MW Equity)	187	453	-59%	-267
Electricidade Vendida (GWh)	8.750	6.136	43%	+2.614
Contratada (CAE)	8.352	5.996	39%	+2.356
Hídrica	6.315	5.996	5%	+319
Térmica	2.037	-	-	+2.037
Outra	398	140	185%	+258
Preço Médio de Venda Hídrica (R\$/MW)	167	164	2%	+3
Investimento Operacional (R\$ M)	43	42	2%	+1
Investimento Financeiro (R\$ M)	475	7	-	+468
Empregados (#)	534	281	90%	+253
Detalhe do EBITDA (R\$ M)				
	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Pecém	244	-	-	+244
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	214	197	9%	+17
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	182	178	3%	+5
Outros (100%)	111	124	-11%	-13
EBITDA	751	499	51%	+252
Comercialização				
	9M15	9M14	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	67	85	-21%	-18
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	10	3	294%	+8
EBITDA (R\$ M)	57	82	-31%	-26
Vendas electricidade (GWh)	7.993	9.690	-18%	-1.697

O EBITDA da actividade de produção no Brasil subiu 51% vs 9M14 (+R\$252M) para R\$751M nos 9M15, reflectindo: i) a consolidação integral de Pecém, desde 15 de Maio deste ano (+R\$244M), ii) melhor performance das barragens (+R\$8M vs 9M14) devido a uma estratégia eficiente na gestão da sazonalidade das vendas, que mais que compensou o impacto de um baixo GSF⁽³⁾ (82% nos 9M15 vs. 92% nos 9M14) e a consequente necessidade de comprar energia a preços de mercado superiores aos dos contratos de aquisição de energia.

A margem bruta hídrica aumentou 2% vs 9M14 (+R\$11M) para R\$592M nos 9M15. Apesar de um maior défice hídrico, a melhor disponibilidade das centrais e a melhoria da eficiência na alocação da produção tendo em conta a sazonalidade das vendas, quando os preços de mercado (PLD) eram particularmente elevados face aos preços dos CAEs (PLD: R\$388/MWh no 1T15 vs R\$207/MWh no 3T15), mitigou o impacto do baixo GSF. Em períodos de escassez hidrológica, o défice associado à produção implica que os produtores hídricos tenham que adquirir energia em mercado para satisfazer as obrigações contratuais. O GSF foi de 82% nos 9M15 (vs. 92% em 9M14). Este elevado défice hídrico foi parcialmente compensado por menores preços de mercado (PLD médio: R\$325/MWh⁽³⁾ nos 9M15 vs. R\$677/MWh⁽³⁾ nos 9M14). A EDPB conseguiu ainda mitigar o impacto negativo do baixo GSF através de vendas de curto prazo contratadas a preços superiores; no entanto, no seu conjunto, este efeito traduziu-se em +R\$101M de custos adicionais de compra de energia (R\$314M nos 9M15 vs. R\$212M nos 9M14). Apesar disto, a melhoria das condições hídricas nos últimos meses, a par com a estratégia favorável de alocação mensal de volumes anuais contratados, permitiu baixar os custos do GSF (líquido de coberturas) no 3T15 (R\$24M vs R\$166 nos 3T14). Excluindo este impacto, a margem bruta subiu R\$110M vs 9M14, reflectindo a maior produção de electricidade vendida a preços mais elevados. De notar que o CAE associado à central hídrica de Peixe Angical (preço médio actual de R\$207/MWh) termina em Jan-16, o que deverá auxiliar na redução da exposição negativa da EDPB ao eventual impacto de um baixo GSF que possa ainda ocorrer em 2016, já que 75% da capacidade da central já foi negociada em contratos de curto prazo a preços em linha com os preços actuais.

