1T16

Resultados

Lisboa, 4 de Maio de 2016

EDP - Energias de Portugal, S.A. Sede: Av. 24 de Julho, 12 1249 - 300 Lisboa Portugal

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 -

As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas. Com a adopção da IFRIC21-Taxas, as demonstrações financeiras de 1Q15 agora apresentadas estão re-expressas para efeitos de comparação.

A fonte dos dados operacionais apresentados é a EDP.

Destaques

Demonstração Resultados (€ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**1.547**	**1.423**	**9%**	**+124**
Fornecimentos e serviços externos	205	207	-1%	-2
Custos com pessoal, benef. aos empregados	161	161	0%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	51	67	-25%	-17
Custos Operacionais Líquidos (1)	**417**	**435**	**-4%**	**-18**
EBITDA	**1.130**	**988**	**14%**	**+141**
Provisões	3	1	526%	+3
Amortizações e imparidades exercício (2)	366	337	9%	+29
EBIT	**760**	**651**	**17%**	**+109**
Resultados financeiros	(180)	(208)	13%	+28
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	(8)	(2)	-362%	-6
Resultado antes de impostos	**573**	**441**	**30%**	**+131**
IRC e Impostos diferidos	152	82	84%	+69
Contribuição extraord. sector energético	59	61	-3%	-2
Resultado líquido do período	362	298	22%	+64
Accionistas da EDP	**263**	**237**	**11%**	**+26**
Interesses não controláveis	100	62	62%	+38

Dados-chave Operacionais	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.939	11.632	2,6%	+308
Capacidade instalada (MW)	24.493	22.430	9,2%	+2.062

Dados-chave Financeiros (€ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
FFO	741	621	19%	+120
Investimento operacional	233	362	-36%	-129
Manutenção	106	102	4%	+4
Expansão	127	260	-51%	-133
Investimento Líquido	(11)	377	-	-388

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Mar-16	Dez-15	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.950	8.670	3%	+280
Dívida líquida	17.002	17.380	-2%	-378
Receb. futuros da actividade regulada	2.568	2.477	4%	+91
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,2x	4,4x	-6%	-0,2x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3,6x	3,8x	-7%	-0,2x

Nota: No seguimento da adopção da IFRIC 21, as demonstrações financeiras do 1T15 aqui apresentadas foram re-expressas para efeitos de comparação.

No 1T16, **o EBITDA da EDP** aumentou 14% em termos homólogos, para €1.130M, fruto da expansão do portfolio (+9%) e de condições meteorológicas melhoradas na Ibéria e Brasil. De notar que o crescimento foi impactado por: (i) no 1T15, +€78M decorrentes da venda de activos de gás em Espanha; e (ii) no 1T16, +€61M de ganho com a venda da central mini-hídrica de Pantanal no Brasil. Excluindo estes efeitos, o **EBITDA** subiu 17%, para €1.069M, embora penalizado pelo efeito cambial (-€61M ou 5% do EBITDA, sobretudo devido à depreciação de 25% do BRL vs. o Euro.

A capacidade instalada do Grupo EDP subiu 9% em termos homólogos no 1T16, para 24.5GW, suportada por: (i) +428MW de capacidade hídrica em Portugal, no seguimento da entrada em operação das centrais de Ribeiradio/Ermida (82MW no 2T15), Salamonde 2 (207MW no 1T16) e Baixo Sabor (172MW, sobretudo no 1T16); (ii) +589MW de capacidade eólica (sobretudo nos EUA e Brasil); (iii) alteração no perímetro de consolidação (+1.333MW no seguimento da aquisição total de Pecém I e consolidação integral dos activos anteriormente da ENEOP, em Portugal); (iv) encerramento da central a carvão de Soto II, em Espanha (239MW).

No **mercado Ibérico,** o EBITDA ajustado subiu 17% em termos homólogos no 1T16, reflexo da nova capacidade em operação, dos maiores recursos hídricos e volatilidade de preços, particularmente quando comparado com o cenário mais adverso em termos de hidraulicidade e preços no 1T15. O EBITDA da **EDPR** cresceu 29%, para €379M no 1T16, impulsionado pelo acréscimo de 15% na capacidade instalada média, e melhores recursos eólicos (o factor de utilização médio foi 7% superior ao cenário médio vs. -3% no 1T15). O contributo para o EBITDA recorrente da **EDP Brasil** foi 7% inferior inteiramente devido ao impacto cambial (-€63M). Excluindo o impacto cambial, o EBITDA subiu 44% suportado pela consolidação integral (desde Maio-15) da central de Pecém que revela bom resultado operacional (+€62M desconsiderando o impacto cambial). O impacto do défice hídrico foi negligenciável no 1T16, reflexo da melhoria do nível dos reservatórios e de menor procura.

Os **custos operacionais** do Grupo EDP ficaram estáveis nos €367M no 1T16, reflectindo: (i) uma queda de 2% na Península Ibérica, suportada por uma redução do número de colaboradores (-1%); (ii) subida de 12% na EDPR, fruto da expansão de capacidade; (iii) decréscimo de 11% no Brasil, reflexo da desvalorização do Real vs. Euro e de apertado controlo de custos, por um lado, e pela consolidação integral de Pecém, por outro. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** caíram de €67M no 1T15 para €51M no 1T16, influenciados sobretudo por menores ganhos não recorrentes em termos homólogos (em 2015, com a venda de activos de gás em Espanha, e em 2016, com a venda de Pantanal no Brasil). Os custos suportados com o *clawback,* tarifa social e contribuição extraordinária do sector da energia em Portugal, e os impostos à geração e outras taxas em Espanha atingiram os €124M no 1T16.

O **EBIT** subiu 17% para €760M no 1T16, traduzindo um acréscimo do EBITDA e amortizações mais elevadas fruto do aumento de capacidade. Os **custos financeiros líquidos** ascenderam a €180M no 1T16, abaixo dos €208M do 1T15, influenciados pelo menor custo médio da dívida de 4,5% no 1T16 vs. 4,7% no 1T15 e pela ganho de capital registado com a venda da participação minoritária detida na central Tejo Energia. Os **interesses não controláveis** ascenderam a €100M no 1T16 (+€38M vs. 1T15), reflexo do ganho de capital com a venda da central de Pantanal ao nível da EDP Brasil (€23M) e maior resultado líquido ao nível da EDPR. Em suma, o **resultado líquido da EDP** atingiu €263M no 1T16 (+11% em termos homólogos). Ajustado dos impactos não recorrentes registados no 1T15 (+€13M; detalhes na pág. 4) e no 1T16 (-€24M; detalhes na pág. 4), o resultado líquido ascendeu a €287M no 1T16 (+28% vs. 1T15).

A **dívida líquida** caiu de €17,4MM em Dez-15, para €17MM em Mar-16, suportada essencialmente pelo recebimento dos montantes relativos à rotação de activos assinada com a Fiera Axium em Out-15 e pela estrutura de parceria institucional assinada em Nov-15. A posição de liquidez financeira (caixa e linhas de crédito disponíveis) do Grupo EDP a Mar-16 ascende a €5,4MM, cobrindo as necessidades de refinanciamento da EDP até após 2017.

A 19 de Abril de 2016 a Assembleia Anual de Accionistas da EDP aprovou o pagamento de um dividendo de 2015 no montante total de €676M (€0,185/acção), a ser pago dia 18 de Maio (data de ex-dividend a 16 de Maio).

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações liqª de compensação de amort. de activos subsidiados; imparidades; (3) Líqº dos recebimentos futuros relacionados a act. regulada.

Decomposição do EBITDA

EBITDA (€ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16	1T16 YoY Δ %	1T16 YoY Δ Abs.	1T16 QoQ Δ %	1T16 QoQ Δ Abs.
Produção Contratada LP	133	153	-13%	-20	153	169	144	117	133				-13%	-20	14%	16
Actividades Liberalizadas	205	102	101%	+103	102	81	93	88	205				101%	103	132%	116
Redes Reguladas P. Ibérica	234	324	-28%	-90	324	245	242	221	234				-28%	-90	6%	14
Eólico e Solar	379	295	29%	+84	295	253	235	360	379				29%	84	5%	19
Brasil	185	129	43%	+56	129	372	154	202	185				43%	56	-8%	-17
Outros	(6)	(15)	58%	+8	(15)	24	(7)	(55)	(6)				58%	8	89%	49
Consolidado	**1.130**	**988**	**14%**	**+141**	**988**	**1.143**	**860**	**933**	**1.130**				**14%**	**141**	**21%**	**197**

O EBITDA consolidado ascendeu a €1.130M no 1T16, 14% acima do 1T16, incluindo: (i) **no 1T15**, +€78M obtido na venda de activos de gás à Redexis; (ii) **no 1T16,** +€61M decorrente da venda da central mini-hídrica do Pantanal no Brasil. Excluindo estes efeitos, o EBITDA ajustado cifrou-se em €1.068M (+19% em termos homólogos), impactado por maiores recursos hídricos (hidraulicidade 45% acima da média no 1T16 em Portugal) e por maiores ganhos com gestão de energia no negócio liberalizado na Ibéria, e pelo impacto de maior capacidade e melhores recursos eólicos ao nível da EDPR (factor de utilização médio 7% acima do cenário P50 no 1Q16, vs. -3% no 1Q15). O impacto cambial impactou negativamente o EBITDA em 5% (-€61M), sobretudo devido à depreciação da média do BRL face ao EUR (-25%).

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (12% do EBITDA) - O EBITDA caiu 13% (-€20M face ao 1T15) para €133M no 1T16, reflectindo a transferência de 7 centrais hídricas para as actividades liberalizadas em função do término dos CAE (margem bruta de €19M no 1T15). Estas centrais têm uma capacidade de 627MW e uma produção anual em ano hídrico médio de 1,7TWh).

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (18% do EBITDA) - O EBITDA subiu €103M vs. 1T15, para €205M no 1T16, suportado por menor custo médio de geração desencadeado pela recuperação forte dos recursos hídricos e volumes de geração (62% do total do mix de geração no 1T16 vs. 40% no 1T15); bem como por maiores resultados com gestão de energia fruto de um contexto de menor preço e maior volatilidade no 1T16. De notar que como resultado do fim dos CAE para 7 centrais hídricas em Dez-15, 627MW de capacidade hídrica foram transferidos do portfolio de Produção Contratada de LP (0.5TWh no 1T15) para o portfolio de geração liberalizada, permitindo uma margem bruta de €22M no 1T16.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (21% do EBITDA) – O EBITDA recuou 28%, para €234M no 1T16, com impactos não recorrentes materiais no 1T15, nomeadamente a mais-valia na venda de activos de distribuição de gás em Espanha à Redexis (+€78M). Ajustado por este efeito, o EBITDA caiu 5% vs. 1T15 (-€12M), reflectindo menores receitas não reguladas na distribuição de gás em Espanha e uma recuperação no 1T15 de €7M de receitas reguladas de anos anteriores na distribuição de electricidade em Espanha.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (33% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR cresceu 29% (+€84M), para €379M no 1T16, reflectindo: (i) maior geração (+30% vs. 1T15) suportada pelo aumento de 15% na capacidade instalada média e por maiores recursos eólicos (+4pp face ao 1T15, para uma factor médio de utilização de 38%); e (ii) maiores proveitos com novas operações de parcerias institucionais ao nível fiscal nos EUA durante o período.

BRASIL (16% do EBITDA) - A contribuição da EDPB subiu 43% (+€56M), para €185M no 1T16, incluindo um impacto cambial adverso (-€63M decorrente de depreciação em 25% de BRL face ao EUR) e dos seguintes efeitos não recorrentes da venda de Pantanal (+€61M). Excluindo items não-recorrentes, o EBITDA em moeda local subiu 29%, para R$536M no 1T16. O EBITDA da geração e comercialização subiu 99% (+R$210M), impactado pela consolidação integral de Pecém I desde Mai-15 (+R$201M) e pela recuperação da performance das centrais hídricas (+R$43M face ao 1T15), devido a um impacto imaterial do défice hídrico no 1T16 vs. um maior impacto no 1T16 (GSF de 88% no 1T16 vs. 79% no 1T15 e PLD médio de R$35/MWh no 1T16 vs. R$388/MWh no 1T15). O EBITDA da distribuição caiu R$95M para R$137M no 1T16, reflexo de menor procura, sobrecontratação de volumes na Bandeirante e impacto positivo anormal decorrente de grandes aumentos de tarifas no 1T15.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA

Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.	1T16	2T16	3T16	4T16	1T16 QoQ Δ %	1T16 QoQ Δ Abs.
EBITDA	**1.130**	**988**	**14%**	**141**	**1.130**				**21%**	**197**
Provisões	3	1	526%	3	3				-53%	-4
Amortizações e imparidades exercício	366	337	9%	29	366				-10%	-40
EBIT	**760**	**651**	**17%**	**109**	**760**				**46%**	**241**
Juros financeiros líquidos	(202)	(238)	15%	37	(202)				-8%	18
Custos financeiros capitalizados	14	32	-57%	-18	14				-24%	-4
Diferenças de câmbio e derivados	6	(40)	-	46	6				-44%	-5
Rendimentos de participações de capital	0	0	88%	0	0				-	-0
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(10)	(11)	14%	2	(10)				-7%	1
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	13	-	-	13	13				-1161%	15
Outros ganhos e perdas financeiros	(2)	50	-	-51	(2)				-64%	3
Resultados Financeiros	**(180)**	**(208)**	**13%**	**28**	**(180)**				**-13%**	**27**
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	**(8)**	**(2)**	**-362%**	**-6**	**(8)**				**-682%**	**-9**
Resultados Antes de Impostos	**573**	**441**	**30%**	**131**	**573**				**82%**	**258**
IRC e Impostos Diferidos	**152**	**82**	**84%**	**69**	**152**				**262%**	**110**
Taxa de imposto efectiva (%)	*26%*	*19%*	-	*7,8 pp*	*26%*				*0%*	*0,1 pp*
Contribuiçao Extraordinária para o Sector Energetico	**59**	**61**	**-3%**	**-2**	**59**				**4840%**	**58**
EDP Renováveis	60	39	55%	21	60				140%	35
Energias do Brasil	40	18	121%	22	40				-27%	-15
Outros	(0)	5	-	-5	(0)				100%	-0
Interesses não controláveis	**100**	**62**	**62%**	**38**	**100**				**25%**	**20**
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	**263**	**237**	**11%**	**26**	**263**				**49%**	**86**

As **amortizações e imparidades** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) subiram 9% para €366M no 1T16, suportadas por: (i) um acréscimo das amortizações ao nível da EDPR (+€23M vs. 1T15) resultante da capacidade instalada nos últimos 12 meses e (ii) amortizações de Pecém pós-consolidação integral (+€9M).

Os **custos financeiros líq.** decresceram 13%, para €180M no 1T16. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** desceram 15%, fruto de um menor custo da dívida e uma menor dívida líquida média (€17.1bn). As **diferenças de câmbio e derivados**, no valor de €6M no 1T16 (+€46M vs. 1T15), referem-se sobretudo a um impacto negativo no 1T15 com o mark-to-market resultante da apreciação do USD vs. EUR nesse período. Os **custos financeiros capitalizados** recuaram €18M, para €14M no 1T16, influenciados pela entrada em operação de projectos hídricos em Portugal. Os **ganhos com alienação de investimentos financeiros** incluem um ganho de €11M com a alienação da posição minoritária na central Tejo Energia. Os **outros ganhos e perdas financeiros** (-€2M no 1T16, -€51M vs. 1T15) incluem menores ganhos com a venda do défice tarifário (-€26M vs. 1T15).

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram -€8M no 1T16 (-€6M vs. 1T15), com as principais contribuições de menores resultados com a participação da EDPR em alguns parques nos EUA. A partição de activos da ENEOP desde Set-15 (+€7M no 1T15) e a consolidação integral de Pecém I desde Maio-15 (-€8M no 1T15) tiveram um impacto neutro.

O **imposto sobre o rendimento** (€152M no 1T16) traduz-se numa taxa efectiva de imposto de 26% (vs. 19% no 1T15). Importa relevar que o ganho na venda de activos de gás em Espanha não contribui para o lucro tributável, impactando negativamente a comparação homóloga. Além disso, no 1T16 registou-se já o impacto total do ano da contribuição extraordinária sobre o sector de energia (0,85% sobre os activos líquidos) em Portugal, o que ascendeu a €59M.

Os **interesses não controláveis,** no valor de €100M no 1T16 (+€38M vs. 1T15), foram impulsionados pela ganho com a alienação de Pantanal (€23M) ao nível da EDP Brasil e pelo aumento do resultado líquido da EDPR.

O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** subiu 11% face ao 1T15, para €263M no 1T16, impactado pelo melhor desempenho operacional. Ajustado de eventos não recorrentes[(1)], o resultado líquido no 1T16 foi de €287M (28% vs. €224M no 1T15).

