



1S17

Resultados

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 e Comercialização no Mercado Ibérico	- 11 -
2. Eólico & Solar - EDP Renováveis	- 14 -
3. Redes Reguladas no Mercado Ibérico	- 18 -
4. Brasil - EDP Brasil	- 21 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 25 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 26 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 27 -
Redes Reguladas: Volumes Distribuídos, Clientes Ligados e Rede	- 28 -
Investimentos financeiros, Activos para venda e Interesses Não Controláveis	- 29 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 30 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 31 -

Lisboa, 27 de Julho de 2017

Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.893	2.970	-3%	-77
Fornecimentos e serviços externos	472	436	8%	+37
Custos com pessoal, benef. aos empregados	341	324	5%	+17
Outros custos operacionais (líquidos)	177	144	23%	+34
Custos Operacionais Líquidos (1)	991	903	10%	+88
EBITDA	1.902	2.067	-8%	-164
Provisões	2	(5)	-	+7
Amortizações e imparidades exercício (2)	709	744	-5%	-36
EBIT	1.192	1.327	-10%	-135
Resultados financeiros	(370)	(408)	9%	+38
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	7	(5)	-	+12
Resultado antes de impostos	829	915	-9%	-86
IRC e Impostos diferidos	119	243	-51%	-124
Contribuição extraord. sector energético	67	59	15%	+9
Resultado líquido do período	643	613	5%	+29
Accionistas da EDP	450	472	-5%	-22
Interesses não controláveis	192	141	36%	+51

Dados-chave Operacionais	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.938	11.923	0%	+15
Capacidade instalada (MW)	26.218	24.522	7%	+1.695

Dados-chave Financeiros (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.382	1.143	21%	+238
Investimento operacional	747	724	3%	+23
Manutenção	284	263	8%	+21
Expansão	463	460	1%	+3
Investimento Líquido	792	(21)	-	+812

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Jun-17	Dez-16	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	9.133	9.406	-3%	-273
Dívida líquida	16.890	15.923	6%	+967
Receb. futuros da actividade regulada	1.045	951	10%	+95
Dívida líquida/EBITDA (x) (4)	4,7x	4,2x	11%	0,5x
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (3) (4)	4,4x	4,0x	11%	0,4x

O **EBITDA consolidado** ascendeu a €1.902M no 1S17. Ajustado do ganho não recorrente registado na venda de Pantanal (€+61M; detalhe na pág. 3), o EBITDA caiu 5% face ao 1S16 (-€103M), uma vez que os efeitos de expansão de capacidade (+6%), apreciação do BRL e USD face ao Euro (+€65M) e apertado controlo de custos; foram mais que compensados pelo efeito de um contexto operacional muito mais severo, marcado por uma baixa produção hídrica e preços spot muito elevados, em particular quando comparado com um 1S16 muito chuvoso e com preços muito baixos.

A **capacidade instalada do Grupo EDP** subiu 7% em termos homólogos, para 26,2GW no 1S17, impulsionado pela adição de nova capacidade hídrica em Portugal (+988MW) e eólica (+704MW, essencialmente nos EUA e México). O **portfólio de contratos** cresceu 1%, para 11,3M em Jun-17.

No **mercado Ibérico**, o EBITDA caiu 22% em termos homólogos, para €868M no 1S17. A escassa hidraulicidade (42% abaixo da média de LP), especialmente quando comparada com um 1S16 muito húmido (factor de hidraulicidade 68% acima da média histórica), e os preços spot elevados (média de €51/MWh no 1S17 vs. €30/MWh no 1S16) traduziram-se na extinção dos ganhos com gestão de energia e numa severa penalização da produção hídrica, incluindo a produção da nova capacidade hídrica (designadamente com bombagem), com arranque de produção no período. A contribuição da **EDP Renováveis ('EDPR')** para o EBITDA subiu 11% face ao 1S16, suportado pela expansão de portfólio (+8% em termos médios), pelo acréscimo de proveitos com Parcerias Institucionais e por um impacto cambial favorável. O contributo da **EDP Brasil ('EDPB')** para o EBITDA ajustado subiu 31% em termos homólogos, impulsionado pelo efeito cambial favorável (resultante da apreciação do BRL vs. Euro em 20%), melhoria dos termos regulatórios aplicáveis à EDP Espírito Santo desde Ago-16 e o impacto positivo de elevado preço spot à luz da situação de sobrecontratação vivida pelas nossas distribuidoras.

Os **custos operacionais** subiram €54M, para €813M no 1S17, suportado pelo efeito cambial (+€42M) e pela expansão de portfólio (+6% em termos médios). Excluindo o impacto cambial, importa destacar, por área de negócio: (i) na **P. Ibérica**, a subida de 1%, na medida em que um apertado controlo de custos mitigou o efeito de expansão de portfólio (+6% tanto na capacidade média instalada como na base de clientes) e custos com TI; (ii) na **EDPR**, rácio Core OPEX/MW médio instalado Ex-ForEx estável; (iii) na **EDP Brasil**, subida de custos em 3%, em linha com a inflação local. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** subiram €34M em termos homólogos, para €177M no 1S17, essencialmente devido ao ganho não recorrente registado na venda de Pantanal no 1S16 (€61M). Os custos regulatórios suportados ascenderam a €176M no 1S17 (+24% em termos homólogos).

O **EBIT desceu 10%, para €1.192M no 1S17**. Os **resultados financeiros líquidos e resultados com JVs e associadas** ascenderam a -€363M no 1S17, uma melhoria de €50M face ao 1S16, resultante de uma descida de 14% dos juros líquidos suportados, decorrente da queda de 40pb no custo médio da dívida (para 4,1% no 1S16) e da queda da dívida líquida média (-€0,5MM face ao 1S16). Os **interesses não controláveis** ascenderam a €192M no 1S17, reflexo do acréscimo decorrente da venda de posições minoritárias em parques eólicos nos últimos 12 meses e do acréscimo de resultados líquido da EDPR, reforçado pela extensão da vida útil dos parques eólicos. Em suma, o **resultado líquido da EDP** atingiu €450M no 1S17. **Ajustado dos efeitos não recorrentes** (-€45M no 1S16 e -€43M no 1S17; detalhes na pág. 4), o **resultado líquido** recuou 5% em termos homólogos, de €517M no 1S16 para €493M no 1S17.

A **dívida líquida subiu de €15,9MM em Dez-16 para €16,9MM a Jun-17**, impulsionada pelo pagamento anual de dividendos (+€0,9MM), pelo pagamento IVA não recorrente, a recuperar até ao final de 2017 (+€0,3MM) e pelo pagamento de imposto relativo às securitizações efectuadas durante 2016 (+€0,3MM). Adicionalmente, a evolução da dívida líquida reflecte: i) free cash flow orgânico recorrente no valor de €0,8MM), integralmente compensado pelo investimento líquido em expansão efectuado no período; ii) impacto cambial favorável (-€0,4MM na dívida líquida; iii) acréscimo de activos regulatórios (+€0,1MM); e iv) impacto líquido quase neutro resultante de alterações no perímetro de consolidação (+€0,2MM) e de vendas de participações (na REN e 49% detidos em parques eólicos em Portugal; -€0,3MM na dívida líquida).

Finalmente, destaque-se que, em Abr-17, a EDP acordou definitivamente a venda dos activos de distribuição de gás em Espanha e Portugal por €2,6MM (dos quais €0,2MM têm um recebimento programado durante 5 anos) e €0,5MM, respectivamente. A conclusão da venda de distribuição de gás em Espanha ocorrerá em Jul-17, enquanto a transacção dos activos portugueses deverá ocorrer no 3T17.

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações líqº de compensação de amort. de activos subsidiados; (3) Líqº dos recebimentos futuros relacionados a act. Regulada; (4) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3.595M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17	2T17 YoY		2T17 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção e Comerc. P. Ibérica	360	643	-44%	-282	339	304	213	214	201	160			-47%	-144	-20%	-41
Redes Reguladas P. Ibérica	513	496	3%	+17	234	262	254	240	265	248			-5%	-14	-6%	-16
Eólico e Solar	719	648	11%	+71	379	269	198	324	373	345			28%	76	-8%	-28
Brasil	316	301	5%	+14	185	116	163	129	164	151			30%	35	-8%	-13
Outros	(5)	(21)	78%	+17	(7)	(14)	(2)	(41)	8	(13)			8%	1	-	-21
Consolidado	1.902	2.067	-8%	-164	1.130	937	826	867	1.011	892			-5%	-46	-12%	-119

No 1S17, o **EBITDA do grupo EDP** ascendeu a €1.902M (-8% em termos homólogos). Excluindo o ganho não recorrente obtido na venda de Pantanal (€61M; detalhes abaixo⁽¹⁾), o **EBITDA recuou 5%**, reflectindo essencialmente uma pluviosidade excepcionalmente elevada no 1S16 (especialmente quando comparada com a fraca hidraulicidade no 1T17) e preços mais elevados na P. Ibérica (€51/MWh no 1S17 vs. €30/MWh no 1S16): a hidraulicidade em Portugal ficou 42% aquém da média histórica no 1S17, comparado com um prémio de 68% registado no 1S16. Consequentemente, o EBITDA da Produção e Comercialização na Pen. Ibérica foi penalizado severamente pela queda na produção hídrica e pelo desaparecimento de avultados ganhos com gestão de energia obtidos no período homólogo. Este efeito superou largamente o efeito de expansão de capacidade (+6% em média), dos termos regulatórios mais favoráveis no Brasil e o impacto cambial favorável (+€65M, essencialmente suportado pela apreciação do BRL médio face ao Euro, em 20%).

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA P. IBÉRICA (19% do EBITDA) - O EBITDA desceu 44% em termos homólogos, para €360M no 1S17, suportado por condições atmosféricas e um contexto de preços muito distintas: em face da estratégia de risco controlado seguida pela EDP (traduzida em volumes de vendas contratados a prazo, com margens fechadas), o tempo excepcionalmente seco e os preços spot elevados (em especial no 1T17) compararam muito desfavoravelmente com um 1S16 muito chuvoso e com baixos preços (em especial no 2T16). Como resultado, os elevados resultados com a gestão de energia desapareceram e as margens de comercialização foram particularmente afectadas, designadamente no 1T17. A queda do EBITDA no 1S17 face ao 1S16 resultou de: (i) um mix de geração mais caro (€33/MWh vs €14/MWh no 1S16), resultante da substituição de produção hídrica (peso de 27% no mix de geração no 1S17 vs. 63% no 1S16) por produção a carvão e em CCGTs; (ii) redução de resultados com gestão de energia e de margem na comercialização, decorrentes de preços spot elevados e do custo superior de desvios de consumo na comercialização; (iii) queda de 45% na margem bruta do regime especial, para €27M no 1S17, reflexo do impacto do tempo seco na produção das centrais mini-hídricas. Note-se que o desvio da margem bruta em CAE/CMEC face à referência CMEC ascendeu a €111M no 1S17.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (27% do EBITDA) – O EBITDA cresceu 3% (+€17M) em termos homólogos, para €513M no 1S17, impactado por uma maior margem bruta e um rigoroso controlo de custos (-3% em termos homólogos). A margem bruta aumentou €4M no 1S17 face ao 1S16, para €867M. Na actividade de distribuição de electricidade, a maior bruta manteve-se estável em termos homólogos, tanto em Espanha como em Portugal – neste último, reflectindo o impacto misto de uma subida da taxa de retorno sobre o RAB (de 6,45% no 1S16 para 6,76% no 1S17, em linha com a evolução das OTs de Portugal) e da contracção da carteira de clientes regulados.