Pecém I é consolidado integralmente desde 15 de Maio, após a conclusão da aquisição dos 50% da participação à Eneva. A margem bruta de Pecém foi de R\$292M nos 9M15, dos quais R\$337M resultam de receitas com o PPA da central. A actual estimativa de EBITDA recorrente de Pecém I é de R\$350M a R\$400M (contribuição para o ano todo @100%). Após a reparação de um dos grupos de geração (no 4T14), ambos os grupos de Pecém melhoraram o factor de disponibilidade, que alcançou os 87% nos 9M15. De facto, no 3T15, foram produzidos volumes acima da capacidade contratada, o que permitiu a venda dos mesmos a preços de mercado, melhorando o resultado da operação.

O volume de electricidade vendido subiu 43% para 8,8TWh nos 9M15, suportado por i) a consolidação de Pecém (+2TWh). O preço médio de venda da energia hídrica subiu 2%, traduzindo a actualização dos preços indexados à inflação.

A EDPB opera 2,7GW de capacidade, dos quais 0,2GW correspondem à posição da EDPB em projectos consolidados pelo método de equivalência patrimonial. A capacidade consolidada por equivalência patrimonial refere-se a 50% na central hídrica de Santo António do Jari (373MW em parceria com a CTG). Santo António do Jari está totalmente operacional desde Dez-14. Nos 9M15, Jari contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$28M (50%), reflectindo o impacto negativo do baixo GSF.

O investimento operacional aumentou 2% no período para R\$43M nos 9M15. De notar que os investimentos nos projectos hídricos de Cachoeira Caldeirão e São Manoel foram classificados como 'investimentos financeiros' (consolidação por equivalência patrimonial); nos 9M15, os investimentos financeiros totalizaram R\$475M, maioritariamente alocados à aquisição de Pecém (50% por R\$300M), mas também aos trabalhos de construção de Cachoeira Caldeirão. Cachoeira Caldeirão, um projecto de 219MW detido em 50% pela EDPB (em parceria com a CTG) e com CAE a partir de Jan-17 (~92% concluído e com entrada em operação prevista para 2S16); e ii) São Manoel, um projecto de 700MW, detido em 33,3% pela EDPB (em parceria com a CTG e Furnas) – este projecto está em fase inicial de construção, com CAE a partir de Mai-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade diminuiu 21% no período (-R\$18M) para R\$67M nos 9M15, reflectindo menores volumes comercializados e um 9M14 muito forte, que beneficiou de preços de mercado superiores e de uma maior volatilidade de preços.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



9M15 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	848	6.806	4.048	978	2.032	(3.107)	11.605
Margem Bruta	561	656	1.264	962	610	7	4.060
Fornecimentos e serviços externos	42	153	252	209	111	(109)	658
Custos com pessoal	46	51	91	53	75	111	428
Custos com benefícios sociais	0	3	17	7	8	9	44
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	7	174	93	(89)	(239)	(5)	(60)
Custos Operacionais	95	381	453	180	(45)	5	1.069
EBITDA	466	276	810	782	655	2	2.991
Provisões	(0)	1	3	(0)	6	(0)	9
Amortizações e imparidades (1)	117	150	247	408	96	41	1.058
EBIT	349	125	560	374	553	(39)	1.924

9M14 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	843	6.517	4.494	855	1.961	(2.846)	11.823
Margem Bruta	588	678	1.303	842	469	(1)	3.879
Fornecimentos e serviços externos	49	143	289	184	109	(131)	643
Custos com pessoal	23	41	102	45	81	144	436
Custos com benefícios sociais	0	2	(72)	5	9	(34)	(88)
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	4	126	167	(34)	(104)	21	180
Custos Operacionais	76	312	487	200	95	1	1.171
EBITDA	512	366	816	642	374	(2)	2.708
Provisões	8	2	1	-	6	5	21
Amortizações e imparidades (1)	117	176	252	336	86	49	1.014
EBIT	388	188	563	306	282	(55)	1.672