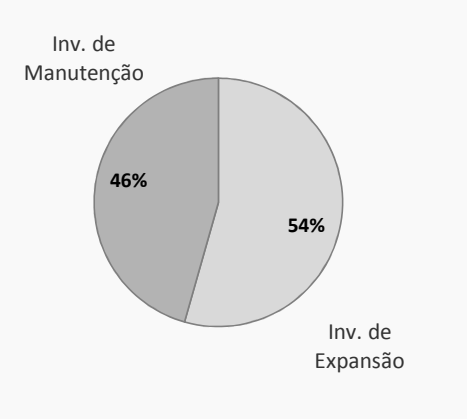
[(1)]Eventos não recorrentes: (i) no 1T15 (+€13M), ganho com a venda de activos de gás à Redexis (€74M); e na contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€61M). (ii) no 1T16 (-€24M), ganhos de capital obtidos na venda de Pantanal (+€24M); na venda da participação na central Tejo Energia (+€11M), e na contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€59M).

Investimento Operacional e Financeiro

Invest. Operacional (€ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	2	4	-54%	-2
Liberalizado (P. Ibérica)	48	93	-48%	-45
Redes reguladas (P. Ibérica)	65	69	-6%	-4
Eólico & Solar	89	163	-46%	-74
Brasil	21	21	1%	+0
Outros	9	14	-35%	-5
Grupo EDP	**233**	**362**	**-36%**	**-129**
Expansão	**127**	**260**	**-51%**	**-133**
Manutenção	**106**	**102**	**4%**	**+4**

1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16
4	7	6	12	2			
93	96	79	121	48			
69	78	77	153	65			
163	159	274	306	89			
21	24	25	44	21			
14	15	17	(66)	9			
362	**379**	**477**	**570**	**233**			
260	**244**	**348**	**331**	**127**			
102	**134**	**129**	**238**	**106**			

Investimento Operacional 1T16



Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	**117**	**15**	**696%**	**+102**
Perímetro consolidação EDPR	37	-	-	+37
Brasil - Produção	32	-	-	+32
Activos de gás (Ibéria)	44	-	-	+44
Outros	4	15	-74%	-11
Desinvestimentos	**409**	**187**	**119%**	**+222**
Activos de gás (Ibéria)	0	185	-100%	-184
EDP Brasil (Pantanal)	83	-	-	+83
Activos eólicos	308	2	13609%	+305
Outros	18	-	-	+18
Total	**(292)**	**(172)**	**-69%**	**-120**

Investimento Líquido (€m)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	233	362	-36%	-129
Investimentos financeiros	35	15	136%	+20
Rotação de activos na EDPR	(279)	-	-	-279
Total	**(11)**	**377**	**-**	**-388**

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €233M no 1T16, em grande parte (54%) dedicado a projectos de expansão, nomeadamente em nova capacidade hídrica e eólica. O investimento de manutenção subiu 4% (+€4M), para €106M no 1T16, concentrando-se nas actividades de redes reguladas na Pen. Ibérica e no Brasil.

O investimento em **capacidade hídrica em construção em Portugal** totalizou €37M, no seguimento do comissionamento de algumas centrais hídricas. Durante o 1T16, entraram em operação 2 centrais: Salamonde 2 (207MW) e Baixo Sabor (escalão a montante de 142MW). Em Mar-16, a EDP tinha 2 centrais hídricas em construção: Venda Nova III, com início de operação programado para o 2S16 (756MW) e Foz-Tua (252MW) com arranque previsto no final de 2016/início de 2017. O **investimento em nova capacidade eólica** (EDPR) atingiu €89M no 1T16 (dos quais €63M na América do Norte). As adições de capacidade eólica no 1T16 atingiram 120MW no Brasil, enquanto a capacidade em construção alcançou os 476MW (53% nos EUA, 42% no México e 5% na Europa). No Brasil, o investimento ascendeu a €21M no 1Q16, maioritariamente destinado à nossa actividade da distribuição.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €292M no 1T16. Os **desinvestimentos financeiros** totalizaram €409M no 1T16, incluindo: i) €279M decorrentes da venda participações minoritárias em activos eólicos à Fiera Axium; ii) €83M relativos à venda por parte da EDP Brasil da central do Pantanal (51MW); e iii) €17M relativos à conclusão da venda da participação minoritária na central Tejo Energia (€17M). Os **investimentos financeiros** ascenderam a €117M no 1T16, incluindo a aquisição de participação adicional na Portgás (€44M) e dos contributos de capital da EDPB para os projectos de S. Manoel (€32M).

Em perspectiva, o investimento líquido atingiu -€11M no 1T16 (vs. €377M no 1T15), incluindo €233M de capex, €35M de investimentos financeiros e €279M de recebimentos por operações de rotação de activos pela 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)	1T16	1Q15	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	**1.130**	**1.017**	**11%**	**+112**
Imposto corrente	(144)	(112)	-29%	-33
Juros financeiros líquidos	(202)	(238)	15%	+37
Resultados de associadas e dividendos	(8)	(2)	-363%	-6
Itens não monetários	(35)	(45)	22%	+10
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	**741**	**621**	**19%**	**+120**

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1T16	1Q15	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	**1.130**	**1.017**	**11%**	**+112**
Imposto corrente	(144)	(112)	-29%	-33
Investimento em fundo de maneio	(420)	372	-	-793
Recebimentos futuros da actividade regulada	(91)	226	-	-317
Itens não monetários	(35)	(45)	22%	+10
Outros	(295)	191	-	-486
Fluxo das Actividades Operacionais	**565**	**1.278**	**-56%**	**-713**
Investimento operacional	(233)	(362)	36%	+130
Expansão	(127)	(260)	51%	+133
Manutenção	(106)	(102)	-4%	-4
Var. de fundo de maneio de fornec. de imobilizado	(322)	(113)	-185%	-209
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	292	172	69%	+120
Juros financeiros líquidos pagos	(250)	(260)	4%	+10
Dividendos recebidos	0	4	-99%	-4
Dividendos pagos	(21)	(0)	-5254%	-21
Accionistas	-	-	-	-
Outros	(21)	(0)	-5254%	-21
Receb./(pagamentos) parceiros institucionais EUA	164	(18)	-	+182
Variações cambiais	146	(436)	-	+582
Outras variações não operacionais	37	(2)	-	+39
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	**378**	**263**	**44%**	**+115**

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	3.533	3.786	-7%	-253
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	100	499	-80%	-399
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(2.843)	(3.118)	9%	+276
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(165)	65	-	-229
Fluxo gerado pelas operações	**625**	**1.232**	**-49%**	**-606**
Receb./(pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(61)	46	-	-107
Fluxo das Actividades Operacionais	**565**	**1.278**	**-56%**	**-713**
Fluxo das Actividades de Investimento	**(512)**	**(279)**	**-84%**	**-233**
Fluxo das Actividades de Financiamento	**252**	**(1.352)**	**-**	**+1.604**
Variação de caixa e seus equivalentes	**305**	**(353)**	**-**	**+658**
Efeito das diferenças de câmbio	18	(25)	-	+43

O **FFO aumentou 19% vs. 1T15, totalizando €741M no 1T16,** reflexo de (i) um aumento de €112M no EBITDA (ver detalhes na página 3); (ii) um aumento de €33M do imposto corrente; e iii) um decréscimo de €37M dos juros financeiros líquidos, reflectindo um custo com a dívida menos oneroso (4,5% no 1T16 vs. 4,7% no 1T15).

O **fluxo das actividades operacionais diminuiu €713M no período para €565M no 1T16.** Os **recebimentos futuros da actividade regulada** subiram €91M vs. Dez-15, incluindo: i) um aumento de €184M proveniente das nossas actividades reguladas em Portugal e ii) uma redução de €93M de activos regulados das nossas actividades de distribuição no Brasil. Os **outros investimentos em fundo de maneio,** totalizaram -€295M no 1T16, incluindo i) um ganho de +€61M decorrente da venda de Pantanal no Brasil, de um decréscimo nas dívidas a fornecedores, e um aumento dos recebíveis fruto do acréscimo da actividade do Grupo.

O investimento operacional de expansão totalizou €127M no 1T16, traduzindo os trabalhos de construção de nova capacidade hídrica e eólica. De notar que a **variação de fundo de maneio de fornecedores de imobilizado** está maioritariamente relacionada com as actividades de construção e desenvolvimento de projectos de energia renovável na EDPR.

Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €292M no 1T16, reflectindo essencialmente a venda de uma participação minoritária em parques eólicos nos EUA (€279M), a venda de Pantanal pela EDPB (€83M) e a aquisição de participação adicional na Portgás (€44M).

No dia 19 de Abril de 2016, a Assembleia Geral de Accionistas da EDP aprovou o pagamento do dividendo anual de 2015 para o dia 18 de Maio no montante de €676M (ou €0.185/acção, estável em relação ao ano anterior).

Os recebimentos de Parceiros Institucionais reflectem o estabelecimento de uma nova parceria de financiamento nos EUA relativa ao parque eólico de 199MW de Waverly (€216M), cujo impacto na dívida líquida foi parcialmente mitigado pela retenção de benefícios fiscais por investidores institucionais (€51M).

As **variações cambiais** reflectem o impacto de uma depreciação do Dólar americano face ao Euro de -5%.

Em conclusão, a **dívida líquida** diminuiu €378M vs. Dez-15 para €17,0MM a Mar-16.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada

Activo (€ M)	Mar. vs. Dez.		
	Mar-16	Dez-15	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	22.469	22.774	-304
Activos intangíveis	5.526	5.525	2
Goodwill	3.358	3.389	-30
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	880	1.028	-148
Impostos, correntes e diferidos	582	587	-5
Inventários	208	204	4
Clientes, líquido	2.143	1.997	147
Outros activos, líquido	5.793	5.708	84
Depósitos colaterais	89	80	10
Caixa e equivalentes de caixa	1.569	1.245	323
Total do Activo	**42.619**	**42.537**	**82**

Capital Próprio (€ M)	Mar-16	Dez-15	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.950	8.670	280
Interesses não controláveis	3.692	3.452	240
Total do Capital Próprio	**12.642**	**12.121**	**521**

Passivo (€M)	Mar-16	Dez-15	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	19.258	19.271	-12
Médio e longo prazo	*16.268*	*15.654*	*614*
Curto prazo	*2.991*	*3.617*	*-626*
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.791	1.823	-33
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.260	1.165	95
Provisões	514	506	8
Impostos, correntes e diferidos	1.495	1.312	182
Proveitos diferidos de invest. institucionais	739	791	-52
Outros passivos, líquido	4.920	5.547	-626
Total do Passivo	**29.976**	**30.415**	**-439**
Total do Capital Próprio e Passivo	**42.619**	**42.537**	**82**

Benefícios aos Empregados (€M) (1)	Mar-16	Dez-15	Δ Abs.
Pensões (2)	848	883	-36
Actos médicos e outros	943	940	3
Benefícios aos Empregados	**1.791**	**1.823**	**-33**

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Mar-16	Dez-15	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	2.191	2.021	171
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	229	216	13
Espanha	70	70	-
Brasil	77	170	-93
Receb. Futuros da Actividade Regulada	**2.568**	**2.477**	**91**

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €0,3MM vs. Dez-15, para €28MM a Mar-16, reflectindo essencialmente: -€0,3MM de amortizações do período e -€0,2MM devido à combinação da desvalorização do USD face ao EUR (-5%) e à valorização de 15% do BRL face ao EUR entre Dez-15 e Mar-16, que por sua vez foram mitigados pelo investimento operacional do período (€0,2MM). A Mar-16, existiam €2,7MM de imobilizado em curso (9% 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 €0,1MM vs. Dez-15, para €0,9MM a Mar-16, reflectindo: a conclusão da venda da central de Pantanal e da nossa posição na central a carvão Tejo Energia. 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-15, reflexo do imposto corrente do período, bem como pela contribuição extraordinária cobrada ao sector energético em Portugal (-€59M). O montante em **clientes e outros activos (líquidos)** aumentou €0,2MM vs. Dez-15 para €7,9MM a Mar-16, traduzindo sobretudo uma redução do valor bruto de recebimentos futuros da actividade regulada do período.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** subiu €91M vs. Dez-15, para €2,6MM a Mar-16, reflexo de uma aumento de €184M do montante originado em Portugal e de uma diminuição de €93M do montante procedente do Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** subiram para €9MM a Mar-16, reflectindo essencialmente o resultado líquido gerado no período (+€263M). **Os interesses não controláveis** aumentaram €0,2MM para €3,7MM a Mar-16, devido à venda por parte da EDPR de participações minoritárias em parques eólicos e à parte do resultado líquido da EDPR e EDPB que não pertencem aos accionistas da EDP.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €33M vs. Dez-15 para €1,791M a Mar-16, reflectindo o pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos no 1T16. O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, aumentou €147M vs. Dez-15, para €521M a Mar-16, reflectindo os benefícios apropriados pelos parceiros institucionais e pela conclusão de mais uma parceria no período, o que foi parcialmente mitigado pela depreciação do USD face ao EUR (-5%).

(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

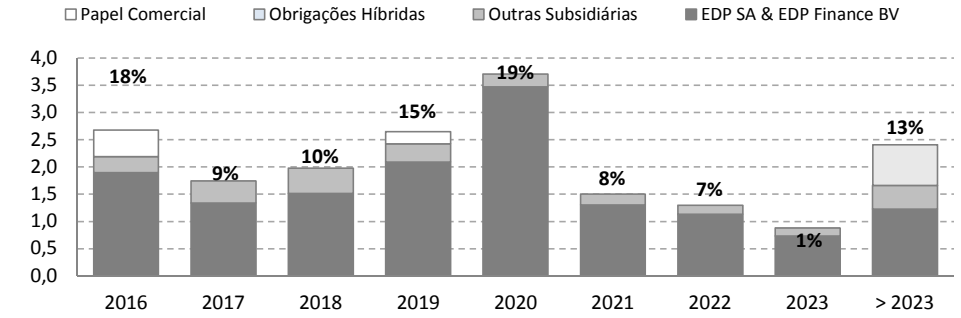
Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Mar-16	Dez-15	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.132	16.157	0%	-25
EDP Produção & Outros	114	115	-1%	-1
EDP Renováveis	1.088	1.080	1%	8
EDP Brasil	1.488	1.415	5%	73
Dívida Financeira Nominal	**18.821**	**18.767**	**0%**	**54**
Juros da dívida a liquidar	266	332	-20%	-66
"Fair Value"(cobertura dívida)	172	172	0%	0
Derivados associados com dívida (2)	(214)	(175)	-22%	-39
Depósitos colaterais associados com dívida	(89)	(80)	-12%	-10
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(376)	(381)	1%	5
Dívida Financeira	**18.579**	**18.635**	**0%**	**-56**
Caixa e Equivalentes	**1.569**	**1.245**	**26%**	**323**
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	761	680	12%	81
EDP Renováveis	392	299	31%	93
EDP Brasil	416	267	56%	149
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	**8**	**9**	**-10%**	**-1**
Dívida líquida do Grupo EDP	**17.002**	**17.380**	**-2%**	**-378**

Linhas de Crédito em Mar-16 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	Jun-19
Linha Crédito "Revolving"	500	16	250	Fev-20
Linha Crédito "Revolving"	175	2	175	2016
Linhas Crédito Domésticas	182	8	182	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	2016
Total Linhas Crédito	**4.107**		**3.857**	

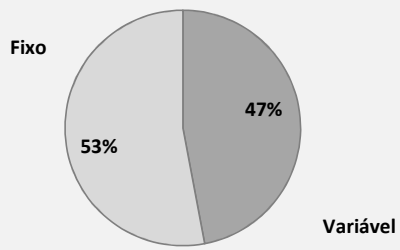
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	**BB+/Positive/B**	**Baa3/Stable/P3**	**BBB-/Stab/F3**
Último Relatório de Rating	14-10-2015	12-02-2016	05-11-2015

Rácios de Dívida	Mar-16 (3)	Dez-15
Dívida Líquida / EBITDA	4,2x	4,4x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	3,6x	3,8x

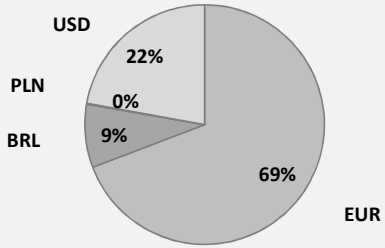
Maturidade da Dívida a Mar-16 (€ M) (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Mar-16 (1)



Dívida por Tipo de moeda - Mar-16 (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. Em Fev-16, a Moody's manteve a notação de rating da EDP em "Baa3" com Outlook 'Estável'. Esta afirmação do rating da EDP ocorreu no seguimento da revisão do rating da EDP e de outras empresas Europeias do sector ao clima de mercado, reflectindo a menor exposição da EDP ao risco de diminuição de preços da electricidade, bem como a sua flexibilidade financeira.