Na actividade de gás, a margem bruta ascendeu a €134M no 1S17. Note-se que a EDP anunciou a venda das redes de gás em Espanha e Portugal, em Abril passado (EBITDA: c€210M/ano).

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (37% do EBITDA) - O EBITDA subiu 11% (+€71M), para €719M no 1S17, impulsionado por uma subida de 9% na produção, por uma subida dos proveitos com Parcerias Institucionais e por um impacto cambial favorável e (+1% ou +€13M, essencialmente suportado por uma apreciação do USD face ao Euro em 3%). O crescimento da produção reflectiu a expansão do portfólio médio em 8%, em termos homólogos e um aumento do factor médio de utilização em 1pp (suportado pelos EUA). O OPEX cresceu 8% em termos homólogos, praticamente em linha com a expansão do portfólio. Os proveitos de parcerias institucionais aumentou €29M em termos homólogos, para €132M no 1S17, impulsionado por novas estruturas Tax Equity, impacto cambial favorável e um aumento de valor unitário de PTc de USD23 para USD24/MWh.

BRASIL (17% do EBITDA) - A contribuição da EDP Brasil subiu 5% (+€14M), para €316M no 1S17, penalizada pela mais valia gerada no 1S16, com a venda de Pantanal. Excluindo este efeito, o EBITDA cresceu 31% face ao 1S16, essencialmente devido a um impacto cambial favorável (+€53M, resultante de uma apreciação do BRL médio face ao Euro em 20%). Em moeda local, o EBITDA ajustado subiu 9% face ao 1S16, na medida em que o crescimento na distribuição superou claramente a queda na Produção e comercialização. O EBITDA da distribuição aumentou R\$140M, para R\$397M no 1S17, suportado pelo crescimento da margem bruta regulada (+R\$72M vs. 1S16) e pela melhoria do impacto da sobrecontratação da EDP São Paulo (+R\$58M vs. 1S16). O EBITDA da produção e comercialização diminuiu R\$46M para R\$738M, reflectindo: i) em Pecém, o recebimento no 1S16 de uma indemnização de seguro (R\$82M), combinado com um custo de PLD mais alto; ii) na geração hídrica, o impacto ligeiramente positivo do GSF/energia secundária mais alto, em 97% no 1S17 (vs. 89% no 1S16); iii) na comercialização o impacto positivo de maiores volumes e margem (+R\$84M vs 1S16).

(1) Itens não recorrentes: (i) **+€61M no 1S16**, resultante da venda de centrais hídricas em Pantanal, no Brasil; (ii) **Sem quaisquer itens não recorrentes no 1S17**.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.902	2.067	-8%	-164	826	867	1.011	892	-12%	-119
Provisões	2	(5)	-	7	(10)	(0)	4	(2)	-160%	-7
Amortizações e imparidades exercício	709	744	-5%	-36	371	395	359	349	-3%	-10
EBIT	1.192	1.327	-10%	-135	465	472	648	545	-16%	-103
Juros financeiros líquidos	(343)	(398)	14%	55	(185)	(229)	(175)	(168)	-4%	7
Resultados relac. com Receb. Fut. actividade regulada	21	61	-66%	-40	5	11	19	2	-90%	-17
Custos financeiros capitalizados	16	28	-41%	-12	15	15	10	6	-36%	-4
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo(1)	(94)	(96)	2%	2	(47)	(47)	(51)	(43)	-17%	8
Diferenças de câmbio e derivados	(16)	5	-	-22	(16)	(7)	(5)	(12)	152%	-7
Rendimentos de participações de capital	(10)	(2)	-541%	-8	(4)	(6)	(7)	(2)	-	5
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	25	13	86%	11	(0)	1	0	24	5183%	24
Outros ganhos e perdas financeiros	32	(19)	-	51	5	6	13	19	47%	6
Resultados Financeiros	(370)	(408)	9%	38	(227)	(257)	(197)	(173)	-12%	23
Equiv. patrimoniais JVs/associadas (Detalhes pág. 29)	7	(5)	-	12	2	(19)	(1)	8	-1453%	8
Resultados Antes de Impostos	829	915	-9%	-86	240	196	450	379	-16%	-71
IRC e Impostos Diferidos	119	243	-51%	-124	57	(211)	66	53	-19%	-12
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>14%</i>	<i>27%</i>	<i>-</i>	<i>-12,2 pp</i>	<i>24%</i>	<i>-108%</i>	<i>15%</i>	<i>14%</i>	<i>0%</i>	<i>-0,0 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	67	59	15%	9	2	1	70	(2)	-103%	-72
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 29)	192	141	36%	51	38	60	100	93	-7%	-7
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	450	472	-5%	-22	143	346	215	235	9%	20

As **amortizações** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) caíram 5% vs. 1S16, para €709M no 1S17, reflectindo: (i) a extensão da vida útil de parques eólicos de 25 para 30 anos (-€59M); (ii) a reclassificação da Portugás e Naturgás Energia Distribución como “activos detidos para venda” desde Dez-16 e Mar-17, respetivamente (-€20M); impactos que foram parcialmente compensados pelo aumento da capacidade instalada e a apreciação do BRL face ao Euro.

Os **resultados financeiros líquidos totalizaram** -€370M no 1S17 (+€38M vs. 1S16), beneficiando da uma redução nos **juros financeiros pagos (líquidos)** de 14% no 1S17 (-€55M), suportada por uma queda de 40 pb no custo médio da dívida (de 4,5% no 1S16 e 4,4% em 2016 para 4,1% no 1S17) e na dívida líquida média (-€0,5MM vs. 1S16). Os **resultados financeiros relacionados com recebimentos futuros da actividade regulada** caíram €40M vs. 1S16, em virtude de um saldo e taxa de retorno inferiores. Os **custos financeiros capitalizados** diminuíram €12M vs. 1S16, devido ao fim do período de construção de centrais hídricas em Portugal. As **diferenças de câmbio e derivados** totalizaram -€16M no 1S17 (-€22M vs. 1S16). Os **ganhos com alienação de investimentos financeiros** reflectem (i) no 1S17, a venda de uma participação na REN (€25M); (ii) no 1S16, a venda de uma participação na Tejo Energia (€11M). Os **outros ganhos e perdas financeiros** (+€51M vs. 1S16) foram impactados por uma imparidade na participação financeira no BCP (€27M) e custos com o pagamento antecipado de dívida ao nível da EDPR (€22M).

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram €7M no 1S17, um aumento de €12M face ao 1S16, explicado por resultados inferiores no 1S16 em duas centrais hídricas no Brasil e em participações da EDPR em empresas Espanha e nos Estados Unidos.

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €119M no 1S17 (-€124M vs. 1S16), reflectindo um resultado antes de imposto inferior e uma taxa de imposto efectiva de 14% no 1S17 (vs. 27% no 1S16, excepcionalmente alta devido a vendas de <défice tarifário significativamente superiores neste período). Adicionalmente, no 1S17 a contribuição extraordinária sobre o sector de energia em Portugal (0,85% sobre os activos líquidos), aumentou de €59M no 1S16 para €67M no 1S17, no seguimento do crescimento dos activos líquidos em operação, dado a entrada em operação de duas centrais hídricas em 2016 (Salamonde II e escalão a montante de Baixo Sabor).

Os **interesses não controláveis** ascenderam a €192M no 1S17, um aumento de €51M em termos homólogos, em consequência da subida do resultado líquido da EDPR (reforçando pela extensão da vida útil de activos eólicos) e pelo acréscimo decorrente da venda de posições minoritárias em parques eólicos nos últimos 12 meses.

Em suma, o **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** diminuiu 5%, para €450M no 1S17. Excluindo itens não recorrentes⁽¹⁾, o resultado líquido ajustado desceu 5% no 1S17, para €493M (-5% face ao 1S16, vs. €517M no 1S16).

⁽¹⁾Eventos não recorrentes: (i) **no 1S16 (-€45M)**, ganhos de capital obtidos na venda de Pantanal (+€24M) e da participação na central Tejo Energia (+€11M), registo de imparidade com o BCP (-€21M) e contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€59M); (ii) **no 1S17 (-€43M)**, ganho de capital com venda de participação na REN (€25M) e contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€67M).

(1) Inclui "Unwinding" de responsabilidades de médio, longo prazo (provisões para desmantelamento e descomissionamento de parques eólicos, parcerias institucionais nos EUA e concessões Alqueva/Pedrógão) e juros sobre responsabilidades com fundo de pensões e cuidados médicos.

Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Produção e Comerc. P. Ibérica	67	127	-47%	-59
Redes reguladas P. Ibérica	146	148	-2%	-3
Eólico & Solar	424	378	12%	+46
Brasil	94	58	63%	+36
Outros	16	13	28%	+3
Grupo EDP	747	724	3%	+23
Expansão	463	460	1%	+3
Manutenção	284	263	8%	+21

1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17
50	77	91	160	32	35		
65	83	85	112	73	73		
89	290	204	446	93	331		
21	37	49	62	49	45		
9	4	8	23	5	11		
233	490	436	804	252	495		
127	334	261	546	112	351		
106	157	176	258	140	144		



Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	61	156	-61%	-96
Perímetro consolidação EDPR	17	38	-57%	-22
Brasil - Produção	39	58	-32%	-19
Activos de gás (Ibéria)	-	44	-	-44
Outros	5	17	-69%	-11
Desinvestimentos	264	687	-62%	-423
EDP Brasil (Pantanal)	-	83	-	-83
Activos eólicos	211	585	-64%	-374
Outros	53	20	168%	+33
Total	(203)	(531)	62%	+328

Investimento Líquido (€M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	747	724	3%	+23
Investimentos financeiros	45	84	-47%	-40
Rotação de activos na EDPR	-	(829)	-	+829
Total	792	(21)	-	+812

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €747M no 1S17, sendo 62% dedicado a projectos de expansão, nomeadamente em nova capacidade hídrica e eólica (€453M). De notar que 89% do investimento operacional foi dedicado a actividades reguladas ou contratadas a longo-prazo.