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.327	3.692	3.804	4.471	4.135	3.812	3.657	-	-4%	-4%
Custo com vendas de energia e outros	(2.844)	(2.476)	(2.624)	(2.982)	(2.712)	(2.486)	(2.346)	-	11%	6%
Margem Bruta	1.483	1.216	1.180	1.488	1.423	1.327	1.311	-	11%	-1%
Fornecimentos e serviços externos	202	220	221	254	207	227	224	-	1%	-1%
Custos com pessoal e benefícios sociais	164	37	147	208	161	164	148	-	0%	-10%
Outros custos operacionais (líquidos)	110	(20)	91	92	67	(207)	79	-	-13%	-
Custos Operacionais	476	236	459	554	435	184	450	-	-2%	145%
EBITDA	1.007	980	721	935	988	1.143	860	-	19%	-25%
Provisões	7	11	4	31	1	3	6	-	60%	110%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	324	357	334	383	337	353	369	-	11%	5%
EBIT	676	612	384	521	651	788	485	-	26%	-38%
Resultados financeiros	(147)	(98)	(208)	(118)	(208)	(156)	(262)	-	-26%	-
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	12	(4)	17	(10)	(2)	(22)	(2)	-	-	91%
Resultado antes de impostos e CESE	541	510	192	393	441	610	222	-	15%	-64%
IRC e Impostos diferidos	180	58	35	37	82	112	42	-	20%	-62%
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	61	-	-	(0)	61	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	299	452	157	356	298	498	180	-	14%	-
Accionistas da EDP	237	397	132	274	237	350	149	-	13%	-57%
Interesses não controláveis	62	55	25	82	62	148	31	-	24%	-79%

Nota: Os dados trimestrais de 2014 e 2015 estão expressos para reflectir a adopção da IFRIC21.