No que se refere às **principais operações de reembolso e refinanciamento**, em Fev-16 a EDP reembolsou €750M respeitantes a uma obrigação com cupão de 5,875%, na maturidade. Em Mar-16, a EDP emitiu um empréstimo obrigacionista de €600M, com vencimento em Mar-23, e cupão de 2,375%. Esta emissão está em linha com a política financeira do grupo de alargar o prazo médio da divida contribuindo para a melhoria das métricas de crédito da EDP e execução dos objectivos de desalavancagem financeira.

Em Mar-16, a **maturidade média da dívida** era de 4,8 anos (excluindo a 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 €2,3MM incluindo i) €0,5MM de empréstimos obrigacionistas com vencimento no 1S16; ii) €1,0MM de empréstimos obrigacionistas com vencimento no 2S16, e iii) €0,8MM de outras linhas de crédito com vencimento ao longo do ano. As necessidades de refinanciamento totalizaram €1,3MM em 2017 e 1,5MM em 2018 consistindo na sua maioria em empréstimos obrigacionistas. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,4MM a Mar-16. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2018.

(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 €4.065M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%;

Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico

Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T16	1T15	Δ%	1T16	1T15	Δ%	1T16	1T15	Δ%
Hidroeléctrica	5,9	3,5	72%	13,1	10,6	23%	19,0	14,1	35%
Nuclear	-	-	-	13,8	15,2	-9%	13,8	15,2	-9%
Carvão	2,4	3,1	-24%	6,0	10,4	-42%	8,4	13,6	-38%
CCGT	0,7	0,5	48%	4,5	5,6	-20%	5,2	6,1	-15%
Fuel/gas/diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Bombagem	(0,4)	(0,4)	9%	(2,0)	(1,5)	36%	(2,5)	(1,9)	31%
Regime Convencional	**8,6**	**6,7**	**28%**	**35,3**	**40,3**	**-13%**	**43,9**	**47,0**	**-7%**
Eólica	4,1	3,7	11%	17,1	15,7	9%	21,3	19,4	9%
Outras	2,6	2,5	3%	9,8	10,1	-4%	12,3	12,6	-2%
Regime Especial	**6,7**	**6,2**	**8%**	**26,9**	**25,9**	**4%**	**33,6**	**32,1**	**5%**
Importação/(exportação)	(2,3)	0,3	-	1,7	(1,5)	-	(0,6)	(1,2)	-52%
Consumo Referido à Emissão	**13,0**	**13,2**	**-1,3%**	**63,8**	**64,7**	**-1,3%**	**76,8**	**77,8**	**-1,3%**
Corrigido temperatura, dias úteis			0,7%			-6,0%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T16	1T15	Δ%	1T16	1T15	Δ%	1T16	1T15	Δ%
Procura convencional	10,0	11,0	-8%	77,5	79,9	-3%	87,5	90,8	-4%
Procura para produção electricidade	1,5	1,1	43%	11,6	13,6	-15%	13,1	14,7	-11%
Procura Total	**11,6**	**12,0**	**-4%**	**89,1**	**93,5**	**-5%**	**100,6**	**105,5**	**-5%**

A procura de electricidade na P. Ibérica caiu 1,3% no 1T16 face ao 1T15, com uma contribuição semelhante de Portugal e Espanha. Em Espanha (84% do total), a procura ajustada de temperatura e dias úteis caiu 6% face ao 1T15. Em Portugal (16% do total), a procura ajustada de temperatura e dias úteis foi 0,7% superior no 1T16 face ao 1T15.

A capacidade instalada na P. Ibérica cresceu 1% no 1T16 (+1,1GW), essencialmente suportada pela adição de nova capacidade hídrica (+0,4GW em Portugal; +0,9GW em Espanha) e, de forma menos significativa, ao novo regime de capacidade na P. Ibérica (maioritariamente eólica). Este acréscimo foi algo compensado pelo encerramento de centrais de cogeração em Espanha. Em Portugal, a central hídrica do Baixo Sabor (172MW, dos quais 30MW estão operacionais desde o 1T15) e Salamonde (207MW) iniciaram operações no 1T16.

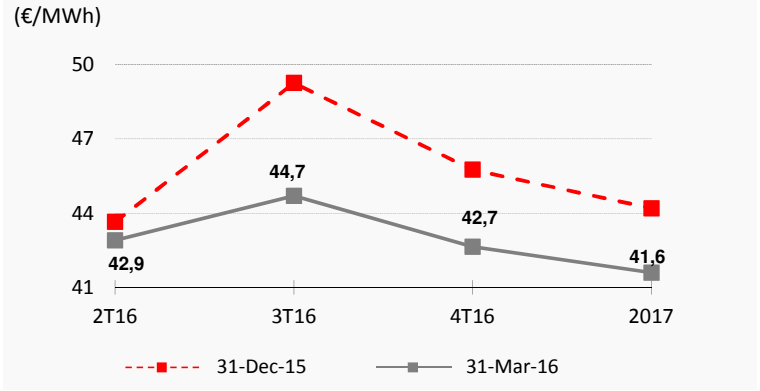
A procura residual térmica (PRT) caiu 37% (-6TWh) no 1T16 face ao 1T15, suportada por: i) aumento de 4,4TWh face ao 1T15 na produção hídrica (líquido de bombagem), resultante do tempo muito seco (hidraulicidade em Portugal 45% abaixo da média e em Espanha +20%); (ii) 1,8TWh de acréscimo na produção eólica decorrente de recursos eólicos estáveis face ao 1T15 (16% acima da média do ano); iii) 1TWh de queda na procura bruta na P. Ibérica; e iv) 0,7TWh aumento das importações. A produção de energia nuclear caiu 1,4TWh face ao 1T15. Desta forma, a produção a carvão caiu 38% face ao 1T15 (-5TWh) e a nas CCGT caiu 15% face ao 1T15 (-0,9TWh). De modo geral, os recursos hídricos e eólicos mais fortes substituiram a capacidade térmica no 1T16, conduzindo a um decréscimo do factor médio de utilização tanto no carvão (-20pp face ao 1T15 para 33%) e nas CCGT (-1pp face ao 1T15 para 8%).

O preço médio à vista em Espanha desceu 34% no 1T16, para €31/MWh, tanto em Espanha como em Portugal. O preço médio de CO_2 caiu 20% no 1T16 face a 1T15, para €5,6/ton no 1T16.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo caiu 5% no 1T16 face ao 1T15, em linha com a queda da procura convencional (87% do consumo total). A procura de gás para produção de electricidade (-11% face ao 1T15) traduz o menor número de horas úteis nas CCGTs.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1T16	1T15	Δ%
Hídrica	23,5	22,2	6%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,5	11,7	-2%
CCGT	28,8	28,8	0%
Fuel/gas/diesel	0,5	0,8	-37%
Regime Convencional	**71,2**	**70,4**	**1%**
Eólica	28,0	27,8	1%
PRE's (outras)	20,1	20,0	1%
Regime Especial	**48,1**	**47,8**	**1%**
Total	**119,3**	**118,2**	**1%**

Preços de Electricidade a prazo no Mercado Ibérico (OMIP)



Factores Chave	1T16	1T15	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,45	0,74	96%
Espanha	1,20	0,90	33%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,16	1,14	2%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	30,5	46,0	-34%
Espanha	30,7	45,9	-33%
Direitos de emissão de CO2, €/ton (1)	5,6	7,0	-20%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	45,3	60,6	-25%
Gás NBP, €/MWh (1)	13,5	22,0	-39%
Brent, USD/Barril (1)	33,9	54,0	-37%
EUR/USD (1)	1,10	1,13	-2%

Fontes: EDP, REN, REE, Enagas, OMEL, OMIP; (1) Média no período; (2) Preço final inclui preço à vista e custos de sistema (garantia de potência, serviços de sistema).

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

DR Operacional (€ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	**206**	**253**	**-19%**	**-47**
Receitas no mercado (i)	172	227	-24%	-54
Desvio anual (ii)	61	64	-5%	-3
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(27)	(38)	29%	+11
Custos Directos: CAE/CMEC	**72**	**83**	**-13%**	**-11**
Carvão	35	52	-33%	-17
Fuel	1	1	8%	+0
CO2 e outros custos (líquidos)	36	30	20%	+6
Margem Bruta CAE/CMEC	**134**	**170**	**-21%**	**-36**
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	2	3	-18%	-0
Mini-hídricas	25	13	90%	+12
Margem Bruta Regime Especial	**27**	**15**	**73%**	**+11**
Custos Operacionais Líquidos (1)	28	33	-14%	-5
EBITDA	**133**	**153**	**-13%**	**-20**
Amortizações & provisões líquidas	33	39	-17%	-6
EBIT	**100**	**114**	**-12%**	**-14**
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Líq.) (2)	(6)	(0)	-1515%	-5
Empregados (#)	1.073	1.153	-7%	-80

CAE/CMEC: Dados-chave	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,05	1,04	1%	+0,0
Carvão	1,07	1,07	-0%	-0,0
Capacidade Instalada (MW)	**3.843**	**4.470**	**-14%**	**-627**
Hídrica	2.663	3.290	-19%	**-627**
Carvão	1.180	1.180	-	**-**
Output (GWh)	**4.627**	**4.151**	**11%**	**+476**
Hydro	2.854	1.903	50%	+951
Coal	1.773	2.248	-21%	-475

Regime Especial: Dados-chave	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	**337**	**222**	**51%**	**+114**
Mini-hídricas Portugal	259	138	88%	+121
Térmica em Portugal	52	52	1%	+0
Térmica em Espanha	26	33	-22%	-7
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	95	94	1%	+1
Térmica em Portugal (3)	28	22	29%	+6
Térmica em Espanha	42	43	-1%	-0

Investimento Operacional (€M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	1	3	-54%	-2
Regime Especial	0	0	-50%	-0
Total	**2**	**4**	**-54%**	**-2**

O **EBITDA da produção contratada de L.P.** caiu 13% (-€20M face ao 1T15), para €133M no 1T16, impactado pela transferência de 7 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do término dos respectivos PPAs (margem bruta de €19m no 1T15). Estas centrais têm capacidade instalada de 627MW e uma produção anual de 1,7TWh (num ano hídrico médio).

A **margem bruta de CAE/CMEC** desceu 21% face ao 1T15, para €134M no 1T16, como resultado do término dos PPAs acima referidos em Dez-15 e da depreciação da base de activos num contexto de inflação muito baixo e resultados adversos com o abastecimento de combustíveis, decorrente da queda dos preços de mercado de CO2 e combustíveis entre o momento da aquisição e do consumo. Note-se que em resultado da nossa estratégia de cobertura de risco decorrente destas variações através de produtos derivados, este impacto é compensado ao nível de resultados financeiros.

O **desvio anual** entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €61M no 1T16. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €36M no 1T16, uma vez que a maior produção (50% acima da referência CMEC) devido à hidraulicidade 45% acima de um ano hídrico médio, foi mitigada por um preço médio realizado 53% abaixo da referência do CMEC e um impacto negativo da baixa inflação. Por sua vez, a margem bruta total da central a carvão de Sines ficou €25M abaixo da referência CMEC no 1T16, reflexo de uma produção abaixo da referência CMEC.

A **margem bruta no regime especial** aumentou €11M face ao 1T15, para €27M no 1T16, em consequência do aumento em 88% na produção, suportado pelos recursos hídricos.

Os custos operacionais líquidos(1) caíram 14% face ao 1T15, para €28M no 1T16, reflexo da transferência para o nosso portfolio de mercado da capacidade hídrica cujos PPAs terminaram em 2015 e de efeitos sazonais favoráveis.

As **amortizações líquidas e provisões** ascenderam a €33M no 1T16, reflectindo uma menor base de activos PPA/CMEC.

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. (Líq.); (2) Inclui um ganho realizado de €10M em 2015 e um custo de €7M de ganho em 2016;

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico

DR Operacional (€ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**350**	**233**	**50%**	**+116**
Produção de electricidade	265	165	61%	+100
Portugal	148	85	74%	+63
Espanha	125	82	52%	+43
Ajustamentos	(8)	(2)	343%	-6
Comercialização de electricidade	54	47	16%	+8
Comercialização de gás	26	21	24%	+5
Ajustamentos	4	(0)	-	+4
Custos Operacionais Líquidos (1)	145	131	10%	+13
EBITDA	**205**	**102**	**101%**	**+103**
Provisões	(0)	(1)	-99%	+1
Amortizações e imparidades	59	50	19%	+9
EBIT	**146**	**54**	**172%**	**+92**

Performance Electricidade	1T16	1T15	Δ%	1T16	1T15	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade	5.652	4.698	20%	14,8	27,3	-46%
Compras de Electricidade	9.813	8.950	10%	39,3	55,8	-30%
Fontes de Electricidade	**15.465**	**13.647**	**13%**	**31,2**	**47,1**	**-34%**
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	302	360	-16%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	9.510	8.655	10%	60,4	63,7	-5%
Mercado Grossista	5.653	4.632	22%	42,5	58,7	-28%
Destinos de Electricidade	**15.465**	**13.647**	**13%**	**52,7**	**60,3**	**-13%**

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1T16	1T15	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	21,5	13,3	62%	+8,2
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	(2,2)	(0,5)	-378%	-1,8
Margem Unitária (€/MWh)	19,3	12,8	51%	+6,5
Volume Total (TWh)	15,5	13,6	13%	+1,8
Fontes & Destinos Electricidade	**298**	**175**	**71%**	**+123**
Outros (5)	**22**	**38**	**n.a.**	**-16**
Total	**320**	**212**	**51%**	**+108**

Destinos de Gás (TWh)	1T16	1T15	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	1,1	1,3	-16%	-0,2
Vendido no mercado grossista de gás	2,8	3,4	-20%	-0,7
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	4,0	4,7	-16%	-0,7
Total	**7,8**	**9,4**	**-17%**	**-1,6**

O **EBITDA das actividades liberalizadas** subiu €97M face ao 1T15, para €205M no 1T16, suportado a um custo médio de geração mais baixo, devido a uma forte recuperação nos recursos hídricos e produção (peso de 62% no mix de geração no 1T16 vs. 40% em 1T15); e por um aumento dos resultados com gestão de energia, na sequência de um contexto de preços baixos e com grande volatilidade no 1T16.

Com o término dos PPAs de 7 centrais hídricas em Dez-15, 627MW de capacidade hídrica foram transferidos do portfólio de Produção Contratada L.P. (0.5TWh in 1T15) para o portfólio de Produção Liberalizada, com €22M de margem bruta no 1T16.

A **margem bruta no negócio de electricidade** subiu 51% no 1T16, para €320M, suportado por um acréscimo da margem média unitária (aumentou de €12,8/MWh no 1T15 para €19,3/MWh no 1T16) e nos volumes vendidos (+13% face ao 1T15).

Margens [2][3]**:** A margem média antes de coberturas melhorou em €8/MWh no 1T16, para €21/MWh, sobretudo alavancada por um mix menos oneroso nas origens da electricidade vendida. O **custo médio da electricidade vendida** desceu 34% face ao 1T15, para €31/MWh no 1T16, suportado por um custo médio de produção mais baixo (-46% face ao 1T15, resultado da maior contribuição hídrica) e de um custo médio de electricidade comprada mais baixo, consequência de preços mercado mais baixos no período. O **preço médio da electricidade vendida** desceu 13% no 1T16, devido: (i) o preço médio de venda a clientes finais decresceu 5%, em função de custos de electricidade mais baixos; e (ii) o preço médio de venda em mercado grossista desceu 28% (reflectindo a descida dos preços no mercado à vista).

Volumes: O volume vendido cresceu 13% para 15TWh no 1T16, reflexo do acréscimo de electricidade vendida a clientes finais (+10%) e no mercado grossista (+22%). A nossa produção satisfez 59% do total das vendas a clientes finais.

Os **custos operacionais líquidos** aumentaram 15% face ao 1T15 (+€19M), reflectindo a expansão do nosso portfólio hídrico (novas adições de capacidade e capacidade transferida do portfólio de Produção Contratada L.P.

No 1T16, o **volume de gás consumido** caiu 17%, devido à diminuição das horas de produção das nossas CCGTs, escassas oportunidade de arbitragem no mercado grossista e queda de volume vendido a clientes.