O **investimento em nova capacidade eólica** (EDPR) atingiu €424M no 1S17 (dos quais 76% na América do Norte, 13% na Europa e 11% no Brasil). As **adições de capacidade eólica** corresponderam a 18MW no 1S17, consistindo em 18MW de capacidade eólica em França e um parque de Solar PV de 3MW em Portugal. A **capacidade eólica em construção** alcançou os 633MW em Jun-17 (79% na América do Norte, 20% no Brasil e 1% na Europa).

O **investimento em expansão** dedicado a **nova capacidade hídrica em Portugal** totalizou €29M (comparativamente a €72M no 1S16), no seguimento da entrada em operação da central de Venda Nova III (756 MW) no 1T17 e da central de Foz Tua (263MW) no 2T17.

O **investimento operacional de manutenção** atingiu €284M no 1S17, maioritariamente dedicado às redes reguladas na P. Ibérica e no Brasil. O aumento de €21M face ao 1S16 deve-se em grande parte a maiores investimentos nas redes de distribuição no Brasil, destinados à redução de perdas de energia e à melhoria da qualidade de serviço. De notar que o investimento operacional de manutenção inclui ainda trabalhos pluri-anuais realizados nas nossas centrais.

Os **investimentos financeiros líquidos** ascenderam a -€203M no 1S17, reflectindo sobretudo a conclusão da venda de uma participação minoritária em activos eólicos em Portugal à CTG (€211M, excluindo suprimentos) e a venda da participação de 3.5% na REN (€50M), parcialmente mitigados pelos contributos de capital para o projecto de São Manoel no Brasil e parques eólicos offshore desenvolvidos em parceria.

Em conclusão, o investimento líquido atingiu €792M no 1S17 (vs. -€21M no 1S16), incluindo €747M de Capex e €45M de investimentos financeiros (excluindo a venda da participação minoritária em activos eólicos em Portugal à CTG).

FFO & Cash Flow



Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.902	2.067	-8%	-164
Imposto corrente	(144)	(465)	69%	+321
Juros financeiros líquidos	(343)	(398)	14%	+55
Resultados de associadas e dividendos	13	(1)	-	+14
Itens não monetários	(46)	(59)	21%	+13
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	1.382	1.143	21%	+238

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.902	2.067	-8%	-164
Imposto corrente	(144)	(465)	69%	+321
Investimento em fundo de maneoio	(781)	606	-	-1.387
Recebimentos futuros da actividade regulada	(95)	851	-	-946
Itens não monetários	(46)	(59)	21%	+13
Outros	(640)	(186)	-244%	-454

Fluxo das Actividades Operacionais	978	2.208	-56%	-1.230
Investimento operacional	(747)	(724)	-3%	-23
Expansão	(463)	(460)	-1%	-3
Manutenção	(284)	(263)	-8%	-21
Var. de fundo de maneoio de fornec. de imobilizado	(350)	(409)	15%	+60
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	203	531	-62%	-328
Juros financeiros líquidos pagos	(369)	(391)	5%	+21
Dividendos recebidos	16	10	n.m.	+6
Dividendos pagos	(744)	(792)	6%	+48
Accionistas	(691)	(673)	-3%	-18
Outros	(53)	(119)	56%	+66
Receb./pagamentos) parceiros institucionais EUA	(132)	113	-	-245
Variações cambiais	377	(58)	-	+434
Outras variações não operacionais	(199)	412	-	-611
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(967)	901	-	-1.868

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	7.171	6.796	6%	+375
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	593	1.254	-53%	-661
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(5.851)	(5.164)	-13%	-687
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(624)	(505)	-24%	-120
Fluxo gerado pelas operações	1.289	2.382	-46%	-1.092
Receb./pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(311)	(174)	-79%	-138

Fluxo das Actividades Operacionais	978	2.208	-56%	-1.230
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.021)	(1.100)	7%	+79
Fluxo das Actividades de Financiamento	577	(932)	-	+1.510
Variação de caixa e seus equivalentes	534	175	205%	+359
Efeito das diferenças de câmbio	(67)	108	-	-174

O FFO cresceu 21% vs. 1S16, totalizando €1.382M no 1S17, reflexo de (i) um decréscimo de €164M no EBITDA (ver detalhes na página 3); (ii) uma diminuição de €321M do imposto corrente, fortemente influenciado por menores vendas de défice tarifário no 1S17 (€0.6MM) face ao 1S16 (€1.3MM); e (iii) um decréscimo de €55M dos juros financeiros líquidos.

O fluxo das actividades operacionais diminuiu €1.230M vs. Dez-16, para €978M no 1S17. Os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram €95m vs. Dez-16, reflectindo: (i) um aumento de €82M, proveniente das actividades reguladas em Portugal, que incluem um impacto de €574M de vendas de défice tarifário no período; (ii) um aumento de €18M relacionado com as actividades reguladas no Brasil. As outras variações no fundo de maneoio ascenderam a -€640M no 1S17, impactadas em larga medida por: (i) pagamentos não recorrentes em sede de IVA de €268M, no âmbito da reorganização das actividades de distribuição de gás em Espanha (que será recuperado até ao final do ano); (ii) pagamento de imposto sobre o rendimento superior devido ao montante significativamente elevado de vendas de défice tarifário que foram executadas durante 2016 (€330M). De notar que, no 1S16, esta linha incluía um ganho de €61M decorrente da venda de Pantanal no Brasil.

O investimento operacional de expansão totalizou €463M no 1S17, traduzindo essencialmente os trabalhos de construção de nova capacidade eólica e, em menor escala, hídrica.

Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €203M no 1S17, incluindo: (i) a venda pela EDPR de uma participação minoritária num portfolio de parques eólicos em Portugal (abrangendo activos da ENEOP) à CTG (€211M; os restantes €37M correspondem a suprimentos, estando a ser considerados na linha “Outras variações não operacionais”); (ii) venda de uma participação na REN (€50M); e (iii) contribuições de capital para o projecto de São Manoel no Brasil e para projectos eólicos offshore desenvolvidos em parceria.

No dia 17 de Maio de 2017, a EDP pagou o seu dividendo anual que ascendeu a €691m (€0,19/acção, o que representa um aumento de 2,7% face ao ano anterior). De notar que no total de €744M de dividendos pagos no 1S17, estão incluídos os montantes pagos a interesses não controláveis, sobretudo ao nível da EDP Renováveis e da EDP Brasil.

Os recebimentos de Parceiros Institucionais nos EUA corresponderam a -€132M no 1S17, reflectindo a retenção de benefícios fiscais por investidores institucionais. Saliente-se que no 1S16, esta rubrica incluía os recebimentos provenientes da parceria de financiamento relativa ao parque eólico Waverly com 199MW (€216M).

As variações cambiais afectaram positivamente a dívida líquida em €377M no 1S17, em virtude da depreciação do BRL (-10%) e do USD (-8%) face ao Euro comparativamente a Dez-16.

Outras variações não operacionais ascenderam a -€199M no 1S17, devido essencialmente à consolidação do novo parque Eólica de Coahuila no México com 200MW (€0,2MM) e a um valor superior de suprimentos prestado por parceiros (€273M) no contexto da venda de uma participação minoritária em parques eólicos em Portugal à CTG (€37M). De salientar que no 1S16, esta linha reflectia o impacto do aumento de suprimentos prestados por parceiros relacionado com a alienação de participações minoritárias num portfolio de activos na Europa (€273M), bem como do aumento de capital na EDP Brasil (€184M).

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €967M vs. Dez-16 para €16,9MM a Jun-17.

Importa ainda salientar que: (i) em Abr-17 a EDP assinou o acordo definitivo para a venda do seu negócio de distribuição de gás em Espanha, cuja conclusão ocorrerá em Jul-17 (€2,6MM, dos quais €0,2MM têm um recebimento programado durante 5 anos); e acordou igualmente a venda do seu negócio de distribuição de gás em Portugal (€0,5MM), sendo expectável que a conclusão desta transacção ocorra no 3T17; (ii) em Jul-17, a EDPR estabeleceu um novo acordo “tax equity” relativo a três parques eólicos nos EUA (\$370M); e (iii) a taxa de aceitação da oferta pública de aquisição da EDP sobre a EDPR (€6.75/acção, representando um investimento potencial máximo de €1,3MM) será conhecida no dia 4 de Agosto.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Jun. vs. Dez.		
	Jun-17	Dez-16	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	23.155	24.194	-1.038
Activos intangíveis	4.884	5.129	-245
Goodwill	2.301	3.415	-1.114
Invest. Financeiros, Activos para venda (Detalhes pág 30)	3.872	1.547	2.325
Impostos, correntes e diferidos	962	1.399	-437
Inventários	267	317	-49
Outros activos, líquido	6.052	6.511	-459
Depósitos colaterais	42	52	-10
Caixa e equivalentes de caixa	1.989	1.521	468
Total do Activo	43.525	44.084	-559

Capital Próprio (€ M)	Jun-17	Dez-16	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9.133	9.406	-273
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 30)	4.350	4.330	20
Total do Capital Próprio	13.483	13.736	-253

Passivo (€M)	Jun-17	Dez-16	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	19.374	18.027	1.348
Médio e longo prazo	15.908	15.550	357
Curto prazo	3.467	2.476	990
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.655	1.727	-72
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.129	1.520	-391
Provisões	644	671	-28
Impostos, correntes e diferidos	1.131	1.676	-545
Proveitos diferidos de invest. institucionais	828	819	8
Outros passivos, líquido	5.281	5.907	-627
Total do Passivo	30.041	30.347	-306

Total do Capital Próprio e Passivo	43.525	44.084	-559
---	---------------	---------------	-------------

Benefícios aos Empregados (€M) (1)	Jun-17	Dez-16	Δ Abs.
Pensões (2)	761	815	-54
Actos médicos e outros	894	912	-18
Benefícios aos Empregados	1.655	1.727	-72

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Jun-17	Dez-16	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	765	744	21
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	314	253	60
Espanha	62	68	-5
Brasil	-96	-114	18
Receb. Futuros da Actividade Regulada	1.045	951	95

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €1,3MM vs. Dez-16, para €28,0MM a Jun-17, reflectindo essencialmente: i) -€0,7MM de amortizações do período; ii) +€0,8MM de investimento operacional no período; iii) +€0,3MM devido à consolidação do parque Eólica de Coahuila no México (200MW); iv) -€0,6MM atribuíveis à reclassificação dos activos de distribuição de gás em Espanha como “activos detidos para venda”, no seguimento da assinatura do acordo definitivo para a venda em Abr-17; e v) -€0.8bn relativos a diferenças de taxas de câmbio decorrentes da desvalorização do USD e do BRL. A Jun-17, existiam €2,1MM de imobilizado em curso (8% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

O **goodwill** diminuiu €1,1MM vs. Dez-16 para €2,3MM em Jun-17, dada a venda acordada da Naturgas Energía Distribución.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** aumentaram €2,3MM vs. Dez-16, para €3,8MM a Jun-17, reflectindo essencialmente a inclusão dos activos da Naturgas Energía Distribución (€2,3MM) como “detidos para venda”, visto que a Portgás já estava reclassificada nesta rubrica desde Dez-16. De notar que, a Jun-17, os investimentos financeiros incluem as nossas participações financeiras ao nível do Brasil em Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%) e São Manoel (33%); ao nível do grupo na EDP Ásia (50%), empresa detentora de 21% na CEM; e ao nível da EDPR, participações em parques eólicos nos EUA e Espanha (356MW). A nossa participação de 3,5% na REN foi vendida em Jun-17.