(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)							
	9M15	9M14	Δ MW	Δ %	9M15	9M14	Δ GWh	Δ %	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15
PPA/CMEC (Portugal)	4.470	4470,4	0	0%	11.049	12.723	-1.674	-13%	5.002	4.099	3.622	4.437	4.151	3.639	3.258	
Hídrico	3.290	3.290	0	0%	3.850	6.934	-3.085	-44%	3.739	2.120	1.075	2.097	1.903	1.160	787	
Fio de água	1.056	1.860			1.989	2.918			1.615	879	424	812	938	659	393	
Albufeira	2.234	2.234			1.860	4.016			2.124	1.241	651	1.285	965	501	394	
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	7.199	5.789	1.411	24%	1.263	1.979	2.546	2.340	2.248	2.480	2.471	
Regime Especial (Ex-Eólico)	213	274	-62	-22%	479	738	-259	-35%	414	212	112	260	222	173	84	
Portugal	188	181	7	4%	374	606	-232	-38%	347	178	82	238	190	138	47	
Mini-Hídricas	164	157			230	444			278	127	39	186	138	88	4	
Cogeração	24	24			145	162			69	50	42	52	52	50	43	
Spain	25	93	-69	-73%	105	131	-26	-20%	67	34	30	21	33	35	37	
Cogeração+Resíduos	25	93			105	131			67	34	30	21	33	35	37	
Produção Liberalizada P. Ibérica	7.882	7.777	105	1%	13.319	11.219	2.100	19%	4.186	3.286	3.747	3.844	4.709	4.038	4.572	
Hídrico	2.527	2.422	105	4%	3.686	5.081	-1.395	-27%	2.834	1.507	740	1.201	1.910	1.175	601	
Portugal	2.101	1.996			3.006	4.333			2.399	1.261	673	1.001	1.495	969	541	
Espanha	426	426			680	748			435	246	67	200	414	206	60	
Carvão	1.463	1.463	0	0%	6.329	4.574	1.755	38%	862	1.521	2.191	1.840	2.058	1.972	2.299	
Aboño I	342	342			1.236	1.111			193	317	601	568	524	63	649	
Aboño II	536	536			3.051	2.476			597	886	992	911	922	1.053	1.077	
Soto Ribera II	239	239			570	299			36	115	148	242	190	358	22	
Soto Ribera III	346	346			1.471	688			36	203	450	119	422	497	551	
CCGT	3.736	3.736	0	0%	2.420	699	1.721	246%	158	61	480	464	411	675	1.334	
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			314	163			28	21	114	66	54	133	126	
Lares (2 grupos)	863	863			1.433	232			8	3	221	46	136	429	867	
Castejón (2 grupos)	843	843			469	186			66	17	103	182	143	98	228	
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			205	118			56	20	43	170	77	15	113	
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	885	865	20	2%	332	197	336	339	331	215	339	
Eólico (Maior detalhe página 16)	8.795	7.722	1074	14%	14.869	14.316	554	4%	6.101	4.833	3.382	5.380	5.757	5.006	4.106	
Península Ibérica	3.435	2.813			4.920	5.072			2.330	1.539	1.203	1.754	2.004	1.529	1.387	
Resto da Europa	1.373	1.319			2.221	1.735			791	513	431	701	916	700	605	
America do Norte	3.904	3.506			7.572	7.336			2.930	2.727	1.678	2.862	2.792	2.728	2.052	
Brasil	84	84			156	173			49	54	70	63	46	49	61	
Solar	82	52	30	57%	125	54	71	133%	11	20	22	14	29	50	46	
Brasil (Ex-Eólico)	2.517	1.797	720	40%	6.097	5.313	784	15%	2.341	1.650	1.322	1.923	1.624	2.247	2.226	
Hídrico	1.797	1.797	0	0%	4.352	5.313	-961	-18%	2.341	1.650	1.322	1.923	1.624	1.638	1.091	
Lajeado	903	903			2.134	2.547			1.205	814	528	841	827	829	477	
Peixe Angical	499	499			1.464	1.665			667	458	540	721	522	497	445	
Energest	396	396			754	1.101			469	378	254	361	274	311	169	
Carvão (Pecém I)	720	0	720	-	1.745	0	1.745	-	0	0	0	0	0	610	1.135	
TOTAL	23.960	22.093	1867	8%	45.939	44.363	1.576	4%	18.056	14.100	12.207	15.858	16.492	15.154	14.292	
Consolidado por Equity	Capacidade Instalada - MW (2)															
	9M15	9M14	Δ MW	Δ %												
P. Ibérica Reg. Especial (ex-eólico)	46	50	-4	-8%												
EDPR Eólico	353	841	-487	-58%												
Brasil Hídrica	187	93	93	100%												
Brasil Térmica	0	360	-360	-												
TOTAL	586	1.345	-758	-56%												

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	9M15	9M14	Δ GWh	Δ %
Portugal	33.393	32.728	665	2,0%
Muito Alta Tensão	1.600	1.556	44	2,8%
Alta / Média Tensão	15.935	15.588	347	2,2%
Baixa Tensão	15.858	15.584	274	1,8%
Espanha	6.873	6.858	15	0,2%
Alta / Média Tensão	5.212	5.088	124	2,4%
Baixa Tensão	1.662	1.770	-108	-6,1%
Brasil	19.330	19.677	-347	-1,8%
Clientes Livres	7.192	7.436	-244	-3,3%
Industrial	2.590	2.807	-217	-7,7%
Residencial, Comercial & Outros	9.548	9.435	113	1,2%
TOTAL	59.596	59.263	333	0,6%

Clientes Ligados (mil)	9M15	9M14	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.102	6.082	19,5	0,3%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,2	1,0%
Baixa Tensão Especial	34	34	0,4	1,2%
Baixa Tensão	6.043	6.024	18,9	0,3%
Espanha	660	659	0,6	0,1%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	-0,0	-0,9%
Baixa Tensão	659	658	0,6	0,1%
Brasil	3.217	3.124	93,8	3,0%
Bandeirante	1.753	1.710	42,1	2,5%
Escelsa	1.465	1.413	51,7	3,7%
TOTAL	9.979	9.865	113,9	1,2%