A EDP está a adaptar a sua estratégia de coberturas às actuais condições de mercado, fazendo uso da flexibilidade proporcionada pela gestão integrada de operações de electricidade e gás no mercado ibérico. Assim, a EDP maximizou o consumo de gás na produção de electricidade, na venda de gás em mercados grossista/retalhista, tendo já fechado margem para mais de 90% do gás comprometido em 2016. De igual forma a EDP fechou posição para toda a produção a carvão esperada em 2016. Paralelamente, a EDP fechou vendas de electricidade a clientes finais c32TWh, com um preço médio c€55/MWh em 2016 (excluindo 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) + Outros custos operac. (Líq.); (2) Inclui custos com combustíveis, custos com CO2 líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema; (3) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema; (4) Inclui resultados de cobertura de electricidade;
(5) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico

DR Operacional (€ M)	1T16	1T15	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	**265**	**165**	**61%**	**+100**
Portugal	148	85	74%	+63
Espanha	125	82	52%	+43
Ajustamentos	(8)	(2)	343%	-6
Fornecimentos e serviços externos	16	15	6%	+1
Custos com pessoal	13	13	-3%	-0
Custos com benefícios sociais	-	0	-	-0
Outros custos operacionais (líq.)	61	51	19%	+10
Custos Operacionais Líquidos (1)	**90**	**80**	**13%**	**+10**
EBITDA	**176**	**86**	**105%**	**+90**
Provisões	0	(2)	-	+2
Amortizações e imparidades	57	48	18%	+9
EBIT	**119**	**39**	**203%**	**+80**
Empregados (#)	**594**	**593**	**0%**	**+2**

Dados-chave	1T16	1T15	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	**5.668**	**4.709**	**20%**	**+959**
CCGT	465	411	13%	+54
Carvão	1.333	2.058	-35%	-725
Hidroeléctrica	3.540	1.910	85%	+1.630
Nuclear	330	331	-0%	-1
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	**14,8**	**27,3**	**-46%**	**-12,6**
CCGT	77,4	99,9	-22%	-22,5
Carvão	28,7	37,2	-23%	-8,5
Hidroeléctrica	2,1	4,8	-56%	-2,7
Nuclear	5,1	4,4	16%	+0,7
Factores de Utilização (%)				
CCGT	6%	5%	-	1p.p.
Carvão	50%	65%	-	-15p.p.
Hidroeléctrica	46%	36%	-	10p.p.
Nuclear	98%	99%	-	0p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	2,0	2,8	-27%	-0,8

Investimento Operacional (€ M)	1T16	1T15	Δ%	Δ Abs.
Expansão	37	87	-57%	-49
Manutenção	9	4	139%	+5
Total	**47**	**91**	**-48%**	**-44**

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.

O nosso portfólio de geração convencional na P. Ibérica cresceu 10% face ao 1T15, para 8.624MW em Mar-16, reflectindo: i) o arranque de exploração comercial em Salamonde 2 (207MW em Jan-16), o comissionamento integral de Baixo Sabor (142MW em Jan-16, a acrescer aos 30MW iniciais e comissionados no 1T15); ii) o encerramento de Soto 2 em Jan-16 (239MW); e iii) a transferência em Jan-16 de 7 centrais hídricas (627MW, 'centrais ex-PPA'), para o portfólio de mercado, no seguimento do final dos PPAs respectivos.

A **produção** das nossas centrais de geração (não ajustada de volumes de bombagem) subiu 20% no 1T16, sobretudo devido ao forte aumento na produção hídrica como consequência de maiores recursos hídricos e da contribuição de 'centrais ex-PPA', em Jan-16 (1,0TWh output in 1T16). A subida na produção hídrica foi parcialmente compensada por menor produção nas centrais a carvão (-0,7TWh). O **custo médio de produção** desceu 46%, homologamente, para €15/MWh no 1T16, suportado pelo aumento do peso no mix de produção da tecnologia hídrica, mais barata: 62% do total da geração no 1T16 vs. 40% no 1T15.

Carvão: A **produção** caiu 35% no 1T16, afectada pelos fortes recursos hídricos e eólicos na P. Ibérica no trimestre. O **factor médio de utilização** caiu 15p.p., para 50% no 1T16. O **custo médio da produção** decresceu 23%, para €29/MWh, em particular devido a um menor custo do carvão e CO_2.

CCGTs: A **produção** aumentou 13% no 1T16, devido a um custo marginal mais competitivo vis-a-via carvão. Consequentemente, o factor médio de utilização aumento 1pp para 6%. O **custo médio de produção** caiu 22% face ao 1T15, para €77/MWh no 1T16, suportado por uma maior diluição dos custos fixos de gás.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica aumentou 85% no 1T16 (+1,6GWh), devido à contribuição das centrais ex-PPA (1,0TWh), a contribuição da nova capacidade hídrica e os fortes recursos hídricos, particularmente no Norte/Centro de Portugal. O **custo médio de produção hídrica** caiu de €4,8/MWh no 1T15 para €2,1/MWh no 1T16, reflectindo uma maior diluição dos custos da actividade de bombagem num contexto de altos níveis de reservas hídricas. A nossa participação de 15.5% na produção nuclear da central de Trillo correspondeu a um factor médio de utilização de 98% no 1T16.

Os **custos operacionais líq.**(1) subiram €10M face ao 1T15, para €90M no 1T16, impulsionados pelo aumento nos impostos e taxas na Península Ibérica. Mesmo assim, de referir o rigoroso controlo de custos, que permitiu mitigar o impacto da expansão de portfólio. As **amortizações líquidas aumentaram** €9M, para €57M, impactadas pelas adições de capacidade.

O **investimento operacional** caiu €44M face ao 1T15, para €47M no 1T16, suportado pela diminuição do investimento operacional de expansão dedicado à nova capacidade hídrica em Portugal, no seguimento da entrega de nova capacidade. Mesmo assim, a maioria da capacidade ainda é dedicada a Portugal, enquanto o investimento operacional de manutenção ascendeu a €9M no 1T16. A Mar-16, estavam 2 projectos em construção: Venda Nova 3, com arranque previsto para o 2S16 e Foz-Tua, com data de arranque esperada para o final de 2016/início de 2017. Também é importante fazer menção aos investimentos em DeNOx feitos pela EDP: como parte dos planos de investimento, é expectável que estas centrais efectuem uma paragem de c2 meses, no 2T16 e 4T16. Em relação à restante capacidade a carvão no mercado liberalizado, importa mencionar que Aboño I continuará a funcionar (sem DeNOx).

(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			
	1T16	1T15	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	**34**	**37**	**-8%**	**-3**
Fornecimentos e serviços externos	15	14	2%	+0
Custos com pessoal	3	3	7%	+0
Custos com benefícios sociais	0	0	-48%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	7	9	-20%	-2
Custos Operacionais Líquidos (1)	**25**	**27**	**-5%**	**-1**
EBITDA	**9**	**10**	**-16%**	**-2**
Provisões	-	0	-	-0
Amortizações e imparidades	1	1	-28%	-0
EBIT	**8**	**10**	**-13%**	**-1**

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	1T16	1T15	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	**43**	**31**	**37%**	**+12**
Fornecimentos e serviços externos	24	18	32%	+6
Custos com pessoal	3	3	10%	+0
Custos com benefícios sociais	0	-	-	+0
Outros custos operacionais (líq.)	3	5	-24%	-1
Custos Operacionais Líquidos (1)	**30**	**25**	**19%**	**+5**
EBITDA	**12**	**6**	**116%**	**+7**
Provisões	(0)	-	-	-0
Amortizações e imparidades	2	1	114%	+1
EBIT	**10**	**5**	**117%**	**+6**

Dados-chave	1T16	1T15	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	4.114	3.431	20%	+683
Quota de Mercado (%)	9%	7%	-	1p.p.
Clientes (mil)	793	730	9%	+63
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	140	149	-6%	-9
Clientes (mil)	235	245	-4%	-10
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	5.398	6.828	-21%	-1.429
Quota Mercado (%) (2)	4%	4%	-	0p.p.
Clientes (mil)	840	830	1%	+10
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	4.830	4.644	4%	+186
Quota de Mercado (%) (3)	44%	45%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	3.803	3.303	15%	+500
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	1.342	1.337	0%	5
Quota Mercado (%) (2) (4)	11%	10%	-	0p.p.
Clientes (mil)	532	430	24%	+102
Investimento Operacional (€ M)	**1**	**2**	**-34%**	**-1**
Empregados (#)	**356**	**326**	**9%**	**+30**

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 €3M face ao 1T15, para €34M no 1T16, influenciada por menores volumes no negócio de gás.

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre aumentou 20% no 1T16 face ao 1T15, devido à expensão de 9% do portfólio de clientes. A quota de mercado (incluindo apenas volume de retalho) aumentou 1pp face ao 1T15, para 9% no 1T16.

O **volume de gás** vendido caiu 21% para 5TWh no 1T16, reflexo da estratégia da EDP de enfoque nos segmentos mais atractivos e condições meteorológicas mais amenas. A quota de mercado (incluindo apenas volume de retalho) manteve-se estável face ao 1T15, em 4% no 1T16.

Os **custos operacionais líquidos** recuaram 5% face ao 1T15, para €25M no 1T16, devido a alguns efeitos sazonais e controlo de custos.

Comercialização de Energia em Portugal

Evolução do Mercado – O forte ritmo de passagem de clientes para o mercado livre em 2014/15 está reflectido da situação corrente: no final de Jan-16m o número de clientes no mercado livre tinha subido para 4,5 milhões, elevando o consumo total no mercado livre a 90% do consumo total.

A **margem bruta da EDP na actividade de comercialização em Portugal** subiu 37% (+€12M face ao 1T15), para €43M no 1Q16, impulsionada por um acréscimo do volume comercializado de electricidade e gás e uma maior penetração dos serviços de energia.

O **volume de electricidade** fornecido a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 4% face ao 1T15, para 4,8TWh no 1T16, impulsionado pela expansão de 15% da base de clientes. A quota de mercado no mercado livre desceu 1pp face ao período homólogo, para 44% em Jan-16, em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PMEs mais atractivos.

O **volume de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal manteve-se estável, em 1,3TWh no 1T16. O forte ritmo de liberalização da distribuição 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 532 mil em Mar-16, correspondendo a +102 mil face ao 1T15. A nossa quota de mercado manteve-se estável, situando-se em 10,5% a Jun-15 (de acordo com os dados mais recentes da ERSE).

Os **custos operacionais líquidos** subiram €5m face ao 1T15, para €30m no 1T16, reflexo da expansão do portfólio (maiores custos com serviços a clientes como sejam call centers, facturação, provisionamento) e aumento do peso de clientes residenciais no portfólio.

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

(2) Quota de mercado no mercado retalhista (exclui vendas grossistas); (3) Dados a Jan-16; Com base na informação disponível mais recente: Jun-15 e Dez-14.

EDP Renováveis: Performance Financeira

Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**452**	**375**	**21%**	**+77**
Forn. e serviços externos	69	65	6%	+4
Custos com Pessoal	24	17	38%	+7
Outros custos operac. (líq.)	(19)	(2)	768%	-17
Custos Operacionais Líq. (1)	**73**	**80**	**-8%**	**-7**
EBITDA	**379**	**295**	**29%**	**+84**
Provisões	-	-	-	-
Amortizações e imparidades	147	124	19%	+24
EBIT	**232**	**171**	**35%**	**+60**
Resultados financeiros	(74)	(72)	3%	-2
Resultados em associadas	(7)	9	-	-16
Resultados Antes de Impostos	**151**	**108**	**39%**	**+42**

Opex Performance	1Q16	1Q15	Δ %	Δ Abs.
Opex/MW Médio (€mil)	10,0	10,2	-2%	-0
Empregados (#)	1.036	938	10%	+98

Dados Gerais	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	**9.351**	**8.149**	**15%**	**+1202**
Europa	4.915	4.231	16%	+684
América do Norte	4.233	3.835	10%	+398
Brasil	204	84	143%	+120
Electric. Produzida (GWh)	**7.535**	**5.786**	**30%**	**+1750**
Factor méd. utilização (%)	**38%**	**34%**	**-**	**4 p.p.**
Preço méd. venda (€/MWh)	**61**	**65**	**-7%**	**-5**
EBITDA (€ M)	**379**	**295**	**29%**	**+84**
Europa (2)	228	181	26%	+47
América do Norte	153	115	33%	+38
Brasil	3	3	-8%	-
Outros & Ajustam.	(4)	(4)	-7%	+
EBIT (€ M)	**232**	**171**	**35%**	**+60**
Europa (2)	154	124	24%	+30
América do Norte	81	50	60%	+30
Brasil	1	1	8%	+
Outros & Ajustam.	(4)	(4)	-5%	+
Investim. Operac. (€ M)	**89**	**162**	**-45%**	**-73**
Europa (2)	20	20	-2%	-
América do Norte	63	116	-46%	-53
Brasil	6	27	-	-21
Outros & Ajustam.	-	-	-	-

Dados da Acção	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	7,25	6,40	13%	0,9
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	7	334	-98%	-327
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	3.095	3.188	-3%	-93
Dívida Líquida	**3.414**	**3.522**	**-3%**	**-108**
Interesses não controláveis	**1.053**	**557**	**89%**	**+497**
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	**1.260**	**1.184**	**6%**	**+75**
Valor Contabilístico	**6.041**	**5.897**	**2%**	**+144**
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,14	1,08	-5%	0,06

Resultados Financeiros (€ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(47)	(53)	11%	+6
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(24)	(20)	-22%	-4
Custos capitalizados	6	7	-18%	-1
Diferenças Cambiais e Derivados	2	2	0%	-0
Outros	(10)	(8)	-	-2
Resultados Financeiros	**(74)**	**(72)**	**-3%**	**-2**

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Mar-16, a EDPR operava 9,707MW, 356MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com CAEs contratados ou tarifas garantidas (89% da produção); e está geograficamente disperso: 40% na América do Norte, 22% em Portugal, 14% em Espanha, e o remanescente em França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil.

O EBITDA da EDPR cresceu 29% (+€84M), para €379M no 1T16, reflectindo: i) a maior produção; ii) o rendimento de novas parcerias institucionais durante o período; iii) o impacto positivo líquido de €6M com o ganho de capital relativo a parques eólicos na Polónia e; e iv) o efeito cambial (apreciação de 2% do USD vs. EUR); o que mais do que compensou a diminuição do preço médio, e o aumento dos custos operacionais (+€11M) dada a maior capacidade em operação.

A **produção** cresceu 30% para 7,5TWh face ao 1T15, suportado por um aumento de 15% na capacidade média em operação e recursos eólicos mais abundantes. O **factor médio de utilização** aumentou 4p.p. para os 38% no 1T16, a beneficiar de recursos eólicos excepcionais, particularmente nos Estados Unidos e na Ibéria. O **preço médio de venda** diminuiu 7% face ao 1T15 para os €61/MWh, impulsionado pela diminuição dos preços médios de venda em Espanha e diminuição do preço de mercado nos Estados Unidos.

Os **custos operacionais (fornecimentos e serviços externos + custos com pessoal)** subiram 12% face ao 1T15 (+€11M), reflectindo o aumento do número de colaboradores (1.036 no 1T16 colaboradores vs. 938 no 1T15) e maiores custos de operação e manutenção (+€2M face ao 1T15), ambos resultantes do crescimento do portfólio de produção. Os custos operacionais representaram 27,5% do total das receitas no 1T16 vs 30,3% no 1T15, o que demonstra uma grande disciplina pela EDPR no controlo de custos. **Outros custos operacionais** (líquidos) diminuíram +€17M, reflexo dos novos acordos institucionais de investimento e menores custos com impostos

O **EBIT** aumentou 35% face ao 1T15, para €232M no 1T16. As amortizações e imparidades aumentaram (+€24M) em consonância com o aumento da média dos MWs em operação, e da consolidação integral dos activos da ENEOP pela EDPR desde Set-15.

O **investimento operacional** totalizou €89M no 1T16: 71% do total foi alocado à América do Norte, 22% à Europa e 7% ao Brasil. O encaixe obtido na estratégia de **rotação de activos** perfez €279M no 1T16.

A dívida líquida da EDPR a Mar-16 ascendeu a €3,4MM (vs. €3,7MM em Dez-15), reflexo do acordo de rotação de activos com a Axium em Jan-16, e a depreciação de 5% do USD no 1T16, na medida em que 40% da dívida está denominada em USD. Adicionalmente, a evolução da dívida líquida traduz o investimento no período, os resultados com parcerias institucionais (€164M). Os **passivos relativos a parcerias institucionais** ascenderam a €1.260M a Mar-16, reflectindo os benefícios fiscais captados por investidores (€51M), o estabelecimento de novas parcerias de financiamento durante o período, e a depreciação do USD. Os **interesses não controláveis** totalizaram €1.053M, reflectindo as participações minoritárias em activos na América do Norte (c78% do total), na Europa (c18%) e no Brasil (c4%).

Os **custos financeiros líquidos** subiram 3% para €74M no 1T16. Os juros líquidos pagos reduziram 11% face ao 1T15, devido ao menor custo médio da dívida (4,5% no 1T16 vs. 4,7% no 1T15), essencialmente devido à renegociação de parte da dívida de longo prazo com a EDP. Os **custos com parcerias institucionais** aumentaram €4M face ao 1T15, reflexo de novas parcerias institucionais. Os outros custos financeiros ascenderam a €10M. Os **Resultados em associadas** ascenderam a -€7M a Mar-16, reflectindo as participações minoritárias nos Estados Unidos e Espanha.