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, aumentaram 0,1MM vs. Dez-16, influenciados por um pagamento em sede de IRC (€330M) decorrente dos montantes extraordinários de securitizações em 2016. De notar ainda um pagamento extraordinário em sede de IVA (€0.3MM) no âmbito da reestruturação do negócio de distribuição de gás em Espanha, a recuperar até ao fim de 2017. O montante em **Outros activos, líquido** sofreu uma redução de €0,5MM vs. Dez-16 para €6,1MM a Jun-17, traduzindo sobretudo uma redução dos activos regulatórios em Portugal impulsionada pelas vendas de défice tarifário no 1S17.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** aumentou €0,1MM vs. Dez-16, para €1.045M a Jun-17, reflexo de um aumento de €82M originado em Portugal.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** diminuíram €0,3MM, para €9,1MM a Jun-17, reflectindo o pagamento do dividendo anual de €691M, parcialmente mitigado pelos €450M de resultado líquido gerado no período. Os **interesses não controláveis** ficaram em €4,4MM a Jun-17, por consequência da atribuição da componente do resultado líquido da EDPR e EDP Brasil que não pertence 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 €72M face a Dez-16 para €1.7M a Jun-17, na sequência do pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos no 1S17. O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** diminuiu €0,4MM vs. Dez-16 para €1,1MM a Jun-17, reflectindo os benefícios apropriados pelos parceiros institucionais durante o período e a depreciação do USD face ao Euro (-3%).

(1) Bruto de impostos; (2) Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPR (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)	Jun-17	Dez-16	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.634	15.214	9%	1.420
EDP Produção & Outros	76	79	-5%	-4
EDP Renováveis	962	787	22%	175
EDP Brasil	1.458	1.582	-8%	-124
Dívida Financeira Nominal	19.130	17.662	8%	1.468

Juros da dívida a liquidar	237	292	-19%	-55
"Fair Value"(cobertura dívida)	8	73	-89%	-65
Derivados associados com dívida (2)	(66)	(130)	50%	64
Depósitos colaterais associados com dívida	(42)	(52)	20%	10
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(381)	(391)	3%	10
Dívida Financeira	18.886	17.454	8%	1.432

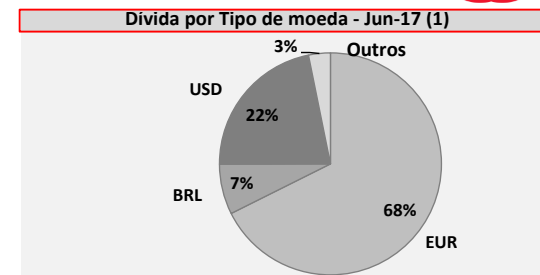
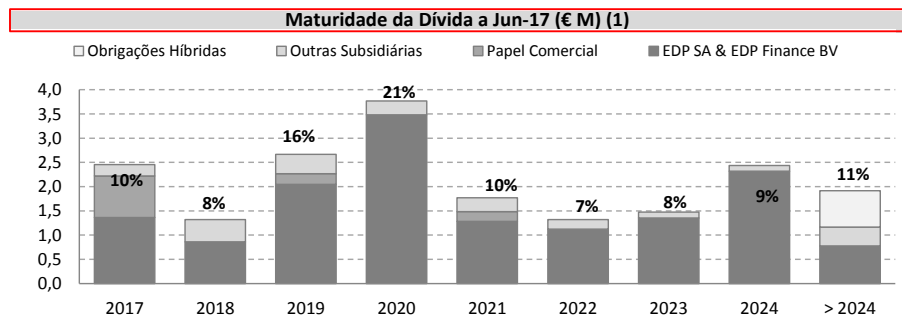
Caixa e Equivalentes	1.989	1.521	31%	468
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.176	525	124%	650
EDP Renováveis	274	408	-33%	-134
EDP Brasil	539	588	-8%	-49
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	8	10	-21%	-2

Dívida líquida do Grupo EDP	16.890	15.923	6%	967
------------------------------------	---------------	---------------	-----------	------------

Linhas de Crédito em Jun-17 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	-	Ago-17
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	jun-19
Linha Crédito "Revolving"	500	16	425	fev-20
Linhas Crédito Domésticas	151	7	139	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	2021
Total Linhas Crédito	3.976		3.814	

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	30-03-2017	03-04-2017	31-10-2016

Rácios de Dívida	Jun-17 (3)	Dez-16
Dívida Líquida / EBITDA	4,7x	4,2x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	4,4x	4,0x



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 Mar-17, a S&P manteve a notação de rating da EDP em "BB+" com Outlook 'Positivo'. Em Abr-17, a Moody's manteve a notação de rating da EDP em "Baa3" com Outlook 'Estável'. Ambas as afirmações do rating ocorreram no seguimento do anúncio pela EDP da aceitação de uma oferta vinculativa para a aquisição do seu negócio de distribuição de gás em Espanha, cujo encaixe financeiro será parcialmente aplicado na potencial aquisição de acções da EDP Renováveis, detidas actualmente por accionistas minoritários. A S&P considera que as transacções não afectam materialmente o perfil de risco do grupo, sendo que na perspectiva da Moody's as transacções são consistentes com o Plano Estratégico 2016-20 da EDP, contribuindo para a redução do seu nível de endividamento.

No que se refere às principais operações de refinanciamento, em Jan-17 a EDP emitiu um empréstimo obrigacionista de €600M, com vencimento em Set-23 e cupão de 1,875%. Em Jun-17, a EDP emitiu USD1,000M em obrigações com cupão de 3,625% e vencimento em Jul-24. As emissões de obrigações da EDP estão em linha com a política financeira da EDP de alargar o prazo média da dívida contribuindo para a melhoria das suas métricas de crédito e execução dos seus objectivos de desalavancagem financeira.

Em Jun-17, a **maturidade média da dívida** era de 4,6 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 74% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários.

As necessidades de refinanciamento para 2017 ao nível da holding (EDP S.A. e EDP Finance B.V.) ascendem a €2,2MM, sendo essencialmente constituídas por empréstimos bancários e duas obrigações: obrigação de €750M com cupão 5,75% e maturidade em Set-17; e obrigação de GBP200M com cupão de 6,625% e maturidade em Ago-17. **Em 2018 e 2019 as necessidades de refinanciamento ao nível da holding** totalizam €0,9MM e €2,3MM, respectivamente. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,8MM a Jun-17. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além 2018.

(1) Valor Nominal, incluindo 100% da obrigação híbrida; (2) Derivados relacionados com fair-value de cobertura de dívida; (3) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3.595M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S17	1S16	Δ%	1S17	1S16	Δ%	1S17	1S16	Δ%
Hidroeléctrica	4,3	11,2	-62%	13,2	27,2	-52%	17,4	38,5	-55%
Nuclear	-	-	-	28,5	27,6	3%	28,5	27,6	3%
Carvão	6,6	4,5	46%	20,0	10,1	99%	26,6	14,6	82%
CCGT	5,9	1,7	252%	12,1	9,1	33%	18,0	10,8	67%
(-) Bombagem	(1,2)	(0,7)	60%	(2,1)	(3,5)	-40%	(3,3)	(4,2)	-22%
Regime Convencional	15,5	16,7	-7%	71,7	70,5	2%	87,2	87,2	0%
Eólica	6,4	7,0	-9%	25,2	28,6	-12%	31,5	35,6	-11%
Outras	4,6	5,0	-9%	23,6	21,5	10%	28,2	26,5	6%
Regime Especial	10,9	12,1	-9%	48,8	50,1	-3%	59,7	62,1	-4%
Importação/(exportação)	(1,7)	(4,1)	-58%	4,6	3,1	47%	2,9	(1,0)	-
Consumo Referido à Emissão	24,7	24,7	0,3%	125,0	123,7	1,1%	149,8	148,3	1,0%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,6%			1,5%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S17	1S16	Δ%	1S17	1S16	Δ%	1S17	1S16	Δ%
Procura convencional	21,4	20,4	5%	141,9	136,0	4%	163,3	156,4	4%
Procura para produção electricidade	12,1	3,6	236%	27,2	21,8	25%	39,3	25,4	55%
Procura Total	33,6	24,0	40%	169,1	157,9	7%	202,6	181,9	11%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 1% no 1S17, claramente suportada pela onda de calor verificada em Junho. Em termos homólogos, a procura ajustada de temperatura e dias úteis cresceu 1,5% em Espanha (83% do total) e 0,6% em Portugal (17% da procura total na P. Ibérica).

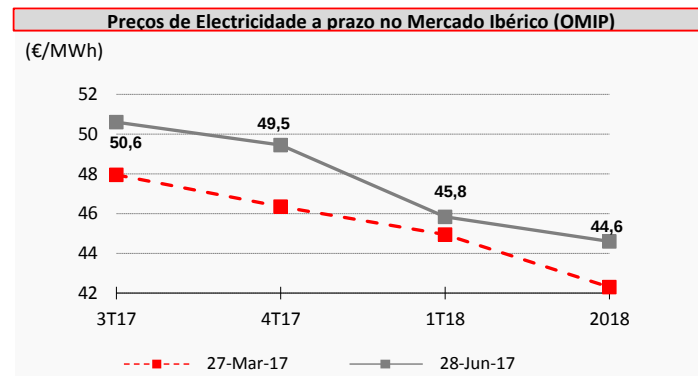
A capacidade instalada na P. Ibérica cresceu 0,7GW, para 120GW, suportada pelo comissionamento da repotenciação na central hídrica Venda Nova III (756MW quase exclusivamente de bombagem), arranque de produção na nova central hídrica Foz Tua (263MW, com bombagem), pela adição de nova capacidade eólica (+0,4GW) e por uma pequena redução da capacidade instalada em cogeração (-0,1GW).

No 1S17, a procura residual térmica (PRT) aumentou 76% (+19TWh), impulsionada por um tempo muito seco, especialmente quando comparado com o tempo muito húmido no 1S16: a hidraulicidade no 1S17 ficou 42% aquém da média histórica, comparado com um prémio de 68% e 50% no 1S16, em Portugal e Espanha, respectivamente. Consequentemente, a produção em centrais hídricas líquida de bombagem recuou 59% face ao 1S16 (-20TWh vs 1S16). Destaque também para a redução de produção em regime especial (-2,4TWh, suportada por uma quebra de 4,1TWh na produção eólica, resultante de uma normalização de eolicidade), e para o aumento da procura em 1,5TWh. Estes efeitos forma compensados por uma subida das importações líquidas (+3,8TWh, concentrada no 2T17) e por uma subida da produção nuclear (+0,9TWh). O acréscimo de PRT na P. Ibérica foi satisfeita por produção a carvão (+12TWh face ao 1S16) e em CCGTs (+7TWh), cujos factores médios de utilização aumentaram 25pp e 6pp em termos homólogos, para 54% e 14%, respectivamente. Em termos gerais, a fraca hidraulicidade e normal eolicidade no semestre compararam muito desfavoravelmente com as condições excepcionais verificadas no 1S16.