Redes	9M15	9M14	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	335.245	333.006	2.238	0,7%
Portugal	224.672	223.631	1.042	0,5%
Espanha	20.392	20.233	159	0,8%
Brasil	90.181	89.143	1.038	1,2%

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

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	9M15	9M14	Δ GWh	Δ %
Portugal	5.135	5.088	47	0,9%
Baixa pressão	773	737	36	4,9%
Média pressão	4.343	4.332	11	0,3%
GPL	19	20	-1	-2,8%
Espanha	21.025	35.678	-14.653	-41,1%
Baixa pressão	6.837	6.453	384	6,0%
Média pressão	14.188	29.225	-15.037	-51,5%
TOTAL	26.160	40.766	-14.606	-35,8%

Pontos de Abastecimento (mil)	9M15	9M14	Δ Abs.	Δ %
Portugal	326	316	10	3,2%
Baixa pressão	320	309	11	3,4%
Média pressão	1,4	1,4	0,0	1,4%
GPL	4,6	5,2	-0,6	-11,4%
Espanha	915	1.024	-110	-10,7%
Baixa pressão	914	1.024	-110	-10,7%
Média pressão	0,7	0,7	0	-4,1%
TOTAL	1.240,7	1.340,2	-99,6	-7,4%

Redes	9M15	9M14	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	12.420	14.696	-2.276	-15,5%
Portugal	4.720	4.575	146	3,2%
Espanha	7.700	10.122	-2.422	-23,9%

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 3T15

1: EDP adere à *Low Carbon Technology Partnerships Initiative* (LCTPI) criada em 2014 pelo WBCSD, SDSN e IEA.

2: EDP apoia a Encíclica Papal sobre alterações climáticas, subscrita por mais 91 empresas, reconhecendo o profundo impacto das alterações climáticas no futuro da Humanidade.

3 António Mexia apresentou no Fórum do Setor Privado das Nações Unidas os compromissos da EDP no combate às alterações climáticas e que estão alinhados com dois dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (SDG), que vêm agora substituir os 8 Objetivos do Milénio.

4: EDP torna-se signatária da iniciativa *Caring for Climate* das Nações Unidas, de incentivo às empresas para ativamente influenciar políticas públicas, subscrito por mais de 400 empresas.

5: EDP integra pelo 8º ano consecutivo o índice de sustentabilidade *Dow Jones World*, produzido pela RobecoSAM em cooperação com a S&P *Dow Jones*.

6: EDP integra os índices STOXX Global ESG Leaders e STOXX Europe Sustainability Index produzidos pela Sustainalitics e Bank Sarasin, respetivamente, em cooperação com a STOXX, que estão entre os 10 mais familiares dos investidores socialmente responsáveis.

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

	9M15	9M14	Δ %
Índice Sustentab. (a)	99	103	-3%
Comp. Ambiental Peso %	89 33%	106 33%	-16%
Comp. Económica Peso %	104 37%	98 37%	6%
Comp. Social (b) Peso %	105 30%	104 30%	1%

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

Métricas Económicas 9M15 9M14 Δ %

Valor Económico (€M)(1) (a)	9M15	9M14	Δ %
Directo Gerado	12.986	12.829	1%
Distribuído	11.501	11.367	1%
Acumulado	1.485	1.462	2%

Métricas Sociais 9M15 9M14 Δ %

Empregados (b)	12.019	11.908	1%
Formação (horas)	254.617	308.615	-17%
Acidentes em Serviço	33	26	27%
Ind. Gravidade (Tg)	103	127	-19%
Ind. Frequência (Tf)	2,1	1,7	25%
Ind. Freq. EDP+PSE (Tf)(c)	3,2	3,8	-17%