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

EDP Renováveis: América do Norte & Brasil

América do Norte	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,10	1,13	2%	-0,0
Capacidade instalada (MW)	**4.233**	**3.835**	**10%**	**+398**
CAE/Coberturas/Tarifa	3.489	3.284	6%	+205
Mercado	744	551	35%	+193
Factor médio de utilização (%)	40%	34%	-	6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	**3.694**	**2.808**	**32%**	**+886**
CAE/Coberturas/Tarifa	2.973	2.357	26%	+617
Mercado	721	451	60%	+270
Preço médio de venda (USD/MWh)	**48,1**	**52,2**	**-8%**	**-4,1**
CAE/Coberturas/Tarifa	49,5	52,9	-6%	-3,4
Mercado	41,0	48,3	-15%	-7
Margem Bruta Ajustada (USD M)	**234**	**193**	**21%**	**+41**
Margem Bruta (USD M)	173	145	19%	+28
Receitas PTC & Outras (USD M)	61	48	26%	+13
EBITDA (USD M)	**168**	**130**	**30%**	**+38**
EBIT (USD M)	89	57	56%	+32
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	**69**	**131**	**-47%**	**-62**
Inv. Operacional Bruto	69	131	-47%	-62
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	**450**	**399**	**13%**	**+51**

Brazil	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	4,30	3,22	-25%	+1,08
Capacidade instalada (MW)	**204**	**84**	**143%**	**+120**
Factor médio de utilização (%)	30%	25%	-	4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	54	46	19%	+9
Preço médio de venda (R$/MWh)	363	370	-2%	-7
Margem Bruta (R$ M)	19	16	17%	+3
EBITDA (R$ M)	**11**	**9**	**23%**	**+2**
EBIT (R$ M)	6	4	45%	+2
Investimento operacional (R$ M)	**26**	**86**	**-**	**-59**
Capacidade em construção (MW)	**-**	**120**	**-**	**-120**

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendeu a 4.233MW (MW EBITDA) em Mar-16 (4.203MW nos EUA, 30MW no Canada). As novas adições de capacidade nos últimos 12 meses (+398MW) concentraram-se nos EUA (2T15/4T15). Da capacidade instalada total (3,7GW), 87% está sob esquemas de remuneração contratada de longo prazo (CAE/Cobertura), que permite uma maior visibilidade na geração de fluxos de caixa. Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital noutros projectos eólicos, com uma capacidade equivalente de 179MW.

O **EBITDA aumentou 30% (+USD38M), para USD168M no 1T16 face ao 1T15,** suportado por: i) aumento da produção (+32% para 3,7 GWh) reflectindo o aumento da capacidade instalada nos últimos 12 meses (+392GWh) e ii) factores de utilização excepcionais (40% vs. 34% YoY) que mais do que compensou o menor preço médio de venda de USD48,1/MWh.

A **eolicidade** registada foi mais forte, (particularmente na região Este e Centro), justificando a subida em 6p.p. do factor médio de utilização no 1T16. O preço médio de venda foi impactado negativamente por preços CAE mais baixos, a par com a descida do preço realizado no mercado grossista. Os preços CAE/Coberturas/tarifas foram 6% inferiores face ao 1T15, situando-se nos 49,5/MWh no 1T16. Os preços de mercado desceram 15% face ao 1T15 para os USD41/MW no 1T16, na recuperação da maior disponibilidade dos recursos. No Canadá, o preço médio de venda foi de USD105/MWh (menor em termos homólogos) reflectindo essencialmente o impacto forex.

O crescimento da EDPR nos **EUA** assenta em projectos com CAE, que reforçam o perfil de baixo risco do grupo. A Mar-16, a EDPR tinha 398MW de **nova capacidade eólica** instalada nos EUA, +199MW em Waverly, Kansas; +100MW em Arbuckle, Oklahoma; +99MW en Rising Tree South, Califórnia; e 450MW de **capacidade eólica em construção** no México.

No âmbito da sua **estratégia de rotação de activos**, a EDPR encaixou USD308M no 1T16, pela venda à Axium de uma participação minoritária num portfólio de activos eólicas nos EUA com uma capacidade de produção de 1.002MW. Adicionalmente, no que respeita a **estruturas de financiamento com parceiros institucionais,** a EDPR recebeu USD240M no 1T16 da parceria acordada com a Google em Out-15, relativa ao parque eólico de Waverly nos EUA.

O EBITDA da EDPR no Brasil aumentou 23% face ao 1T15, para R$11M no 1T16, reflectindo a subida de +4p.p. no fator médio de utilização, para 30% no 1T16, que mitigou a descida de 2% no preço médio de venda (para os R$363/MWh no 1T16 vs. R$370 no 1T15) reflectindo uma taxa limite de receitas que afecta 70MW operados.

A capacidade instalada da EDPR no Brasil (204MW) opera ao abrigo de contratos de longo-prazo, permitindo grande visibilidade na geração de cash-flow. Da capacidade total instalada de 204MW, 120MW iniciaram a sua operação em Mar-16 (Baixa do Feijão). Adicionalmente, a Mar-16 a EDPR tinha 117MW em desenvolvimento para entrada em operação a Jan-18, com um preço CAE de R$109/MWh – preços são actualizados com base na inflação durente o período do CAE.

- 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	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	**2.194**	**2.194**	**0%**	**+0**
Factor médio de utilização (%)	35%	32%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	**1.658**	**1.499**	**11%**	**+159**
Prod. c/capac. complement (GWh)	1.527	1.392		
Produçao Standard (GWh)	1.137	1.137		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	391	255		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	131	107		
Preço médio de venda (€/MWh)	**62,5**	**70,9**	**-12%**	**-8**
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	26	26	0%	-
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	3,1	3,1		
Complemento (€M)	44	44,1		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	13,7	13,7		
Margem Bruta (€ M) (1)	103	119	-13%	-16
EBITDA (€M) (1)	**67**	**69**	**-3%**	**-2**
EBIT (€ M) (1)	34	36	-6%	-2
Capacidade instalada (MW Equity)	177	174	2%	+3
Investimento operacional (€ M)	**1**	**1**	**32%**	**+0**
Capacidade em construção (MW)	**-**	**2**	**-**	**-2**

Portugal	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	**1.247**	**624**	**100%**	**+623**
Factor médio de utilização (%)	38%	38%	1%	0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.039	505	106%	+534
Preço médio de venda (€/MWh)	90,9	107,7	-16%	-17
Margem Bruta (€ M)	94	55	72%	+40
EBITDA (€ M)	**82**	**47**	**74%**	**+35**
EBIT (€ M)	66	41	61%	+25
Capacidade instalada (MW Equity)	-	533	-	-533
Investimento Operacional (€ M)	**5**	**5**	**-3%**	**-0**
Capacidade em Construção (MW)	**2**	**6**	**-66%**	**-4**

Em Espanha, a **capacidade instalada** da EDPR manteve-se estável em 2.194MW (MW EBITDA) no 1T16, à qual acresceram 177MW, correspondentes à posição minoritária da EDPR noutros projectos eólicos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

Em Espanha, o EBITDA da EDPR caíu 3% no período (-€2M), para €67M no 1T16 suportado por um menor preço médio de venda de €62,5/MWh (-12% no 1T16 vs. 1T15) que foi parcialmente mitigado pelo aumento da produção. A **produção eólica aumentou** 11% face ao 1T15, para 1,7TWh no 1T16, reflexo de uma maior eolicidade no trimestre, e maior factor de utilização, situando-se nos 35% (+3p.p em termos homólogos). De salientar que 92% da produção gerada está abrangida pelo complemento de capacidade. O **preço médio de venda** foi impactado por: i) menor preço realizado em mercado (€25,6/MWh no 1T16 vs. €41,3/MWh no 1T15) influenciado pelo maior factor médio de utilização e originando ajustamentos regulatórios de €3,1M. Os ganhos com a capacidade contratada totalizaram €14m no período.

Com vista a reduzir a sua exposição à volatilidade dos preços de mercado, a EDPR cobriu 2,4TWh a €46/MWh para 2016 e 2,4TWh a €45/MWh para o ano 2017.

Em Portugal, a EDPR detém um portfolio de 1,247MW, incluindo 613MW, resultantes da consolidado integralmente da ENEOP desde 1-Set-15 e 2MW de capacidade solar. A CTG detém uma participação de 49% de 622MW de capacidade instalada em Portugal.

O EBITDA da EDPR em Portugal totalizou €82M no 1T16 (+€35M face ao 1T15), decorrentes da aquisição de controlo sobre alguns activos e passivos da ENEOP, o que mais do que duplicou a produção oriunda de Portugal (1.039GWh no 1T16 vs. 505GWh no 1T15). O **factor médio de utilização** permaneceu inalterado nos 38% - ainda assim, acima da média de longo prazo (factor de eolicidade: 1,16 no 1T16 vs 1T15). O **preço médio de venda** caiu 16% face ao 1T15 para os €91MWh no 1T16, devido ao menor preço das tarifas nos parques eólicos transferidos da ENEOP.

- 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.

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura.

EDP Renováveis: Resto da Europa

Resto da Europa	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	**1.473**	**1.413**	**4%**	**+61**
Factor médio de utilização (%)	34%	33%	1%	0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.090	928	17%	+162
Preço médio de venda (€/MWh)	86	88	-2%	-2
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	392	7%	+27
Factor médio de utilização (%)	29%	34%	-12%	-4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	306	273	12%	+33
Preço médio de venda (PLN/MWh)	364	401	-9%	-37
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,36	4,19	-4%	+0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	33%	33%	-1%	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	350	317	11%	+33
Preço médio de venda (RON/MWh)	338	311	9%	+27
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,49	4,45	-1%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	364	340	7%	+24
Factor médio de utilização (%)	39%	32%	20%	7 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	307	234	31%	+74
Preço médio de venda (€/MWh)	91	91	0%	-0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	171	161	6%	+10
Factor médio de utilização (%)	34%	35%	-2%	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	126	104	22%	+23
Preço médio de venda (€/MWh)	113	116	-3%	-3
Margem Bruta (€ M)	93	80	16%	+13
EBITDA (€ M)	**79**	**64**	**23%**	**+15**
EBIT (€ M)	56	48	16%	+8
Investimento Operacional (€ M)	**14**	**19**	**-27%**	**-5**
Capacidade em Construção (MW)	**24**	**75**	**-68%**	**-51**

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, o EBITDA cresceu 23% (+€15M) em termos homólogos para €79M, impulsionado por: i) +€6M de ganho de capital com a compra e venda de participações em parques eólicos da Polónia; ii) a maior capacidade média em operação (+14%); e iii) o maior factor médio de utilização (+1p.p. no 1T16 face ao 1T15), mas parcialmente mitigado por um preço médio de venda mais baixo (-2% face ao 1T15). A contribuir negativamente para o menor preço de venda no 1T16, esteve o preço na Polónia (-9%), Bélgica (-2%) e Itália (-4%).

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica +27MW no 1T16 (vs. 1T15) e -50MW (vs. Dec-15), resultado da venda de 60% da participação num parque eólico e aquisição da participação remanescente de 35% num parque que já consolidava integralmente. A **produção eólica** aumentou 12%, no 1T16 para os 306GWh, reflectindo: a maior capacidade média instalada e um menor factor médio de utilização (-5p.p. face ao 1T15). O preço médio de venda caiu 9% no período, para PLN364/MWh conduzido pelos preços de retalho.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A produção cresceu 11% face ao 1T15, para os 350MWh no 1T16 (69MWh dos quais provenientes de energia solar), impulsionada pelo aumento da capacidade média em operação e reflectindo um factor médio de utilização estável nos 33%. Por sua vez, o **preço médio de venda** aumentou 9%, para RON338/MWh no 1T16.

Em França, a EDPR adicionou 24MW nos últimos 12 meses (4T15), expandindo o portfólio para 364MW. A **produção eólica** aumentou 31% face ao 1T15, para 307GWh no 1T16, suportada pela maior capacidade média em operação e por um factor de utilização mais alto (39% vs. 32% no 1T15). A tarifa média do período foi €91/MWh, reflectindo a indexação da tarifa à taxa de inflação. Em Mar-16, a EDPR tinha +24MW **em construção** em França.

Na Bélgica, os 71MW em operação registaram uma subida de 17% na produção para os 54GWh, resultante de um aumento no factor médio de utilização +5p.p. em termos homólogos. O preço médio de venda diminuiu 2% para €108/MWh no primeiro trimestre, suportado pelo preço de electricidade de novos CAEs.

Em Itália, a EDPR opera uma capacidade total de 100MW de tecnologia eólica, reflectindo a adição de 10MW (concentrada no 3T15) durante o período. A produção eólica avançou +25% para os 73GWh, reflectindo mais capacidade média em operação, que mitigou a descida de 5p.p no factor médio de utilização para os 33%, no 1T16. O preço médio de venda foi 4% menor face ao 1T15, para €116/MWh no 1T16, 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 (PLN169.99/MWh in 2016) 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)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**417**	**431**	**-3%**	**-13**
Fornecimentos e serviços externos	84	86	-2%	-2
Custos com pessoal	31	32	-3%	-1
Custos com benefícios sociais	5	5	1%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	63	(16)	-	+79
Custos Operacionais Líquidos (1)	**183**	**107**	**72%**	**+76**
EBITDA	**234**	**324**	**-28%**	**-90**
Provisões	1	0	1473%	+1
Amortizações e imparidades	82	82	1%	+1
EBIT	**150**	**242**	**-38%**	**-92**

Capex & Opex Performance	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	**115**	**118**	**-2%**	**-3**
Custos control./cliente (€/cliente)	14	15	-3%	-0
Custos control./km de rede (€/km)	446	458	-3%	-12
Empregados (#)	3.775	3.875	-3%	-100
Investimento Operacional (€ M)	**65**	**69**	**-6%**	**-4**
Rede de Distribuição (Km)	258	257	0%	+1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	**2.490**	**2.117**	**18%**	**+373**
Espanha - Défice Tarifário				
Início do período	**70**	**2**	**2983%**	**+68**
Défices tarifários anos anteriores (4)	-	42	-	-42
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	**70**	**44**	**-**	**+26**
Portugal - Comercializador de Ultimo Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	**2.021**	**2.203**	**-8%**	**-182**
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(239)	(686)	65%	+448
Gerado no período	392	375	5%	+17
Outros (3)	17	23	-26%	-6
Fim do período	**2.191**	**1.915**	**14%**	**+277**
Portugal - CMEC's				
Início do período	**216**	**112**	**92%**	**+103**
(Recuperado)/Devolvido no Período	(47)	(18)	-169%	-30
Gerado no período	61	64	-5%	-3
Outros	-	0	n.m.	-0
Fim do período	**229**	**159**	**44%**	**+70**

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 28% (-€90M) para €234M no 1T16 vs. 1T15, impactado por: (i) ganho não recorrente de €78M resultado da venda de activos de gás em Espanha à Redexis e (ii) a recuperação de €7M nas receitas reguladas sob a electricidade distribuída em Espanha; ambas no 1T15. Excluindo estes impactos, o EBITDA das Redes Reguladas diminuiu 2% (-€5M) no 1T16, devido a uma diminuição das receitas não-reguladas na distribuição de gás em Espanha. A margem bruta diminuiu 3% no 1T16 (-€13M vs. 1T15) reflectindo: (i) em Portugal, a passagem de clientes para o mercado livre; (ii) em Espanha, menores proveitos nas receitas com a distribuição de electricidade.

Os **custos controláveis** recuaram 2% no período face ao 1T15 (-€3M), em virtude de menores custos com serviço ao cliente (dada a transferência de clientes do CUR para o mercado liberalizado) e uma redução dos custos com pessoal (-3%). O **investimento operacional** registou uma diminuição de 6% (-€4M) face ao 1T15 totalizando €65M.

Em Portugal, no 1T16 a dívida acumulada do sistema eléctrico à EDP e a investidores financeiros aumentou de €5,2MM em Dec-15 para €5,3MM em Mar-16, devido essencialmente à maior eolicidade e aos menores preços pool (dada a maior abundância de recursos hídricos no período).

Adicionalmente, e de acordo com a proposta para as tarifas de 2016 publicada pela ERSE, aprovada em 15-Dez-2015, é expectável que o montante de activos regulatórios diminua €0,4M em 2016.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP** aumentaram €184M no 1T16, de €2.306M em Dez-15 para €2.490M em Mar-16, influenciados pelo aumento de €184M em Portugal.