O preço médio à vista em Espanha subiu 70% em termos homólogos, para €51/MWh (tanto em Espanha como em Portugal), reflexo do impacto combinado de condições atmosféricas desfavoráveis, custo de produção mais alto das tecnologias marginais; no 1T17, baixas temperaturas na Europa e constrangimentos em centrais nucleares em França. O preço médio de CO₂ caiu 12% no 1S17, para €5,0/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha subiu 51% face ao 1S16, para 59€/MWh no 1S17, em linha com a evolução do preço spot. A diferença entre o preço final de electricidade e o preço da pool é essencialmente explicada pela modulação horária e contribuição do mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo cresceu 11% no 1S17, suportado pelo reforço de produção de electricidade a partir de CCGTs: o consumo de gás para produção de electricidade (20% do total na P. Ibérica) subiu 55% no 1S17, com especial contributo de Portugal. No 1S17, a procura convencional representou 80% do consumo total de gás na P. Ibérica, com um crescimento de 4% em termos homólogos.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1S17	1S16	Δ%
Hídrica	24,5	23,5	4%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,3	-1%
CCGT	28,8	28,8	0%
Regime Convencional	71,5	70,6	1%
Eólica	28,5	28,1	1%
PRE's (outras)	19,6	20,2	-3%
Regime Especial	48,1	48,3	0%
Total	119,6	118,9	1%



Factores Chave (1)	1S17	1S16	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,58	1,68	-65%
Espanha	0,60	1,50	-60%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,99	1,13	-12%
Preço de elect. à vista, €/MWh			
Portugal	51	30	73%
Espanha	51	30	70%
Preço final elect. à vista, €/MWh (2)			
Espanha	59	39	51%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton	5,0	5,7	-12%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/ton	79	47	68%
Preço Mibgas (€/MWh)	21	15	41%
Gás NBP, €/MWh	17	14	27%
Brent, USD/Barril	52	40	30%
EUR/USD	1,08	1,12	-3%

Produção e Comercialização no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	671	962	-30%	-292
OPEX (1)	225	202	11%	+23
Outros custos operacionais (liq.)	86	118	-27%	-32
Custos Operacionais Líquidos	310	320	-3%	-9
EBITDA	360	643	-44%	-282
Provisões	(0)	(25)	-100%	+25
Amortizações e imparidades	189	182	4%	+7
EBIT	172	486	-65%	-314

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1S17	1S16	Δ%	Δ Abs.
Fontes & Destinos Electricidade	507	782	-35%	-274
Volume Total (TWh)	35	39	-9%	-3,3
Margem Unitária (€/MWh)	14,4	20,2	-29%	-5,9
Antes de Coberturas (€/MWh)	13,1	21,8	-40%	-8,7
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (2)	1,2	(1,6)	-	+2,8
Outros	163	181	-10%	-17,2
Produção e Comercial. electricidade (Detalhe pág. 12)	171	152	13%	+19,2
Trading de Gás, Outros e Ajustamentos	(8)	29	-	-36,4
Total	671	962	-30%	-292

Fontes & Destinos Electricidade	1S17	1S16	Δ%	1S17	1S16	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (3)		
Produção própria (4)	16.476	18.991	-13%	33	14	145%
Compras	18.843	19.666	-4%	58	39	51%
Fontes de Electricidade	35.319	38.656	-9%	47	26	77%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (5)		
Perdas na Rede	1.778	1.417	25%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais	17.066	18.248	-6%	63	62	2%
Mercado Grossista	16.476	18.991	-13%	63	38	64%
Destinos de Electricidade	35.319	38.656	-9%	60	48	24%
Destinos de Gás (TWh)	1S17	1S16	Δ%	Δ Abs.		
Consumo em centrais térmicas EDP	6,3	2,5	156%	+3,8		
Vendido no mercado grossista	4,6	15,4	-70%	-10,8		
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	6,8	5,7	20%	+1,2		
Total	17,7	23,6	-25%	-5,8		

A partir de Jul-17, a capacidade sob CAE/CMEC (2,7GW de capacidade hídrica, 1,2GW de capacidade a carvão) está exposta ao risco hídrico e de mercado. A proporção de capacidade instalada com remuneração contratada confina-se então a capacidade mini-hídrica, cogeração e resíduos (essencialmente remunerada através de tarifas 'feed in'). Consequentemente, desde 1-Jan-17, a EDP reporta conjuntamente toda a Produção & Comercialização na Península Ibérica (2016 re-expresso em conformidade).

O **EBITDA da Produção e Comercialização** desceu 44% em termos homólogos, para €360M no 1S17, suportado por condições atmosféricas e um contexto de preços muito distintas: em face da estratégia de risco controlado seguida pela EDP (traduzida em volumes de vendas contratados a prazo, com margens fechadas), o tempo excepcionalmente seco e os preços spot elevados (em especial no 1T17) compararam muito desfavoravelmente com um 1S16 muito chuvoso e com baixos preços (em especial no 2T16). Como resultado, os elevados resultados com a gestão de energia desapareceram e as margens de comercialização foram particularmente afectadas, designadamente no 1T17.

Em detalhe, a queda do EBITDA no 1S17 face ao 1S16 resultou de: (i) um mix de geração mais caro (€33/MWh vs €14/MWh no 1S16), resultante da substituição de produção hídrica (peso de 27% no mix de geração no 1S17 vs. 63% no 1S16) por produção a carvão e em CCGTs; (ii) redução de resultados com gestão de energia e de margem na comercialização, decorrentes de preços spot elevados e do custo superior de desvios de consumo na comercialização (em especial no Jan-17); (iii) queda de 45% na margem bruta do regime especial, para €27M no 1S17, reflexo do impacto do tempo seco na produção das centrais mini-hídricas. Os **custos regulatórios na P. Ibérica** ascenderam a €93M no 1S17 (com um aumento ao nível da margem bruta e uma redução ao nível de outros custos operacionais). Note-se que o desvio da margem bruta em CAE/CMEC face à referência CMEC ascendeu a €111M no 1S17.

A **margem bruta no negócio de electricidade** caiu 30%, para €671M no 1S17, suportada por uma redução do volume total vendido (-9% em termos homólogos) e uma diminuição da margem média unitária (de €20/MWh no 1S16 para €14/MWh no 1S17).

Volumes: O volume vendido recuou 9% face ao 1S16, para 35TWh no 1S17, reflexo da descida da electricidade vendida a clientes finais (-6%), suportada pelo segmento industrial, e no mercado grossista (-13%), essencialmente suportado por serviços de sistema. A produção própria caiu 13% em resultado da menor produção em centrais hídricas, enquanto as compras de electricidade recuaram 4% em termos homólogos.

Margens (2)(3): A margem média antes de coberturas desceu de €22/MWh no 1S16, para €13/MWh no 1S17, por força de um mix de produção mais caro e do preço spot médio mais elevado. O **custo médio da electricidade vendida** subiu 77%, para €47/MWh no 1S17, impulsionado pela substituição de produção hídrica (-62% em termos homólogos, com maior actividade de bombagem) por produção a carvão e em CCGT; e ainda pelo aumento do custo médio de electricidade comprada (ainda que crescendo abaixo do preço spot). O **preço médio da electricidade vendida** aumentou 24% no 1S17, em resultado do preço médio mais alto implícito nas vendas em mercado grossistas (+64%) e de um preço médio de venda a clientes 2% mais alto, em termos homólogos.

Os **custos operacionais líquidos**(4) caíram 3% face ao 1S16, essencialmente suportados por menores custos regulatórios, decorrentes de menor produção.

O **nosso abastecimento de gás** em 2017 baseia-se num portfólio anual de 2,6bcm/ano, afecto a contratos de longo prazo. No 1S17, o volume de gás utilizado caiu 25%, em resultado da descida do volume vendido em mercado grossista (-70%), reflexo da elevada procura térmica (que se traduziu num acréscimo de 156% do gás consumido) e oportunidades menos atractivas no mercado grossista. Por sua vez, o gás vendido a clientes finais subiu 20%, essencialmente suportado por Espanha.

Em linha com a estratégia de risco controlado seguida pela EDP no negócio liberalizado, a EDP contrata spreads da sua produção esperada a prazo, à medida que as vendas de electricidade são contratadas com clientes. Neste sentido, A EDP fechou vendas de electricidade a clientes finais num total de c34TWh para 2017, com um preço médio c€55/MWh (excluindo vendas com preço indexado ao preço da pool). Em paralelo, a EDP fechou margem para ~90% do gás comprometido e toda a produção a carvão esperada em 2017.

(1) OPEX = Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal; (2) Inclui resultados de cobertura de electricidade; (3) Inclui custos com combustíveis, custos com CO2, resultados de coberturas, custos de sistema;

(4) Exclui produção em mini-hídricas, cogeração e resíduos; (5) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema.

Produção de Electricidade no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S17	1S16	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	520	783	-34%	-263
OPEX (1)	122	110	12%	+13
Outros custos operacionais (liq.)	59	92	-36%	-33
Custos Operacionais Líquidos	182	202	-10%	-20
EBITDA	339	581	-42%	-242
Provisões	0	1	-82%	-0
Amortizações e imparidades	182	177	3%	+5
EBIT	156	403	-61%	-247

As nossas actividades de produção em mercado e de comercialização são geridas de forma integrada, uma vez que a nossa produção é maioritariamente vendida às nossas unidades de comercialização a preços fixos. A presente secção reporta à actividade de produção de electricidade.

A partir de 1-Jan-17, a EDP reporta os resultados das áreas de Produção Contratada de Longo Prazo e de Actividades Liberalizadas na Península Ibérica conjuntamente (2016 re-expresso). Ainda que a capacidade sob CAE/CMEC (2,7GW de capacidade hídrica, 1,2GW de capacidade a carvão) não esteja exposta a risco de mercado e hídrico até Jun-17 (o desvio da margem bruta em mercado face à referência CMEC ascendeu a €111M no 1S17), as centrais são despachadas em mercado, em função da ordem de mérito. O **portfólio de geração na Península Ibérica** integra um total de 13,7GW, dos quais 52% corresponde a centrais hídricas, 27% a CCGTs, 18% a centrais a carvão (86% da qual com investimentos ambientais DeNOX já instalados), 2% a centrais mini-hídricas, a cogeração e resíduos; e 1% em nuclear. Nos últimos 12 meses, a capacidade instalada cresceu 8%, reflexo do comissionamento da repotenciação Venda Nova III (756MW) e do arranque de produção em Foz Tua, ambas com capacidade de bombagem.