Métricas Ambientais 9M15 9M14 Δ %

Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (d) e (e)	17.190	11.853	45%
NOx (f)	14,5	10,3	41%
SO2 (f)	12,4	8,9	39%
Partículas (f)	0,635	0,373	70%

Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2 (d) e (e)	376,1	267,8	40%
NOx (f)	0,32	0,23	36%
SO2 (f)	0,27	0,20	35%

Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1) (e)	17.211	12.080	42%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	1.615	1.338	21%

Consumo de Energia Primária (TJ) (e) (g)	178.604	114.161	56%
---	----------------	----------------	------------

Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	90%	80%	10 p.p.
--	------------	------------	----------------

Utilização de Água (103 m3) (f)	1.292.068	1.297.480	0%
--	------------------	------------------	-----------

Total Resíduos (t) (e)	461.353	249.075	85%
-------------------------------	----------------	----------------	------------

Invest. e Gastos Ambientais (€ mil)	57.459	45.778	26%
--	---------------	---------------	------------

Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	26	56	-54%
--	-----------	-----------	-------------

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2)	Específicas (t/MWh)	Produção (h) (GWh)
	9M15 9M14	9M15 9M14	9M15 9M14
PPA/CMEC	6.530	0,91	7.199
Carvão	6.530	0,91	7.199
Fuel Oil & Gás Natural	-	-	(0)
Produção Liberalizada	10.306	0,98	10.493
Carvão (e)	9.333	1,16	8.073
CCGT	974	0,40	2.420
Regime Especial	353	0,39	903
Produção Térmica	17.190	0,92	18.596
Produção Livre de Emissões de CO2	11.853	0,98	12.125
Total Emissões de CO2		0,38	45.707
		0,27	44.267

(a) Com a adopção da IFRIC21 - Taxas, as demonstrações financeiras de 3T14 agora apresentadas estão re-expressas para efeitos de comparação;

(b) Incluindo órgãos sociais executivos;

(c) PSE: Prestadores de Serviços Externos;

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

(e) O resultado relativo a 2015 significativamente diferente face ao período hómologo devido à aquisição dos Grupo 1 e 2 da Central de Pécém (Brasil);

(f) Não inclui informação da central de Pécém por indisponibilidade de dados;

(g) Incluindo frota automóvel;

(h) Inclui vapor (2014: 770 GWh vs 2015: 654 GWh).

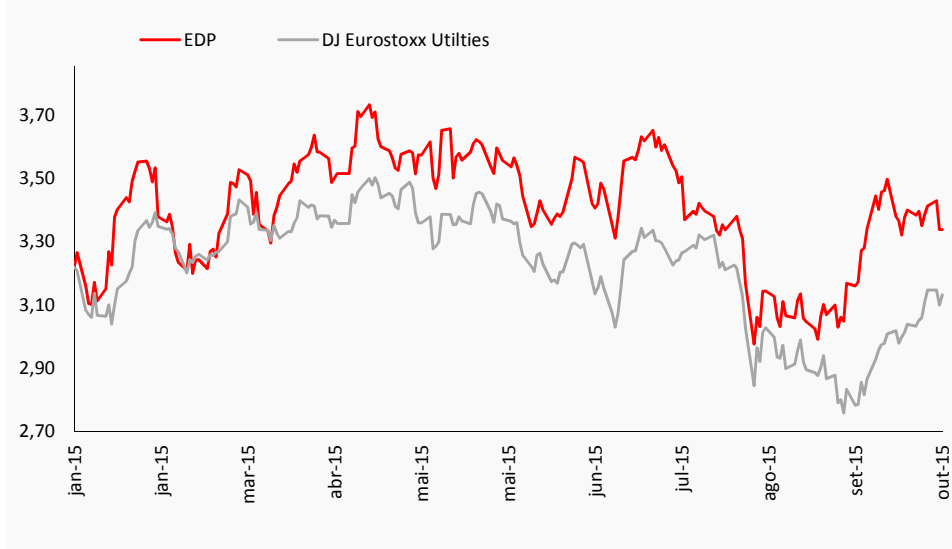
(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas + Outros proveitos operacionais + Outros proveitos financeiros

Valor Económico Distribuído (VED): Custo com vendas de energia e outros + Custos operacionais + Outros custos operacionais + Custos Financeiros + Imposto corrente + Dividendos pagos Valor Económico Acumulado: VEP - VED.