O **montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade, CUR e distribuição de gás em Portugal** aumentou de €2.236M em Dez-15 para €2.490M em Mar-16, suportado por: **(1)** -€94M resultante da venda sem recurso do direito do défice tarifário de 2014; **(2)** +€315M de défice tarifário ex-ante para 2016, a recuperar em 5 anos, e de acordo com um plano de pagamentos a terminar em 2020 e remunerado a uma taxa anual de 2,24%; **(3)** -€761M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; **(4)** -€89M de novos desvios tarifários devolvidos ao sistema no 1T16; e **(5)** -€9M de desvios devolvidos ao sistema na distribuição de gás. Os principais factores geradores de desvio tarifário na distribuição e CUR de electricidade no 1T16, com enfoque para a distribuição de electricidade e CUR foram: **(i)** -€146M decorrente de um maior volume de produção em regime especial (24% acima da estimativa da ERSE) e o sobrecusto (€70/MWh no 1T16 vs. €59/MWh assumidos pela ERSE no cálculo das tarifas de 2016) face ao esperado; **(ii)** -€37M (montante a devolver à tarifa), suportado por custos de aquisição de electricidade inferiores; e **(iii)** +€29M de desvio tarifário gerado na actividade de distribuição de energia eléctrica (desvios no mix de consumo).

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** aumentou de €216M em Dez-15 para €229M em Mar-16, devido a : **(1)** recuperação de €47M em 2016 através das tarifas, relacionada com desvios negativos de 2014 e 2015, e **(2)** €61M de desvio negativo no 1T16, que deverá ser recebido ao longo de 2017-2018 (mais detalhes na página 11).

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** manteve-se estável €70M em Mar-16, estando relacionado com a contabilização da componente do défice tarifário de gás relativo à EDP Espanha, tendo o montante sido estimado em €1.011M para o sistema todo, a 31-Dez-14. Ao nível do défice tarifário do sistema eléctrico Espanhol, é de salientar que, de acordo com a liquidação 14 da CNMC para o ano 2015, o sistema eléctrico espanhol gerou um excedente tarifário de €251M. O excedente tarifário final será publicado em Dez-2016.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais + Rendas de Concessão) + Outros custos operac. (Líq.)
(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)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**312**	**315**	**-1%**	**-3**
Fornecimentos e serviços externos	64	66	-4%	-2
Custos com pessoal	23	24	-5%	-1
Custos com benefícios sociais	5	5	-1%	-0
Rendas de concessão	63	63	1%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	(2)	(2)	9%	+0
Custos Operacionais Líquidos (1)	**153**	**156**	**-2%**	**-3**
EBITDA	**159**	**158**	**0%**	**+0**
Provisões	1	1	105%	+1
Amortizações e imparidades	60	59	0%	+0
EBIT	**98**	**98**	**-1%**	**-1**

Margem Bruta	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	**312**	**315**	**-1%**	**-3**
Margem bruta regulada	311	313	-0%	-1
Margem bruta não-regulada	1	2	-56%	-1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	299	297	1%	+3
Electricidade distribuída (GWh)	11.655	11.687	-0,3%	-32
Pontos de ligação à rede (mil)	6.110	6.082	0%	+28
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	12	16	-25%	-4
Clientes fornecidos (mil)	1.628	2.174	-25%	-546
Electricidade vendida (GWh)	1.363	1.845	-26%	-483

Investimento & Custos Operac.	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	**87**	**91**	**-4%**	**-3**
Custos control./cliente (€/cliente)	14,3	14,9	-4%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	388	405	-4%	-17
Empregados (#)	3.250	3.340	-3%	-90
Investimento Operacional (€ M)	**51**	**55**	**-7%**	**-4**
Rede de distribuição (Km)	225	224	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	20	12	67%	+8

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal permaneceu estável nos €159M no 1T16.

Em 15-Dez-2015, a ERSE publicou a versão final para as tarifas de 2016, definindo um aumento médio de 2,5% da tarifa do segmento de baixa tensão, aplicável aos clientes residenciais no mercado regulado (não abrangidos pela tarifa social).

Os **proveitos regulados na actividade de distribuição** totalizaram €1.182M em 2016 suportados por: (1) uma taxa de retorno sobre a base de activos regulados de 6,34% numa base preliminar para 2016 (vs. 6.75% em 2015); A taxa de retorno sobre a base de activos regulados depende, da média diária das yields das OTs a 10 anos entre Outubro do ano 't-1' e Setembro do ano 't', num mínimo de 6% e máximo de 9,5%; (2) um aumento esperado da procura para 45,1TWh em 2016 (1,8% acima da electricidade distribuída); e (3) um deflator do PIB de 0,8%.

No que respeita aos **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** foram definidos para 2016 os seguintes pressupostos: (1) proveitos regulados de €40M referentes a 2016; (2) a previsão do preço médio de electricidade no mercado de €53/MWh, suportado por um preço médio estimado da pool de €49,2/MWh; (3) a previsão de um prémio sob o preço médio da produção em regime especial de 59,3/MWh e (4) a previsão sob a geração em regime especial no montante de 21,6TWh (5,4% acima de 2015).

No 1T16, as receitas na rede de distribuição aumentaram 1% face ao 1T15 para €299M, reflectindo um retorno na base de activos de 6,38% em linha com o 1T15 (6,34%). A electricidade distribuída estabilizou no 1T16 (-0,3% face a 1T15) impactada pelas condições atmosféricas mais amenas que o habitual durante o período.

Os proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU) foram inferiores em 25% (-€4M), ascendendo a €12M no 1T16, influenciado pela 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 26% vs 1T16, para 1,4TWh no 1T16. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU diminuiu em 546 mil (-25%) no período, para os 1.628 mil em Mar-16 (representando 27% do total de clientes de electricidade), concentrando-se sobretudo no segmento residencial.

Os **custos operacionais controláveis** caíram 4% face ao 1T15, reflectindo essencialmente uma redução de serviços ao cliente, dada a transferência de consumidores para o mercado liberalizado.

O **investimento operacional** diminuiu 7% (-€4M) no 1T16 vs 1T15, para os €51M. O TIEPI aumentou de 12 minutos no 1T15 para 20 minutos no 1T16, largamente atribuído a condições meteorológicas adversas.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais + Rendas de Concessão) + Outros custos operac. (Líq.)
(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			
	1T16	1T15	% Δ	Abs. Δ	1T16	1T15	% Δ	Abs. Δ	1T16	1T15	% Δ	Abs. Δ
Margem Bruta	**41**	**48**	**-14%**	**-7**	**47**	**51**	**-8%**	**-4**	**16**	**16**	**1%**	**0**
FSEs	10	9	10%	1	7	7	-5%	-0	4	4	1%	0
Custos Pessoal	5	5	2%	0	2	2	3%	0	0	0	14%	0
Custos Benefícios sociais	0	0	7%	0	0	0	12%	0	0	0	75%	0
Outros custos operac. (líq.)	1	(0)	-	1	1	(77)	n.m.	77	0	0	-97%	-0
Custos Operac. Líquidos (1)	**16**	**14**	**14%**	**2**	**10**	**(68)**	**-**	**77**	**4**	**4**	**2%**	**0**
EBITDA	**26**	**34**	**-25%**	**-9**	**38**	**119**	**-68%**	**-81**	**12**	**12**	**0%**	**0**
Provisões	-	0	-	**-0**	-	(0)	n.m.	**0**	-	(0)	n.m.	**0**
Amortizações e imparidades	9	9	3%	**0**	10	10	0%	**0**	4	4	-1%	**-0**
EBIT	**17**	**26**	**-35%**	**-9**	**28**	**109**	**-75%**	**-82**	**8**	**9**	**-5%**	**-0**
Investimento operacional	**6**	**6**	**-1%**	**-0**	**5**	**5**	**4%**	**0**	**3**	**3**	**-3%**	**-0**
Margem Bruta	**41**	**48**	**-14%**	**-7**	**47**	**51**	**-8%**	**-4**	**16**	**16**	**1%**	**0**
Margem Bruta Regulada	39	39	-	0	41	44	-6%	-3	16	16	2%	0
Margem bruta não-regulada	3	9	-72%	-7	6	8	-22%	-2	1	1	-19%	-0

Actividade Redes Reguladas	1T16	1T15	% Δ	Abs. Δ
Nº Pontos Ligação (mil)				
Electricidade Espanha	660	659	0%	+1
Gás Espanha	920	936	-2%	-17
Gás Portugal	332	321	3%	+11
Energia Distribuída (GWh)				
Electricidade Espanha	2.363	2.381	-1%	-19
Gás Espanha	7.539	8.844	-15%	-1.3k
Gás Portugal	2.027	2.031	0%	-4
Rede (Km)				
Electricidade Espanha	20.407	20.309	0%	+99
Gás Espanha	7.719	8.147	-5%	-428
Gás Portugal	4.888	4.677	5%	+211
Empregados (#)				
Electricidade Espanha	294	297	-1%	-3
Gás Espanha	166	177	-6%	-11
Gás Portugal	65	61	7%	+4

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** diminuiu 25% (-€9M) no 1T16, particularmente influenciado pela recuperação de proveitos regulados referentes a anos anteriores, no montante de 7M€. Excluindo este impacto, o EBITDA diminuiu -€2M (-7%), no 1T16 reflectindo custos de manutenção e reparação ligeiramente mais elevados. A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, diminuiu para 2,4TWh (-1%) no 1T16.

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). De acordo com a proposta ministerial preliminar de Mar-16, e seguindo a aplicação da nova metodologia estabelecida no RD 1048/2013, os proveitos permitidos na distribuição de electricidade deverão aumentar 18% em 2016 para €182M.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha no 1T16 ascendeu a €38M (+€81M vs. 1T15), traduzindo um ganho não recorrente de +€78M respeitante à venda de activos de gás à Redexis no 1T15. Excluindo este impacto, o EBITDA recuou 9% (-€4M) reflectindo os menores proveitos não-regulados e os ajustamentos de anos anteriores. O **volume de gás distribuído** caiu 15% no 1T16 face ao 1T15, para 7,5TWh, reflectindo as condições meteorológicas mais amenas.

De acordo com a Lei 18/2014 de Out-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, e os proveitos permitidos foram reduzidos estando agora mais expostos à procura.

O impacto estimado destas medidas na EDP é de €9M de 2015 e conseguinte, vs. €4,7M em 2014.

De acordo com uma Ordem Ministerial de Dez-15, os proveitos regulados da distribuição de gás atribuíveis à EDP Espanha ascendem a **€172m**.

Em Jan-16, a EDP acordou com a Repsol a aquisição de activos de distribuição de gás propano liquefeito localizados nas principais regiões de actividade da Naturgas (País Basco, Astúrias e Cantábria). O preço da transacção acordado representa um "enterprise value" de €116 milhões, com um contributo expectável para o EBITDA numa base anual de €13 milhões. A transação deverá ser concluída durante o segundo semestre de 2016.

ACTIVIDADES DE GÁS REGULADAS EM PORTUGAL

O **EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal** manteve-se estável nos €12M no 1T16, reflectindo uma taxa de retorno sobre o RAB de 7,94% no 1T16. O **volume de gás distribuído** permaneceu estável no 1T16 face ao 1T15, situando-se nos 2,0TWh, uma vez registas temperaturas mais amenas do que o habitual.

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-2016, a ERSE revelou a proposta que visa uma diminuição média de 18,5% na tarifa de gás (CUR) para pequenos clientes (consumo em baixa pressão inferior <= 10 m^3/ano) a vigorar a partir de 1-Jul-2016 até 30-Jun-2017. A decisão final terá lugar até 15-Jun-16 que incluirá a definição final dos parâmetros para o período regulatório entre 2016 e 2019.

(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)			
	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**760**	**662**	**15%**	**+98**	**177**	**205**	**-14%**	**-29**
Fornecimentos e serviços externos	139	116	21%	+24	32	36	-10%	-3
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	112	95	17%	+16	26	29	-12%	-4
Outros custos operacionais (líquidos)	(305)	35	-	-340	(67)	11	-	-77
Custos Operacionais Líquidos (1)	**(54)**	**246**	**-**	**-300**	**(8)**	**76**	**-**	**-85**
EBITDA	**814**	**416**	**96%**	**+398**	**185**	**129**	**43%**	**+56**
Provisões	7	7	1%	+0	2	2	-25%	-1
Amortizações e imparidades	136	91	51%	+46	32	28	13%	+4
EBIT	**670**	**318**	**111%**	**+352**	**151**	**99**	**54%**	**+53**
Resultados financeiros	(191)	(94)	-102%	-97	(44)	(29)	52%	-15
Resultados em associadas	(8)	(38)	78%	+30	(2)	(12)	-84%	+10
Resultados Antes de Impostos	**471**	**185**	**154%**	**+285**	**105**	**57**	**83%**	**+48**

Investimento	(R$ M)				(€ M)			
	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	**90**	**67**	**35%**	**+23**	**21**	**21**	**1%**	**+0**
Investimento Financeiro	**139**	**30**	**364%**	**+109**	**32**	**9**	**248%**	**+23**

Energias do Brasil	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R$/acção)	12,04	10,35	16%	+1,69
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	4,12	3,50	-15%	+0,62
Euro/Real - Taxa média do período	4,30	3,22	-25%	+1,08
Tx de inflação (IPCA)	9,4%	8,1%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,3	1,2	-	+0,1
Custo Médio da Dívida (%)	11,0	12,3	-	-1,2p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	13,7	11,7	-	1,9p.p.
Empregados (#)	2.914	2.607	12%	+307

Dados relevantes de Balanço (R$ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	4.498	2.321	94%	+2.177
Recebimentos futuros da act. Regulada	318	561	-43%	-243
Interesses não controláveis	1.698	1.692	0%	+5
Valor contabilístico dos C. Próprios	6.161	5.023	23%	+1138

Resultados Financeiros (R$ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(144)	(89)	-62%	-55
Custos capitalizados	0	0	98%	+0
Diferenças Cambiais e Derivados	(61)	(24)	-157%	-37
Outros	14	18	-23%	-4
Resultados Financeiros	**(191)**	**(94)**	**-102%**	**-97**

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') aumentou 96% no período (+R$398M) para R$814M no 1T16, impactado pelo ganho de R$278m com a aquisição da central mini-hídrica do Pantanal, reconhecido ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. **Ajustado por este efeito não-recorrente da venda do Pantanal**, o EBITDA teria crescido 29% vs. 1T15 para R$536m. O **EBITDA da distribuição** desceu R$95M para R$137M no 1T16, impactado pela diminuição na procura, volumes sobre-contratados na Bandeirante, diferenças cambiais na central Itaipu (recuperados ao nível dos resultados financeiros), e pelo impacto positivo anormal decorrente de grandes aumentos de tarifas no 1T15. O **EBITDA da geração e comercialização** subiu 99% (+R$210M), reflectindo a consolidação integral de Pecém, desde 15 de Maio de 2015 (+R$201M), e a melhor performance das barragens (+R$43M vs 1T15) devido a um impacto menos severo do défice hídrico vs maior impacto no 1T15 (GSF em 88% no 1T16 vs. 79% no 1T15 e o PLD de R$35/MWh no 1T16 vs. R$388 no 1T15). A performance do EBITDA em Euros foi penalizada pela desvalorização de 25% do BRL face ao EUR (-€63M de impacto).

Os custos operacionais líquidos caíram R$300M face ao 1T15 devido ao reconhecimento dos mencionados ganhos de capital ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ao nível do Opex, os custos subiram 19% fruto da consolidação de Pecém. Sem Pecém, os custos teriam crescido 5%, apesar de uma inflação de 9%. Os custos com pessoal subiram 17% vs 1T155, e os fornecimentos e serviços externos aumentaram 21%, traduzindo a consolidação de Pecém.

Os custos financeiros líquidos subiram 102% no período para R$191M no 1T16, traduzindo a maior dívida líquida e diferenças cambiais (-R$61M) impactadas negativamente pela apreciação do USD face ao BRL no financiamento de Pecém em USD (com cobertura ao BRL). Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo menor custo médio da dívida (-1,3pp face ao 1T15) devido à consolidação da dívida menos onerosa de Pecém. **A dívida líquida aumentou 94%** (+R2,2MM) vs. 1T15, sobretudo devido à consolidação de Pecém, cuja dívida a Mar-16 era de R$2.111M.

Os resultados em associadas totalizaram -R$8M no 1T16, representando uma melhoria de R$30M face a 1T15, reflectindo um aumento da contribuição negativa da central hídrica de Jari (-R$5M no 1T16) mas também o impacto da central a carvão de Pecém I antes da consolidação integral (-R$26M no 1T15).

A Mar-16, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos 58% do seu nível máximo (vs. 30% a Dez-15 e 29% a Mar-15). A contração da procura (-0,1% no 1T16 face ao 1T15), a par da recuperação do nível hídrico dos reservatórios, permitiu a retoma do GSF e a menor geração térmica, retraindo o preço médio de electricidade (PLD) para próximo do seu mínimo. Espera-se que alguma capacidade térmica continue a funcionar em 2016, levando ainda a algum défice hídrico no ano. Contudo, o PLD espera-se que fique próximo do seu mínimo de R$30/MWh com excepção da região do nordeste.