Dados-chave	1S17	1S16	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	16.778	19.620	-14%	-2.842
CCGT	3.101	1.017	205%	+2.084
Carvão	8.297	5.405	53%	+2.891
Hidroeléctrica	4.522	12.008	-62%	-7.487
Nuclear	557	560	-1%	-3
Mini-hídricas, Cog. e Resíduos	302	630	-52%	(327)
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	33	14	145%	+19,7
CCGT	53	67	-21%	-13,9
Carvão	34	27	26%	+7,2
Hidroeléctrica	21	3	528%	+17,8
Nuclear	5	5	-11%	-0,5
Factores de Utilização (%)				
CCGT	19%	6%	-	13p.p.
Carvão	79%	51%	-	28p.p.
Hidroeléctrica	15%	45%	-	-30p.p.
Nuclear	82%	83%	-	0p.p.
Empregados (#)	1.629	1.645	-1%	-16
Investimento Operacional (€M)	60	121	-50%	-61
Expansão	37	79	-53%	-42
Manutenção	23	42	-44%	-19

A **produção** das centrais de geração (incluindo mini-hídricas, cogeração e resíduos) caiu 14% no 1S17 (-2,8TWh vs. 1S16), para 16,8TWh, fortemente impactada por: (i) queda de 66% na produção nas nossas centrais hídricas com CAE/CMEC (-3,5TWh em termos homólogos, ainda que sem impacto nos resultados); e (ii) uma queda de 59% na produção hídrica restante (-4,0TWh face ao 1S16), por força de uma hidraulicidade 42% abaixo da média histórica, em Portugal. Este impacto foi parcialmente compensado pelo acréscimo em 205% da produção em CCGT (+2,1TWh vs. 1S16) e por uma subida de 53% na produção a carvão (+2,9TWh vs. 1S17, dos quais +1,4TWh na central Sines, sob regime CAE/CMEC), essencialmente no 2T17.

O **custo médio de produção** subiu de €14/MWh no 1S16 para €33/MWh no 1S17, reflectindo: (i) o menor peso de produção hídrica (27% da produção total no 1S17 vs. o peso excepcionalmente alto no 1S16, em 63%), combinado com uma actividade de bombagem mais intensa (à luz dos recursos hídricos mais escassos); e (ii) produção a carvão mais cara (+26% face ao 1S16), devido à subida do preço do carvão. Por sua vez, o custo médio de produção em CCGT recuou 21%, reflectindo essencialmente uma maior diluição do custo fixo do gás.

A **margem bruta da Produção na P. Ibérica** caiu 34% em termos homólogos, para €520M no 1S17, impactada por: (i) queda de produção própria e aumento do custo médio de produção; e (ii) menor margem bruta das centrais mini-hídricas, cogeração e resíduos (-45%), justificada pelo impacto do tempo seco na produção de mini-hídricas, em especial quando comparado com as condições excepcionais no semestre homólogo.

No que se refere à garantia de potência, importa mencionar que, após o cancelamento da garantia de vigor (traduzindo na redução de proveitos a zero no 1T17), um primeiro leilão de capacidade teve lugar em Mar-17, resultando num preço de €4.775/MW/ano, correspondente ao escalão imediatamente abaixo do preço de referência no leilão (€4.800/MW/ano). Neste leilão, o grupo EDP (incluindo o operador CUR) obteve um valor total de €4,8M referente ao período de Abril a Dezembro de 2017. De acordo com o Portaria nº 2275-A/2017, um leilão de capacidade para 2018, com um preço referência idêntico a 2017, inicialmente programado para Mai-17.

Os **custos operacionais liq.** ascenderam a €182M no 1S17 (-10% face ao 1S16), essencialmente suportados por uma redução nos custos regulatórios resultante de uma produção mais baixa.

Outros detalhes adicionais (€ M)	1S17	1S16	Δ%	Δ Abs.
Ao nível da margem bruta:				
Garantia de potência	24	26	-6%	-1
Revisibilidade CMEC	111	85	31%	+26
Mini-hídricas, cog. & resíduos	27	50	-45%	-22
Ao nível da EBITDA:				
Custos regulatórios (3)	93	72	30%	+22

O **investimento operacional** caiu €61M face ao 1S16, para €60M no 1S17, suportado pela redução do investimento operacional de expansão em nova capacidade hídrica em Portugal, no seguimento do início de exploração de Venda Nova III. Note-se que o investimento no 1S17 inclui ainda €37M dedicado a projectos de expansão, essencialmente dedicado a nova capacidade hídrica em Portugal e à execução de investimentos ambientais em DeNOX, em Espanha.

(1) OPEX = FSE + Custos c/ Pessoal + Custos c/ benefícios Sociais; (2) Inclui custos de combustível, licenças de emissão de CO2, resultados de hedging;

(3) Inclui: (i) ao nível da margem bruta, tarifa social em Portugal; (ii) ao nível de outros custos operacionais, impostos sobre geração em Espanha (incluindo fuel, resíduos, nucleares e utilização de recursos hídricos), clawback em Portugal.

Comercialização de Electricidade e Gás, em Portugal e Espanha



	1S17	1S16	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	153	153	0%	-0
OPEX (1)	107	95	13%	+12
Outros custos operacionais (liq.)	24	25	-3%	-1
Custos Operacionais Líquidos	131	119	10%	+11
EBITDA	22	34	-34%	-11
Provisões	(0)	(25)	-99%	+25
Amortizações e imparidades	6	5	35%	+2
EBIT	16	54	-70%	-38

Dados-chave	1S17	1S16	Δ%	Δ Abs.
-------------	------	------	----	--------

Carteira de Clientes (mil)

Electricidade	5.203	4.949	5%	+254
Portugal	4.106	3.904	5%	+202
Espanha	1.097	1.045	5%	+52
Gas	1.491	1.394	7%	+97
Portugal	629	551	14%	+78
Espanha	862	843	2%	+19
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	29%	29%	1%	+0
Outros Serviços				
Rácio de Serviços por contracto (%)	16%	14%	13%	2p.p.
Volume de electricidade vendido (GWh)	16.269	17.447	-7%	-1.178
Segmento residencial	6.418	6.456	-1%	-38
Segmento Industrial	9.851	10.991	-10%	-1.140
Volume de gás vendido (GWh)	6.848	6.048	13%	+800
Segmento residencial	3.597	3.164	14%	+433
Segmento Industrial	3.251	2.884	13%	+367
Facturação electrónica (%)	28%	24%	18%	4p.p.
Reclamações por 1000 contractos (#)	14	16	-9%	-1
Empregados (#)	508	357	42%	+151
OPEX por cliente (2) (€)	16	15	7%	+1
EBITDA por cliente (2) (€)	3	5	-37%	-2
Investimento Operacional (€ M)	7	5	27%	+1

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.

A Jun-17, o portfolio da EDP contava com 5,2M de clientes, sobretudo no segmento residencial e PME. Nos últimos 12 meses, o portfolio de clientes cresceu 5%, tanto em Portugal como em Espanha. Em Portugal, o processo de liberalização começa a abrandar, uma vez que maior parte dos clientes já está no mercado livre: 92% a Dez-16, segundo os dados mais recentes da ERSE.

A EDP tem como objectivo expandir o seu portfolio de clientes, através da expansão na oferta de produtos e serviços inovadores, como parte da estratégia de construção de relações de longo prazo com os clientes suportado por um aumento no nível de satisfação e fidelidade dos clientes. Adicionalmente, a percentagem de clientes com oferta dual atingiu os 29% dos clientes em Jun-17, compreendendo diferentes estágios de evolução na P. Ibérica: (i) em Portugal, a oferta dual aumentou 8% face ao 1S16, para 16%; e (ii) em Espanha, a percentagem com oferta dual manteve-se ascendeu a 80%, registando uma redução de 2pb vs. 1S16. Adicionalmente, na P. Ibérica, a taxa de penetração de contratos de serviços subiu 13% face ao período homólogo, para 16% a Jun-17.

O **volume de electricidade** vendido na P. Ibérica caiu 7% vs. 1S16, para 16,3TWh no 1S17, reflexo de critérios comerciais mais selectivos, e de uma maior quota de clientes residenciais e PME.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização na P. Ibérica** manteve-se estável no 1S16, reflexo do impacto misto de: i) preços spot mais elevados implícitos nos desvios face ao consumo previsto, nomeadamente em Jan-17; ii) maior margem bruta auferida, em resultado do aumento da taxa de penetração de contratos de serviços e de oferta combinada de electricidade e gás.

Os **custos operacionais líquidos** cresceram 10% face ao 1S16, para €131M no 1S17, devido a um aumento nos custos com serviços a clientes reflexo da expansão do portfolio assim como o aumento da quota dos clientes residenciais no nosso portfolio.

A EDP está a criar condições para diminuir o custo por cliente através de um crescimento na taxa de digitalização e da melhoria do nível de satisfação dos clientes: as facturas electrónicas representam 24% do total, em Jun-17; o número de reclamações por cada 1000 contratos baixou 9% em termos homólogos.

(1) OPEX = Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais; (2) Com base no número de contractos.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	856	785	9%	+71
OPEX (1)	205	187	9%	+18
Outros custos operac. (líq.)	(68)	(50)	35%	-18
Custos Operacionais Líq.	137	137	0%	+0
EBITDA	719	648	11%	+71
Provisões	0	1	54%	-0
Amortizações e imparidades	260	294	-12%	-34
EBIT	459	354	30%	+105
Resultados financeiros	(148)	(179)	-17%	+31
Resultados em associadas	2	(3)	-	+6
Resultados Antes de Impostos	313	172	82%	+141
Investim. Operac. (€ M) (2)	424	378	12%	+46
Europa (3)	55	53	3%	+2
América do Norte	321	282	14%	+39
Brasil	48	43	12%	+5
Outros & Ajustam.	-	-	-	-

Dados Gerais	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	10.072	9.365	8%	+707
Europa	5.007	4.929	2%	+79
América do Norte	4.861	4.233	15%	+628
Brasil	204	204	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	14.546	13.314	9%	+1232
Factor méd. utilização (%)	34%	33%	-	+1
Preço méd. venda (€/MWh)	60	60	0%	-
Core Opex/MW Méd (€mil) (4)	20,6	20,3	1%	+0
Empregados (#)	1.183	1.055	12%	+128
EBITDA (€ M)	719	648	11%	+71
Europa (3)	357	378	-5%	-20
América do Norte	357	271	32%	+86
Brasil	12	8	59%	+5
Outros & Ajustam.	(8)	(8)	-5%	+
EBIT (€ M)	459	354	30%	+105
Europa (3)	236	230	3%	+6
América do Norte	225	129	75%	+96
Brasil	7	5	44%	+2
Outros & Ajustam.	(9)	(10)	-5%	+1

Dados da Acção	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	6,96	6,78	3%	0,2
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Investim. Financeiros, Act. detidos para ven	329	332	-1%	-3
Dívida Líquida	3.130	3.303	-5%	-173
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	619	632	-2%	-13
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.511	2.782	-10%	-272
Interesses não controláveis	1.512	1.267	19%	+246
Passivo líq. Parc. invest. Instituc. (5)	1.129	1.165	-3%	-36
Valor Contabilístico	6.342	6.089	4%	+253
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,14	1,11	-3%	0,03

Resultados Financeiros (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(73)	(92)	21%	+19
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(48)	(46)	-4%	-2
Custos capitalizados	6	12	-50%	-6
Diferenças Cambiais e Derivados	(0)	0	-	-0
Outros	(32)	(52)	-	+20
Resultados Financeiros	(148)	(179)	17%	+31

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Jun-17, a EDPR operava 10.428MW (+707MW no 1S17 vs. 1S16), 356MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com CAEs contratados ou tarifas garantidas e está geograficamente disperso: 50% na Europa, 48% na América do Norte e 2% no Brasil.