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



EDP em Bolsa	YTD	52W	2014
	29-10-2015		

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,337	3,337	3,218
Max	3,749	3,749	3,749
Min	2,951	2,951	2,620
Média	3,406	3,390	3,286

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	4.953	5.731	4.896
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	23	22	19
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.454	1.691	1.490
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,8	6,5	5,7

Dados Accções EDP	9M15	9M14	Δ %
-------------------	------	------	-----

Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	22,3	23,3	-4,2%

Principais Eventos EDP

- 19-Jan:** Fitch mantém rating da EDP em “BBB-” e outlook em estável
- 23-Jan:** Senhora comunica transacção intra-grupo na participação qualificada na EDP
- 30-Jan:** Standard & Poors mantém rating da EDP em ‘BB+’ e revê outlook para positivo
- 30-Jan:** Conclusão da venda de activos de distribuição de gás em Múrcia à Redexis
- 3-Fev:** José de Mello comunica redução de participação qualificada
- 13-Fev:** Moody’s sobe rating da EDP para “Baa3” com outlook estável
- 27-Fev:** ANEEL aprova revisões tarifárias extraordinárias EDP Bandeirante e EDP Escelsa
- 27-Fev:** EDP contrata empréstimo de 2.000M€
- 18-Mar:** EDP anuncia que encaixará 500M€ pela securitização de défice tarifário eléctrico em Portugal
- 13-Abr:** Blackrock comunica a sua participação qualificada na EDP
- 16-Abr:** EDP emite obrigações no montante de 750M€ com vencimento em abril de 2025
- 21-Abr:** Assembleia Geral Anual da EDP
- 24-Abr:** Blackrock comunica a sua participação qualificada na EDP
- 14-Mai:** Pagamento de um dividendo bruto de €0,185 por acção relativo ao exercício de 2014
- 15-Mai:** EDP Brasil conclui a compra da participação da ENEVA na central de Pecém I
- 15-Mai:** Capital Group comunica a sua participação qualificada na EDP
- 18-Mai:** EDP vende 186 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 18-Mai:** JP Morgan comunica a sua participação qualificada na EDP
- 19-Mai:** EDPR conclui venda à CTG de participações minoritárias em parques eólicos no Brasil
- 20-Mai:** Capital Income Builder comunica a sua participação qualificada na EDP
- 22-Jun:** EDPR analisa programa complementar de rotação de activos
- 15-Jul:** EDP Brasil anuncia venda de duas centrais mini-hídricas no Mato Grosso do Sul
- 5-Ago:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Escelsa com efeito médio de 2,04%
- 19-Ago:** EDPR informa sobre deliberação da Autoridade da Concorrência sobre a ENEOP
- 10-Set:** EDP fixa cupão de emissão de instrumentos representativos de dívida subordinada no montante de EUR 750 milhões
- 14-Set:** EDPR informa sobre o seu programa de rotação de activos
- 7-Out:** EDP Renováveis assina acordo para aquisição de licenças de 216 MW de geração eólica em Portugal
- 14-Out:** Standard & Poors afirma rating da EDP em “BB+” e outlook positivo
- 15-Out:** ERSE anuncia proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica em 2016

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Head of IR
 Sónia Pimpão
 João Machado
 Maria João Matias
 Sérgio Tavares
 Noélia Rocha

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