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

Brasil: Distribuição de Electricidade

DR Operacional (R$ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**329**	**425**	**-23%**	**-96**
Forn. e serviços externos	92	86	6%	+6
Custos c/ pessoal e benef. aos empre	75	70	8%	+6
Outros custos operac. (Líq.)	24	37	-33%	-12
Custos Operacionais Líquidos (1)	**192**	**193**	**-1%**	**-1**
EBITDA	**137**	**232**	**-41%**	**-95**
Provisões	7	8	-12%	-1
Amortizações e imparidades	47	46	2%	+1
EBIT	**84**	**179**	**-53%**	**-95**

Margem Bruta	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R$ M)	**329**	**425**	**-23%**	**-96**
Receitas reguladas	409	400	2%	+9
Outros	(80)	25	-	-105
Receb. Futuros da Act. Regulada (R$ M)				
Início do período	**735**	**602**	**22%**	**+133**
Desvios períodos anteriores	(186)	(82)	126%	-104
Desvio do ano (2)	(231)	223	-	-454
CDE/Conta ACR (3)	-	(182)	-	+182
Final do período	**318**	**561**	**-43%**	**-243**
Clientes Ligados (Milhares)	**3.262**	**3.182**	**3%**	**+80**
Bandeirante	1.774	1.740	2%	+34
Escelsa	1.487	1.442	3%	+45
Electricidade Distribuida (GWh)	**6.256**	**6.764**	**-8%**	**-509**
Bandeirante	3.600	3.775	-5%	-176
Escelsa	2.656	2.989	-11%	-333
Dos quais: Clientes Mercado Livre (GWh)	2.153	2.445	-12%	-292
Electricidade Vendida (GWh)	**4.103**	**4.320**	**-5%**	**-217**
Bandeirante	**2.224**	**2.381**	**-7%**	**-157**
Residencial, comercial e outros	1.743	1.803	-3%	-60
Industrial	480	578	-17%	-98
Escelsa	**1.879**	**1.939**	**-3%**	**-60**
Residencial, comercial e outros	1.626	1.659	-2%	-34
Industrial	253	279	-9%	-26

Investimento e Custos Operac.	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	**157**	**150**	**4%**	**+6**
Custos control./cliente (R$/cliente)	48	47	2%	+1
Custos control./km rede (R$/km)	2	2	2%	+0
Empregados (#)	**2.167**	**2.147**	**1%**	**+20**
Invest. Operacional (R$M)	**70**	**55**	**28%**	**+15**
Rede de Distribuição ('000 Km)	91	89	2%	+2

O **EBITDA da distribuição caiu 41% vs. 1T15 para R$137M no 1T16**, devido a i) queda na procura (-R$16M face ao 1T15)); ii) sobre-contratação na Bandeirante (-R$16M); e iii) menor impacto dos efeitos cambiais de Itaipu (-R$34M face ao 1T15, recuperado ao nível dos resultados financeiros), e pelo impacto positivo anormal decorrente de grandes aumentos de tarifas no 1T15.

As **receitas reguladas** subiram 2% (+R$9M) para R$409M no 1T16, reflectindo essencialmente os reajustamentos tarifários na Escelsa (+2% em Ago-15) e na Bandeirante (16% em Out-15).

O volume de energia vendida desceu 5% no período, traduzindo uma redução de 14% segmento industrial, reflectindo uma queda da actividade industrial, bem como uma queda no consumo nos segmentos 'residencial, comercial & outros', justificado sobretudo pela queda na procura nas zonas rurais. Ao mesmo tempo, o **volume de energia distribuída** aos clientes industriais no mercado livre diminuiu 12% para 2,1TWh no 1T16, reflexo das condições macroeconómicas do Brasil, bem como dos aumentos tarifários recentes.

A redução da procura teve portanto um impacto ligeiramente negativo na margem bruta, o que foi parcialmente compensado pela trajectória de redução de perdas não-técnicas, apesar da crise económica no Brasil. As perdas não-técnicas na baixa tensão decresceram para ambas as DisCos: Bandeirante ficou em 11,4% (-0,4pp vs. 1T15) e a Escelsa 14,7% (-2pp vs. 1T15). As provisões para cobrança duvidosa cresceram no 1T16 (+R$11M vs. 1T15), devido à crise económica e aos aumentos tarifários em 2014-15. A EDPB tem mitigado a situação aumentando a proximidade com os clientes. Adicionalmente, no 1T16, a Bandeirante foi impactada pela sobre-contratação (-R$16M no 1T16), uma vez que ultrapassou o patamar de 105% a partir do qual os ganhos/perdas não são repassados para a tarifa.

A Mar-16, os **recebimentos futuros da actividade regulada** totalizaram R$318M (vs. R$735M a Dez-15). No 1T16, foi criado um desvio tarifário positivo de R$231M, essencialmente relacionado com custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas. Adicionalmente, foram recebidos R$186M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro diminuiu R$417M vs. Dez-15, para R$318M a Mar-16, a recuperar através das tarifas nos próximos anos. Em Fev-15, a ANEEL propôs um custo médio de capital de 8,1%, real depois de impostos, a aplicar aos activos de distribuição aquando do 4º ciclo de revisão regulatória que começou com a Bandeirante em Out-15 (a próxima revisão para a Escelsa é em Ago-16). De facto, a Bandeirante viu a sua Base de Remuneração Líquida revista para R$1.667M (dos anteriores R$1.545M).

Os custos operacionais controláveis subiram 4% no período, para R$157M no 1T16, devido a um aumento de 8% dos custos com pessoal, reflexo da actualização salarial anual (abaixo dos níveis de inflação). Os fornecimentos e serviços externos reflectem maiores despesas com O&M, TI e serviços ao cliente. Os **outros custos operacionais** caíram R$12M vs. 1T15, traduzindo uma reavaliação positiva do valor actual dos activos fixos (+R$30M no 1T16 vs. R$15M no 1T15). O **investimento operacional** subiu 28% para R$70M no 1T16. Numa base recorrente, este investimento destina-se maioritariamente a actividades de serviço ao cliente e ao reforço da qualidade do serviço na rede.

(1) Custos operac. líqº = Custos operac. (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais) + Outros custos operac. (Líq.); (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			
	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**424**	**204**	**108%**	**+220**
Fornecimentos e serviços externos	33	12	172%	+21
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	21	12	72%	+9
Outros custos operacionais (líquidos)	(54)	0	-	-54
Custos Operacionais Líquidos (1)	**0**	**25**	**-99%**	**-24**
EBITDA	**423**	**179**	**136%**	**+244**
Provisões	0	0	593%	+0
Amortizações e imparidades	85	41	107%	+44
EBIT	**338**	**138**	**145%**	**+200**

Dados Chave	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R$ M)	**424**	**204**	**108%**	**+220**
Hídrica	**260**	**204**	**27%**	**+56**
Receitas contratadas (CAE) e Outros	253	369	-31%	-116
Impacto GSF (líqº de coberturas)	7	(165)	-	+172
Térmica	**164**	**-**	**-**	**+164**
Receitas contratadas (CAE)	183	-	-	+183
Outros	(20)	-	-	-20
Capacidade Instalada (MW)	**2.466**	**1.797**	**37%**	**+669**
Hídrica	1.745	1.797	-3%	-51
Térmica	720	-	-	+720
Capacidade Instalada (MW Equity)	**187**	**547**	**-66%**	**-360**
Electricidade Vendida (GWh)	**3.445**	**2.260**	**52%**	**+1.185**
Contratada (CAE)	3.191	2.305	38%	+887
Hídrica	1.930	2.305	-16%	-375
Térmica	1.261	-	-	+1.261
Outra	-	60	-	-60
P. Méd de Venda Híd (R$/MWh) (2)	**164**	**176**	**-7%**	**-12**
Investimento Operacional (R$ M)	**19**	**11**	**78%**	**+8**
Investimento Financeiro (R$ M)	**139**	**30**	**364%**	**+109**
Empregados (#)	**531**	**278**	**91%**	**+253**

Detalhe do EBITDA (R$ M)	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Pecém	201	-	-	+201
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	93	72	30%	+22
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	70	65	7%	+5
Outros (100%)	59	42	41%	+17
EBITDA	**423**	**179**	**136%**	**+244**

Comercialização	1T16	1T15	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R$ M)	**6**	**33**	**-80%**	**-26**
Custos operacionais líquidos (1) (R$ M)	9	1	1487%	+8
EBITDA (R$ M)	**(3)**	**32**	**-**	**-35**
Vendas electricidade (GWh)	**2.556**	**2.514**	**2%**	**+41**

O EBITDA da actividade de produção no Brasil subiu 136% vs 1T15 (+R$244M) para R$423M no 1T16, reflectindo a consolidação integral de Pecém desde Maio de 2015 (+R$201M), e a melhor performance das barragens (+R$43M vs 1T15) devido a um impacto menos severo do défice hídrico e a consequente necessidade de comprar energia a preços de mercado superiores aos dos contratos de aquisição de energia devido à queda dos preços de PLD (PLD de R$35/MWh no 1T16 vs. R$388/MWh no 1T15), mas também devido à maior protecção contra o défice hídrico no âmbito do seguro subscrito em Dez-15.

A margem bruta hídrica aumentou 28% vs 1T15 (+R$56M) para R$260M no 1Q16, devido à referida queda nos preços de PLD, mas também ao menor GSF no período (GSF a 88% vs. 79% no 1T15), suportados pela recuperação dos níveis dos reservatórios (neste momento a ~55% vs 29% a Maio de 2015). Adicionalmente, a EDPB subscreveu um seguro hídrico para um nível de c.92% para uma parte dos seus activos (zero impacto se GSF baixa dos 92%). Da total garantia física do portfólio, 40% subscreveu o seguro em 2015 e mais 7% subscreveu no 1T16. O impacto é retroactivo a Jan-15 e permite a recuperação de R$12M da perda com o GSF em 2015. No total, no 1T16 o impacto do GSF (líquido de hedges e seguros), ascendeu a -R$7M (ganho) vs. uma perda de R$167 no 1T15. Os impactos referidos foram parcialmente compensados pela diminuição do preço da energia hídrica, que atingiu R$164/MWh no 1T16, 7% abaixo do 1T15. Os preços dos CAE são actualizados à inflacção, embora o decréscimo verificado face ao 1T15 é justificado pelo fim do PPA da central hídrica de Peixe Angical em Jan-16. A maior parte da capacidade instalada for vendida em contractos de curto-prazo a preços mais baixos (~R$170/MWh). A alocação de volumes no 1T16 foi menos forte que no 1T15, levando a a menores volumes vendidos, a recuperar nos próximos trimestres.

A margem bruta de Pecém foi de R$164M no 1T16, dos quais R$183M resultam de receitas com o PPA da central. Desde a aquisição de Pecém, a EDPB alcançou importantes melhorias em termos operacionais e regulatórios (uma fórmula menos penalizadora para cálculo de indisponibilidade foi aprovada em Dez-15). Adicionalmente, os volumes gerados acima dos volumes PPA permitem a Pecém vender o excesso de energia a preços de mercado na região nordeste.

O volume de electricidade vendido subiu 58% face ao 1T15 para 3,6TWh no 1T16, suportado pela consolidação de Pecém (+3,4TWh). **O preço médio de venda da energia hídrica** caiu 7% face ao 1T15.

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). No 1T16, Jari contribuiu com um resultado líquido negativo de R$5M (50%), reflectindo o impacto negativo do baixo GSF.

O **investimento operacional** aumentou 78% no período para R$19M no 1T16 devido a manutenções em Pecém. De notar que os investimentos nos projectos hídricos de Cachoeira Caldeirão e São Manoel foram classificados como 'investimentos financeiros' (consolidação por equivalência patrimonial); no 1T16, os **investimentos financeiros** totalizaram R$139M, maioritariamente alocados aos trabalhos de construção de São Manoel. Cachoeira Caldeirão, um projecto de 219MW detido em 50% pela EDPB (em parceria com a CTG) e com CAE a partir de Jan-17, com entrada em operação prevista para 2016 e 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 80% no período (-R$26M) para R$6M no 1T16, reflectindo menores margens tendo em conta o panorama actual de baixos preços de mercado.

(1) Custos Operacionais (FSE + Custos com Pessoal + Custos com Benef. Sociais) + Outros Custos Operacionais (Líq.); (2) Calculado com base nos volumes e preços dos CAE.

Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

1T16 (€ 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	**245**	**2.212**	**1.533**	**459**	**493**	**(1.156)**	**3.787**
Margem Bruta	**161**	**349**	**417**	**452**	**177**	**(9)**	**1.547**
Fornecimentos e serviços externos	11	54	84	69	32	(45)	205
Custos com pessoal e benefícios sociais	14	19	36	24	26	43	161
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	3	72	63	(19)	(67)	(1)	51
Custos Operacionais	**28**	**145**	**183**	**73**	**(8)**	**(3)**	**417**
EBITDA	**133**	**205**	**234**	**379**	**185**	**(6)**	**1.130**
Provisões	0	(0)	1	-	2	0	3
Amortizações e imparidades (1)	33	59	82	147	32	13	366
EBIT	**100**	**146**	**150**	**232**	**151**	**(19)**	**760**

1T15 (€ 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	**283**	**2.373**	**1.549**	**389**	**664**	**(1.122)**	**4.135**
Margem Bruta	**186**	**233**	**431**	**375**	**205**	**(6)**	**1.423**
Fornecimentos e serviços externos	14	48	86	65	36	(41)	207
Custos com pessoal	16	19	37	17	29	42	161
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2	65	(16)	(2)	11	8	67
Custos Operacionais	**33**	**131**	**107**	**80**	**76**	**8**	**435**
EBITDA	**153**	**102**	**324**	**295**	**129**	**(15)**	**988**
Provisões	0	(1)	0	-	2	(0)	1
Amortizações e imparidades (1)	39	50	82	124	-	15	337
EBIT	**114**	**54**	**242**	**171**	**99**	**(29)**	**651**

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

Demonstração de Resultados por Trimestre

Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	**4.135**	**3.812**	**3.657**	**3.912**	**3.787**				**-8%**	**-3%**
Custo com vendas de energia e outros	**(2.712)**	**(2.486)**	**(2.346)**	**(2.518)**	**(2.240)**				**17%**	**11%**
Margem Bruta	**1.423**	**1.327**	**1.311**	**1.394**	**1.547**				**9%**	**11%**
Fornecimentos e serviços externos	207	227	224	263	205				-1%	-22%
Custos com pessoal e benefícios sociais	161	164	148	181	161				0%	-11%
Outros custos operacionais (líquidos)	67	(207)	79	18	51				-25%	189%
Custos Operacionais	**435**	**184**	**450**	**461**	**417**				**-4%**	**-10%**
EBITDA	**988**	**1.143**	**860**	**933**	**1.130**				**14%**	**21%**
Provisões	1	3	6	7	3				526%	-53%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	337	353	369	406	366				9%	-10%
EBIT	**651**	**788**	**485**	**520**	**760**				**17%**	**46%**
Resultados financeiros	(208)	(156)	(262)	(207)	(180)				13%	13%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(2)	(22)	(2)	1	(8)				-362%	-
Resultado antes de impostos e CESE	**441**	**610**	**222**	**314**	**573**				**30%**	**82%**
IRC e Impostos diferidos	82	112	42	42	152				84%	262%
Contribuiçao Extraordinaria para o sector energetico	61	-	-	**1**	59				-3%	4840%
Resultado líquido do período	298	498	180	271	362				22%	34%
Accionistas da EDP	**237**	**350**	**149**	**177**	**263**				**11%**	**49%**
Interesses não controláveis	62	148	31	94	100				62%	5%