O **EBITDA da EDPR subiu 11% (+€71M), para €719M no 1S17**, impactado por i) maior factor médio de utilização (+1p.p.), ii) aumento da capacidade média em operação (8%) e iii) impacto cambial, oriundo da valorização do USD e do Real em termos médios. A evolução do EBITDA reflecte ainda, um preço médio estável, de €60MWh, e os maiores custos operacionais (+9% face ao 1S16) que aumentaram em linha com os novos MWs em operação.

A **produção** cresceu 9% vs. 1S16, para 14,5TWh no 1S17, suportada pelo aumento da capacidade média em operação, e ainda pelo maior factor médio de utilização (+1p.p.). Segundo os indicadores do P50, os recursos eólicos que afectam o grupo, tiveram em linha com a média histórica (100% do P50), e os factores de utilização nos EUA contribuíram significativamente para a melhoria da média (+3p.p. no 1S17 vs. 1S16), mitigando a menor disponibilidade destes recursos na Europa (-2p.p. no 1S17 vs 1S16). O **preço médio de venda** manteve-se estável incluindo o impacto positivo do forex de 1%.

Os **custos operacionais** (Opex) aumentaram 9% face ao 1S16 (+€18M), reflectindo o aumento do número de colaboradores (1.183 colaboradores no 1S17 vs. 1.055 no 1S16) e maiores custos de operação e manutenção (+€4M no 1S17 face ao 1S16) ambos, resultantes do crescimento do portfólio e reflectindo o impacto cambial. Os custos operacionais em função dos MWs médios situaram-se nos 10K/MW médio, no 1S17, demonstrando a contínua disciplina de custos da EDPR. **Outros custos operacionais (líquidos)** diminuíram para €68 de €50M (-18% face ao 1S16), em resultado do maior rendimento com parcerias institucionais e outros custos, e dos 7% de imposto sobre a geração em Espanha.

O **EBIT** aumentou 30% face ao 1S16, para €459M no 1S17, impulsionado pelo maior resultado operacional, mas também pela redução do montante pago de amortizações (-12%, -€34M vs. 1S16). A extensão da vida útil dos activos de 25 para 30 anos (+€59M, no 1S17) mais do que mitigou o efeito da maior capacidade em operação e apreciação do dólar e real.

O **investimento operacional** totalizou €424M no 1S17 (+12% vs. 1T16): 76% do total foi alocado à América do Norte, a principal região driver de crescimento da EDPR 2016-2020; 13% à Europa e 11% ao Brasil.

A **dívida líquida da EDPR a Jun-17 ascendeu a €3,1MM (vs. €2,8MM em Dez-16), +€0,4MM** reflectindo: i) a entrada do parque eólico no México no perímetro de consolidação (€215M) e o ii) investimento *cash* (€728M). Adicionalmente, a evolução da dívida líquida traduz: iii) o fluxo de caixa operacional (-€535); iv) o pagamento a investidores institucionais (€131M), v) as diferenças cambiais (-€117M) e vi) outros. Os **passivos relativos a parcerias institucionais** ascenderam a €1.129M a Jun-17, reflectindo os benefícios fiscais pagos a investidores institucionais e o estabelecimento de novas parcerias de financiamento durante o período. Os **interesses não controláveis**, ao nível do balanço, aumentaram €246M no 1S17 totalizando €1.512M, resultado das participações minoritárias em activos na América do Norte (c.59%), na Europa (c.36%) e no Brasil (c.4%).

Os **custos financeiros líquidos** aumentaram em €148M no 1S17, (-17% vs. 1T16). As **outras despesas financeiras** diminuíram €20M em termos homólogos, em consequência dos -22m contabilizados no 1S16 respeitantes ao cancelamento e optimização de alguns *project finance*. Os **juros líquidos pagos** caíram 21% face ao 1S16, devido ao menor custo médio da dívida (3,9% no 1S17 vs. 4,4% no 1S16) e da sua redução em termos homólogos. Os **custos com parcerias institucionais** aumentaram €2M face ao 1S16, reflexo de novas parcerias institucionais e da apreciação do dólar.

(1) OPEX = Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais; (2) Líquido de incentivos ao investimento; (3) Inclui custos da Holding e ajustamentos ao nível da EDPR Europa; (4) Core Opex definido por Fornecedores e Serviços (incluindo actividades de O&M) e custos pessoais; (5) Líquido de proveitos diferidos;

EDP Renováveis: América do Norte & Brasil



América do Norte	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,08	1,12	3%	-0,03
Capacidade instalada (MW)	4.861	4.233	15%	+628
CAE/Coberturas/Tarifa	4.276	3.489	23%	+786
Mercado	585	744	-21%	-158
Factor médio de utilização (%)	39%	37%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	8.191	6.750	21%	+1.441
CAE/Coberturas/Tarifa	7.040	5.558	27%	+1.482
Mercado	1.151	1.192	-3%	-41
Preço médio de venda (USD/MWh)	46,5	46,5	0%	-0,1
CAE/Coberturas/Tarifa	48,1	48,9	-2%	-0,8
Mercado	32,6	33,5	-3%	-1
Margem Bruta Ajustada (USD M)	512	419	22%	+93
Margem Bruta (USD M)	369	303	22%	+66
Receitas PTC & Outras (USD M)	143	115	24%	+28
EBITDA (USD M)	387	302	28%	+84
EBIT (USD M)	243	144	69%	+100
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	348	315	10%	+33
Inv. Operacional Bruto	348	315	10%	+33
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	502	629	-20%	-127

Brazil	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,44	4,13	20%	-0,69
Capacidade instalada (MW)	204	204	-	-
Factor médio de utilização (%)	36%	29%	-	7 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	314	205	53%	+109
Preço médio de venda (R\$/MWh)	224	265	-16%	-41
Margem Bruta (R\$ M)	64	50	26%	+13
EBITDA (R\$ M)	42	32	33%	+10
EBIT (R\$ M)	25	21	20%	+4
Investimento operacional (R\$ M)	165	177	-7%	-12
Capacidade em construção (MW)	127	-	-	+127

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendeu a 4.861MW a Jun-17, dos quais: 4.631MW nos EUA, 200MW México e 30MW no Canadá. A nova capacidade adicionada nos últimos 12 meses (+628MW) concentrou-se nos EUA (+429MW) e no México (os primeiros 200MWs em operação) no último trimestre de 2016. Da capacidade total instalada 4,3GW (88%) está sob contratos de remuneração 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 28% (+USD84M), para USD387M no 1S17**, suportado pelo: (i) aumento da produção (+21% para 8.191GWh) com o aumento da capacidade instalada nos últimos 12 meses; (ii) aumento do **factor médio de utilização** (39% no 1S17 vs. 37% no 1S16) e **preço médio de venda** estável nos USD46,5/MWh. A **volatilidade** registada foi mais forte em termos homólogos, particularmente na região centro +3p.p., onde a EDPR tem ~90% da capacidade de produção nos EUA. O **preço médio de venda** reflectiu o actual mix de factores de utilização vs preços. O preço realizado no mercado grossista apresentou uma descida de 3% para os USD33/MWh, no 1S17, dado as menores receitas com as vendas dos certificados verdes, assim como a recuperação de recursos eólicos no período. O preço dos CAEs registaram também uma ligeira descida e situaram-se nos USD48/MWh.

No **Canadá**, o preço médio de venda de USD109/MWh inalterado em termos homólogos.

No **México**, EDPR tem um acordo de fornecimento bilateral de energia. O factor médio de utilização foi de 44% e o preço médio de venda de USD56/MWh.

A nova **capacidade eólica e solar em construção** na América do Norte respeita a 502MW nos EUA: 100MW Meadow Lake VI (Indiana); 98MW Quilt Block (Wisconsin); 99MW Red Bed Plains (Oklahoma); 78MW Arkwright (New York); 66MW Hog Creek (Ohio); e 60MW (South Carolina) com 3 projectos fotovoltaicos.

A EDPR estabeleceu uma nova parceria institucional em julho de 2017, no âmbito de uma **estrutura de financiamento com parceiros institucionais** que respeita à venda de interesses em créditos fiscais de alguns parques eólicos nos EUA, por USD370M, e que cobrem um total de 297MWs. Antes disso a EDPR tinha assinado no 4T16: (i) o financiamento de uma parceria institucional de USD343M em Dez-16, em troca de uma participação minoritária em dois projetos eólicos de 328MW (250MW - Hidalgo e 78MW - Jericho Rise) acordado em Set-16 e ii) em Dez-16, o financiamento através de uma parceria institucional de USD114M em troca de uma participação de 101 MW no projecto Amazon Wind Farm (Timber Road III).

O **EBITDA da EDPR no Brasil aumentou 33%** face ao 1S16, para R\$42M no 1S17. A evolução do EBITDA reflecte o aumento de 4p.p. no factor médio de utilização, para 33% no 1T17. A maior disponibilidade eólica mais do que compensou a descida no preço médio de venda para os R\$224/MWh no 1S17, face aos R\$265/MWh no 1S16, explicado essencialmente pelo efeito do mix produção vs. preços em baixa do Feijão.

A capacidade instalada da EDPR no Brasil (204MW) opera ao abrigo de contratos de longo-prazo, permitindo maior visibilidade na geração de cash-flow. Da capacidade total instalada de 204MW, 84MW estão sob o programa de incentivos para o desenvolvimento de energia renovável (PROINFA) e 120MW são remunerados com preço do CAE. A Jun-17 a EDPR tinha 127MW em construção: o projecto eólico JAU & Aventura com CAE de 20 anos e início de operação previsto para 2018.