Nota: Os dados trimestrais do 1T15 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)							
	1T16	1T15	Δ MW	Δ %	1T16	1T15	Δ GWh	Δ %	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15
PPA/CMEC (Portugal)	**3.843**	**4470,4**	**-627**	**-14%**	**4.627**	**4.151**	**476**	**11%**	**4.151**	**3.639**	**3.258**	**3.582**	**4.627**	**0**	**0**	**0**
Hídrico	**2.663**	**3.290**	**-627**	**-19%**	**2.854**	**1.903**	**951**	**50%**	**1.903**	**1.160**	**787**	**1.125**	**2.854**	**0**	**0**	**0**
Fio de água	1.056	1.056			2.486	938			938	659	393	497	2.486	0	0	0
Albufeira	2.234	2.234			2.489	965			965	501	394	628	2.489	0	0	0
Carvão - Sines	**1.180**	**1.180**	**0**	**0%**	**1.773**	**2.248**	**-475**	**-21%**	**2.248**	**2.480**	**2.471**	**2.457**	**1.773**	**0**	**0**	**0**
Regime Especial (Ex-Eólico)	**209**	**206**	**3**	**1%**	**337**	**222**	**114**	**51%**	**222**	**173**	**84**	**184**	**337**	**0**	**0**	**0**
Portugal	**184**	**181**	**3**	**2%**	**311**	**190**	**121**	**64%**	**190**	**138**	**47**	**158**	**311**	**0**	**0**	**0**
Mini-Hídricas	159	157			259	138			138	88	4	120	259	0	0	0
Cogeração	24	24			52	52			52	50	43	38	52	0	0	0
Spain	**25**	**25**	**0**	**0%**	**26**	**33**	**-7**	**-22%**	**33**	**35**	**37**	**26**	**26**	**0**	**0**	**0**
Cogeração+Resíduos	25	25			26	33			33	35	37	26	26	0	0	0
Produção Liberalizada P. Ibérica	**8.624**	**7.808**	**816**	**10%**	**5.668**	**4.709**	**959**	**20%**	**4.709**	**4.038**	**4.572**	**5.077**	**5.668**	**0**	**0**	**0**
Hídrico	**3.508**	**2.453**	**1055**	**43%**	**3.540**	**1.910**	**1.630**	**85%**	**1.910**	**1.175**	**601**	**873**	**3.540**	**0**	**0**	**0**
Portugal	3.082	2.026			3.080	1.495			1.495	969	541	760	3.080	0	0	0
Espanha	426	426			460	414			414	206	60	113	460	0	0	0
Carvão	**1.224**	**1.463**	**-239**	**-16%**	**1.333**	**2.058**	**-725**	**-35%**	**2.058**	**1.972**	**2.299**	**2.617**	**1.333**	**0**	**0**	**0**
Aboño I	342	342			309	524			524	63	649	639	309	0	0	0
Aboño II	536	536			854	922			922	1.053	1.077	1.016	854	0	0	0
Soto Ribera II	0	239			0	190			190	358	22	367	0	0	0	0
Soto Ribera III	346	346			170	422			422	497	551	596	170	0	0	0
CCGT	**3.736**	**3.736**	**0**	**0%**	**465**	**411**	**54**	**13%**	**411**	**675**	**1.334**	**1.246**	**465**	**0**	**0**	**0**
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			168	54			54	133	126	434	168	0	0	0
Lares (2 grupos)	863	863			63	136			136	429	867	403	63	0	0	0
Castejón (2 grupos)	843	843			135	143			143	98	228	255	135	0	0	0
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			99	77			77	15	113	154	99	0	0	0
Nuclear - Trillo	**156**	**156**	**0**	**0%**	**330**	**331**	**-1**	**0%**	**331**	**215**	**339**	**342**	**330**	**0**	**0**	**0**
Eólico (Maior detalhe página 15)	**9.269**	**8.067**	**1.202**	**15%**	**7.508**	**5.757**	**1.751**	**30%**	**5.757**	**5.006**	**4.106**	**6.367**	**7.508**	**0**	**0**	**0**
Peninsula Ibérica	3.439	2.816			2.696	2.004			2.004	1.529	1.387	1.915	2.696	0	0	0
Resto da Europa	1.423	1.363			1.078	916			916	700	605	934	1.078	0	0	0
America do Norte	4.203	3.805			3.680	2.792			2.792	2.728	2.052	3.452	3.680	0	0	0
Brasil	204	84			54	46			46	49	61	66	54	0	0	0
Solar	**82**	**82**	**0**	**0%**	**27**	**29**	**-2**	**-7%**	**29**	**50**	**46**	**26**	**27**	**0**	**0**	**0**
Brasil (Ex-Eólico)	**2.466**	**1.797**	**669**	**37%**	**2.764**	**1.624**	**1.140**	**70%**	**1.624**	**2.247**	**2.226**	**2.530**	**2.764**	**0**	**0**	**0**
Hídrico	**1.745**	**1.797**	**-51**	**-3%**	**1.640**	**1.624**	**16**	**1%**	**1.624**	**1.638**	**1.091**	**1.247**	**1.640**	**0**	**0**	**0**
Lajeado	903	903			889	827			827	829	477	589	889	0	0	0
Peixe Angical	499	499			579	522			522	497	445	541	579	0	0	0
Energest	344	396			172	274			274	311	169	117	172	0	0	0
Carvão (Pecém I)	**720**	**0**	**720**	**-**	**1.124**	**0**	**1.124**	**-**	**0**	**610**	**1.135**	**1.283**	**1.124**	**0**	**0**	**0**
TOTAL	**24.493**	**22.430**	**2.062**	**9%**	**20.931**	**16.492**	**4.438**	**27%**	**16.492**	**15.154**	**14.292**	**17.767**	**20.931**	**0**	**0**	**0**

Consolidado por Equity	Capacidade Instalada - MW (2)			
	1T16	1T15	Δ MW	Δ %
P. Ibérica Reg. Especial (ex-eólico)	41	46	-5	-11%
EDPR Eólico	356	886	-530	-60%
Brasil Hídrica	187	187	0	0%
Brasil Térmica	0	360	-360	-
TOTAL	**584**	**1.479**	**-896**	**-61%**

(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)	1T16	1T15	Δ GWh	Δ %
Portugal	**11.655**	**11.687**	**-32**	**-0,3%**
Muito Alta Tensão	514	538	-24	-4,4%
Alta / Média Tensão	5.157	5.117	40	0,8%
Baixa Tensão	5.984	6.032	-48	-0,8%
Espanha	**2.363**	**2.381**	**-19**	**-0,8%**
Alta / Média Tensão	1.727	1.733	-6	-0,4%
Baixa Tensão	636	648	-13	-1,9%
Brasil	**6.261**	**6.764**	**-504**	**-7,4%**
Clientes Livres	2.153	2.445	-292	-11,9%
Industrial	734	858	-124	-14,4%
Residencial, Comercial & Outros	3.374	3.462	-88	-2,5%
TOTAL	**20.278**	**20.832**	**-554**	**-2,7%**

Clientes Ligados (mil)	1T16	1T15	Δ Abs.	Δ %
Portugal	**6.110**	**6.082**	**28,0**	**0,5%**
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,1	0,3%
Baixa Tensão Especial	35	34	0,4	1,3%
Baixa Tensão	6.051	6.024	27,5	0,5%
Espanha	**660**	**659**	**1,1**	**0,2%**
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	-0,0	-0,7%
Baixa Tensão	659	658	1,1	0,2%
Brasil	**3.262**	**3.182**	**79,7**	**2,5%**
Bandeirante	1.774	1.740	34,5	2,0%
Escelsa	1.487	1.442	45,2	3,1%
TOTAL	**10.031**	**9.922**	**108,8**	**1,1%**

Redes	1T16	1T15	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	**333.135**	**333.295**	**-160**	**0,0%**
Portugal	224.837	223.976	861	0,4%
Espanha	20.407	20.309	99	0,5%
Brasil	87.891	89.010	-1.120	-1,3%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	10,1%	10,9%	-0,8 pp	
Espanha	4,9%	5,1%	-0,2 pp	
Brasil				
Bandeirante	9,3%	9,3%	0,0 pp	
Tecnicas	5,5%	5,5%	0,0 pp	
Comerciais	3,8%	3,8%	-0,0 pp	
Escelsa	13,4%	13,6%	-0,2 pp	
Tecnicas	8,1%	7,9%	0,2 pp	
Comerciais	5,3%	5,7%	-0,4 pp	

GAS

Gas Distribuído (GWh)	1T16	1T15	Δ GWh	Δ %
Portugal	**2.027**	**2.031**	**-4**	**-0,2%**
Baixa pressão	410	423	-13	-3,1%
Média pressão	1.610	1.599	11	0,7%
GPL	7	9	-2	-20,3%
Espanha	**7.539**	**8.844**	**-1.305**	**-14,8%**
Baixa pressão	3.007	3.970	-963	-24,2%
Média pressão	4.532	4.874	-343	-7,0%
TOTAL	**9.566**	**10.875**	**-1.309**	**-12,0%**

Pontos de Abastecimento (mil)	1T16	1T15	Δ Abs.	Δ %
Portugal	**332**	**321**	**11**	**3,4%**
Baixa pressão	327	315	12	3,7%
Média pressão	1,4	1,4	0,0	1,6%
GPL	4,1	4,9	-0,8	-16,2%
Espanha	**920**	**936**	**-17**	**-1,8%**
Baixa pressão	919	936	-17	-1,8%
Média pressão	0,7	0,7	0	-3,1%
TOTAL	**1.252**	**1.258**	**-5,7**	**-0,5%**

Redes	1T16	1T15	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	**12.607**	**12.824**	**-217**	**-1,7%**
Portugal	4.888	4.677	211	4,5%
Espanha	7.719	8.147	-428	-5,3%

(1) Exclui Muito Alta Tensão

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade

Principais Acontecimentos 1T16

EDP no ranking do Ethisphere Institute. A EDP faz parte, pelo quinto ano consecutivo, do ranking internacional das empresas mais éticas do mundo, "The World's Most Ethical Companies – WME", pelo Ethisphere Institute. A empresa é a única portuguesa a figurar no ranking internacional e uma das quatro utilities elétricas mundiais.

EDP reconhecida como marca de confiança pelas seleções Reader's Digest. A EDP foi reconhecida como a marca de maior confiança na 16ª edição do estudo feito pelas Selecções Reader's Digest, na categoria de "empresas de serviço público".

EDP Brasil entre as melhores empresas do sector eléctrico no mundo pela Roland Berger. O estudo realizado pela Roland Berger a 230 empresas de energia em todo o mundo, colocou a EDP entre as 20 melhores empresas do setor elétrico em termos de desempenho.

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

	1T16	1T15	Δ %
Indice Sustentab. (a)	**100**	**98**	**2%**
Comp. Ambiental	90	88	2%
Peso %	33%	33%	
Comp. Económica	102	105	-3%
Peso %	37%	37%	
Comp. Social	108	100	8%
Peso %	30%	30%	

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

Métricas Económicas	1T16	1T15	Δ %
Valor Económico (€M)	**4.364**	**4.561**	**-4%**
Distribuído	3.545	3.887	-9%
Acumulado	819	674	21%
Prov. Serv. Energ.(€M)(1)	**320**	**298**	**7%**
Serv. Eficiência Energ. (b)	21	16	32%

Métricas Sociais	1T16	1T15	Δ %
Empregados (c)	**11.939**	**11.632**	**3%**
Formação (horas)	**49.326**	**74.866**	**-34%**
Acidentes em Serviço	**6**	**9**	**-33%**
Ind. Gravidade (Tg)	99	82	21%
Ind. Frequência (Tf)	1,1	1,7	-38%
Ind. Freq. EDP+PSE (Tf)(d)	3,8	2,9	31%

Métricas Ambientais	1T16	1T15	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (e)	5.099	4.845	5%
NOx	4,2	5,0	-16%
SO2	4,7	4,6	1%
Partículas	0,260	0,232	12%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2 (e)	244,8	295,8	-17%
NOx	0,20	0,31	-34%
SO2	0,23	0,28	-20%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	4.972	4.855	2%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	759	544	39%
0	0	0	-
Consumo de Energia Primária (TJ) (f)	**48.858**	**47.682**	**2%**
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	**91%**	**96%**	**(5 p.p.)**
Utilização de Agua (103 m3)	**379.360**	**431.846**	**-12%**
Total Resíduos (t) (g)	**117.853**	**95.608**	**23%**
Matérias Ambientais (€ mil)	**17.597**	**22.147**	-21%
Investimentos	4.707	6.785	-31%
Despesas	12.891	15.362	-16%
Multas e Penalidades Ambientais (€)	**5.763**	**778**	**641%**

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

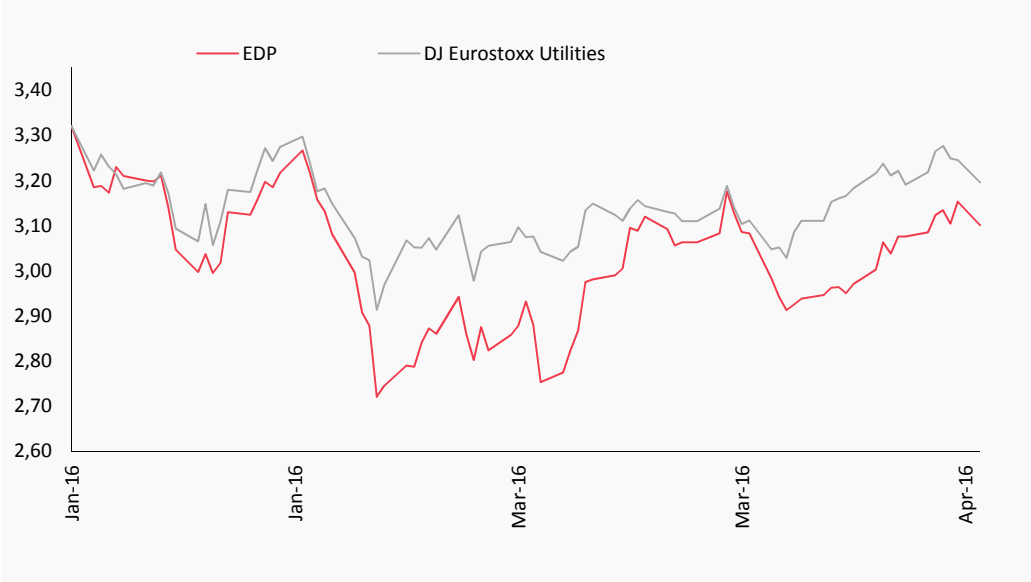
Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (h) (GWh)	
	1T16	1T15	1T16	1T15	1T16	1T15
Produção Contratada L.T.	**2.981**	**1.997**	**1,03**	**0,89**	**2.897**	**2.248**
Carvão Portugal (PPA/CMEC)	1.635	1.997	0,92	0,89	1.773	2.248
Carvão Brasil (Pecém)	1.346	-	-	-	1.124	-
Produção Liberalizada	**2.007**	**2.760**	**1,12**	**1,12**	**1.798**	**2.469**
Carvão Espanha (Aboño, Soto)	1.805	2.578	1,35	1,25	1.333	2.058
CCGT Ibéria	202	182	0,43	0,44	465	411
Regime Especial	**111**	**88**	**0,36**	**0,29**	**306**	**309**
Cogeração + Resíduos	111	88	0,36	0,29	306	309
Produção Térmica	**5.099**	**4.845**	**1,02**	**0,96**	**5.002**	**5.026**
Produção Livre de Emissões de CO2					**15.828**	**11.360**
Total Emissões de CO2			**0,24**	**0,30**	**20.830**	**16.386**

(a) Inclui apenas Serviços de Eficiência Energética (anteriormente designado por Facturação de Serviços de Energia), considerando apenas apoios públicos reconhecidos em resultados do exercício.
(b) Indicador anteriormente designado por Facturação de Serviços de Energia.
(c) Includindo órgãos sociais executivos.
(d) PSE: Prestadores de Serviços Externos.
(e) Não inclui a frota automóvel e consumo e perdas de gás natural.
(f) Includindo frota automóvel.
(g) Resíduos encaminhados para destino final.
(h) Inclui vapor (1T2015: 225 GWh vs 1TS2016: 229 GWh).

(1) Serviços de Eficiência Energética e Suplementares de Energia: inclui os serviços providenciados no quadro de fornecimento de energia, instalação de equipamento mais eficiente e/ou remodelação dos edifícios, mobilidade sustentável e que geram proveitos para a empresa.

Desempenho da EDP na Bolsa

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

25-Jan: EDP adquire activos de distribuição de gás no Norte de Espanha à Repsol
29-Jan: Conclusão de venda pela EDP Brasil de duas centrais mini-hídricas no Mato Grosso do Sul
29-Jan: EDP vende 94 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
15-Fev: Moody's mantém rating da EDP em "Baa3" e outlook em Estável
15-Fev: Transacção de Dirigente
4-Mar: Transacção de Dirigente
7-Mar: Transacção de Dirigente
17-Mar: EDP emite obrigações no montante de € 600 000 000 com vencimento em Março de 2023
7-Abr: Comunicação de participação qualificada – Norges Bank
15-Abr: Participação qualificada do Norges Bank – alteração do título de imputação
18-Abr: EDP vende 700 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
19-Abr: EDPR anuncia transacção de rotação de activos na Europa, no valor de €550 milhões
20-Abr: Deliberações da Assembleia Geral Anual
21-Abr: Pagamento de Dividendos do exercício de 2015

EDP em Bolsa	YTD	52W 03-05-2016	2015
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	3,101	3,101	3,321
Max	3,332	3,675	3,749
Min	2,702	2,702	2,951
Média	3,007	3,206	3,371
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	2.079	5.803	5.987
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	24	22	23
Volume Transaccionado (milhões de acções)	691	1.810	1.776
Volume Médio Diário (milhões de acções)	7,9	6,9	6,8

Dados Acções EDP	1T16	1T15	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,4	23,3	-7,9%

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

Fonte: Bloomberg.