- 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 (\$24/MWh em 2017); (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)



- Contratos bilaterais sob o regime de auto-fornecimento por 25 anos



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

EDP Renováveis: Espanha & Portugal



Espanha	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	-
Factor médio de utilização (%)	28%	31%	-	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.665	2.879	-7%	-214
Prod. c/capac. complement (GWh)	2.444	2.655		
Produção Standard (GWh)	2.117	2.119		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	327	536		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	221	224		
Preço médio de venda (€/MWh)	74,9	67,1	12%	+8
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	45	26	76%	+20
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-6,8	13,8		
Complemento (€M)	93	81,5		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-16,0	23,5		
Margem Bruta (€ M) (1)	199	193	3%	+6
EBITDA (€M) (1)	132	131	1%	+2
EBIT (€ M) (1)	80	64	26%	+16
Capacidade instalada (MW Equity)	177	177	0%	-
Investimento operacional (€ M)	22	2	831%	+19
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-

Portugal	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.253	1.249	0%	+4
Factor médio de utilização (%)	28%	32%	-12%	-4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.536	1.751	-12%	-215
Preço médio de venda (€/MWh)	92,6	91,9	1%	+1
Margem Bruta (€ M)	142	161	-12%	-19
EBITDA (€ M)	118	137	-14%	-20
EBIT (€ M)	90	103	-12%	-13
Capacidade instalada (MW Equity)	-	-	-	-
Investimento Operacional (€ M)	9	23	-61%	-14
Capacidade em Construção (MW)	-	2	-	-2

Em Espanha, a capacidade instalada da EDPR manteve-se estável em 2.194MW em 1S17 (MW EBITDA), à qual acresceram 177MW, correspondentes à posição minoritária da EDPR noutros projectos eólicos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

O EBITDA da EDPR em Espanha aumentou para €132M no 1S17 face a €131M essencialmente impactado por maiores preços (+12% em termos homólogos) que mais do que mitigou o menor volume de electricidade produzida (-7% no 1S17 face ao 1S16), que registou 2,5TWh. A produção diminuiu fruto da queda no **factor médio de utilização** -3p.p., em termos homólogos, situando-se nos 28% no 1S17. O **preço médio de venda** aumentou para €75/MWh (vs €67/MWh), reflexo do maior preço realizado em mercado, €45/MWh no 1S17 vs. €26/MWh no 1S16, impulsionado pela retoma no preço das *commodities* na Iberia, menores volumes hídricos, originando -€7M de ajustamentos regulatórios. Os ganhos/perdas com *hedging* em Espanha totalizou -€16M no período.

A destacar ainda que a remuneração em Espanha foi revista em Fev-17, estabelecendo os novos parâmetros de remuneração para os activos de energia renovável para 2017-2019 que inclui: a revisão do coeficiente de eolicidade para 14,79% dos anteriores 11,11%; ajustamentos regulatórios respeitantes a 2014-2016; e nova previsão de preços e limites para a produção padronizada. 91% da capacidade em Espanha tem direito a receber um complemento de capacidade.

No sentido de reduzir a sua exposição à volatilidade dos preços de mercado, a EDPR tem cobertura para 0,9TWh a €45/MWh para 2S17.

Em Portugal, a EDPR detém um portfólio de 1.253MW, que inclui 5MW de capacidade solar (+4MW em termos homólogos).

O EBITDA da EDPR em Portugal totalizou €118M no 1S17, -€20M face ao 1S16, fruto da diminuição da produção (1,536GWh no 1S17 vs. 1.751GWh no 1S16) penalizada pela acentuada queda no factor médio de utilização (-4p.p. em termos homólogos); O factor de eolicidade em Portugal esteve dentro da média histórica de longo-prazo no 1S17 (factor de eolicidade: 0,99) mas que contrasta com um factor acima da média, no 1S16 (factor de eolicidade: 1,12). O **preço médio de venda** subiu ligeiramente para os €93MWh no 1S17 vs. €92MWh no 1S16, devido ao diferente mix de parques eólicos em operação.

Em linha com a parceria estratégica de €2MM estabelecida com a CTG em Dez-11, a EDPR chegou acordo a Fev-17, quanto à venda de 49% de capital num portefólio de activos eólicos que abrange 422 MW, em Portugal. Estes activos eram parte do projecto ENEOP e têm sido consolidados integralmente pela EDPR após a conclusão do processo de *asset split* em 2015. Em Jun-17 a EDPR anunciou a conclusão da operação por um montante final de €248M.



- 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; A cada 3 anos, existirão revisões provisórias para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado.
- Prémio calculado tendo por base activos padrão (factor de utilização *standard*, produção e custos);



- 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).
- ENEOP: preço definido em concurso competitivo internacional, duração de 33 GWh de produção (por MW) até um limite de 15 anos + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh). Tarifa inicial de c.€74/MWh ajustada por inflação mensal nos anos seguintes
- VENTINVESTÉ: preço definido num leilão internacional e competitivo para 20 anos (ou os primeiros 44 GWh por MW)

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura. (2) Preço de mercado acima dos níveis regulatórios mínimos

EDP Renováveis: Resto da Europa



Resto da Europa	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.560	1.485	5%	+74
Factor médio de utilização (%)	27%	27%	3%	1
Electricidade produzida (GWh)	1.840	1.728	6%	+112
Preço médio de venda (€/MWh)	85	86	-1%	-0
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	418	0%	-
Factor médio de utilização (%)	29%	24%	22%	5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	531	472	12%	+59
Preço médio de venda (PLN/MWh)	332	353	-6%	-21
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,27	4,37	2%	-0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	30%	26%	18%	5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	677	583	16%	+94
Preço médio de venda (RON/MWh)	352	343	3%	+9
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,54	4,50	-1%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	406	376	8%	+30
Factor médio de utilização (%)	24%	29%	-18%	-5
Electricidade produzida (GWh)	402	464	-13%	-62
Preço médio de venda (€/MWh)	91	91	0%	-0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	215	171	26%	+44
Factor médio de utilização (%)	26%	28%	-9%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	229	208	10%	+21
Preço médio de venda (€/MWh)	117	113	3%	+4
Margem Bruta (€ M)	156	147	7%	+10
EBITDA (€ M)	111	109	2%	+2
EBIT (€ M)	71	64	11%	+7
Investimento Operacional (€ M)	24	28	-11%	-3
Capacidade em Construção (MW)	4	26	-85%	-22

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, a EDPR totalizou uma capacidade instalada de 1.560MW, em Jun-17, +74MW em termos homólogos (+44MW em Itália, e +30MW em França) e 4MW **em construção** em França.

O EBITDA da EDPR no Resto da Europa aumentou 2% no 1S17 vs. 1S16 para €111M, reflectindo: i) o maior factor médio de utilização 27% no 1S17 que compara com 26% no 1S16 e ii) a maior capacidade instalada média em operação (+1%) ambos os factores mitigando o menor preço médio de venda, -1% (85€/MWh no 1S17 vs. 86€/MWh no 1S16).

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica. A **produção eólica** aumentou 12% no 1S17 vs. 1S16, situando-se nos 531GWh, em sequência do aumento do **factor médio de utilização** de 29%, +5p.p. no 1S17 (face ao 1S16). Isto, permitiu mitigar a menor capacidade média em operação (6% em termos homólogos), que principalmente reflectiu a desconsolidação de 50MW no 1T16. O **preço médio de venda** caiu 6% no período, para PLN332/MWh em linha com a diminuição do preço dos certificados verdes.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A **produção** aumentou 16% face ao 1S16, para 677MWh no 1S17 (36MWh provenientes de energia solar), resultado de um maior factor médio de utilização de 30% no 1S17 face a 26% no 1T16. O **preço médio de venda permaneceu estável** +3% em termos homólogos para RON352/MWh.

Em França, a EDPR adicionou 30MW de nova capacidade, expandindo a sua capacidade instalada para 406MW, a Jun-17. A **produção eólica** diminuiu 13% face ao período homólogo, para 402GWh no 1S17, reflexo de uma acentuada descida no factor médio de utilização em 5p.p. para 24% no 1S16. A **tarifa média** foi de €91/MWh (manteve-se estável em termos homólogos).

Na Bélgica, os 71MW em operação registaram uma queda de 18% em termos homólogos, para 62 GWh, fruto de um factor médio de utilização mais baixo, -4p.p. vs. 1S16. O **preço médio de venda** desceu ligeiramente para os €107/MWh (-2% no 1S17 vs 1S16), reflectindo a actual estrutura de preços CAEs.

Em Itália, a EDPR opera uma capacidade total de 144MW de tecnologia eólica a Jun-17 (+44MW adicionados no 3T16). A **produção eólica** avançou 27% para 167GWh, reflectindo a maior capacidade média em operação (+35% face a 1S16) que mitigou o menor factor médio de utilização -3p.p.). O **preço médio de venda** aumentou 4%, para €121/MWh em termos homólogos, reflectindo o diferente mix de parques eólicos em operação. (leilões vs. antigo regime).

Em Jul-17, a EDPR chegou acordo com a ENGIE para a venda de uma participação de 23% e dos respetivos suprimentos, no projecto Moray Offshore Windfarm (East) Limited ("MOWEL"), no Reino Unido, por um montante total de £21M.



- Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN160,6/MWh para 3T17) 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)



- Activos eólicos (instalados até 2013) recebem 2 CV/MWh até 2017 e 1 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos; Activos eólicos (instalados em 2013) recebem 1,5 CV/MWh até 2017 e 0,75 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos. Os CVs emitidos após Abr-2017 e os CVs adiados de Jul-2013 permanecem válidos e podem ser negociados até Mar-2032



- 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, ajustado à inflação



- Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; preços de CVs diferentes para Wallonia : (€65/MWh-100/MWh); Opção de negociar CAEs de longo-prazo



- Projectos em operação antes de 2013 recebem (durante 15 anos) preço de mercado + CV. GSE tem a obrigação de comprar CV de acordo com 0,78 x (€180/MWh - "P-1" (preço médio de mercado ano anterior)); Activos online desde 2013 adjudicados com um contrato de 20 anos através de leilões competitivos.

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	867	863	0%	+4
OPEX (1)	238	242	-1%	-4
Outros custos operacionais (líquidos)	117	126	-7%	-9
Custos Operacionais Líquidos	355	367	-3%	-12
EBITDA	513	496	3%	+17
Provisões	(2,7)	3,6	-	-6
Amortizações e imparidades	153	169	-10%	-16
EBIT	362	323	12%	+39

Capex & Opex Performance	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	225	232	-3%	-7
Custos control./cliente (€/pontos ligação)	27	29	-5%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	866	897	-3%	-31
Empregados (#)	3.778	3.783	-0%	-5
Investimento Operacional (€ M)	146	148	-2%	-3
Rede de Distribuição (Km)	260	258	0,6%	+1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	1.141	1.690	-32%	-549

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás

Início do período	744	2.021	-63%	-1.277
Recuperações no período (3)	(773)	(1.430)	46%	+657
Gerado no período	793	744	7%	+48
Outros (4)	2	32	-93%	-30
Fim do período	765	1.367	-44%	-601

Portugal - CMEC's

Início do período	253	216	17%	+37
(Recuperado)/Devolvido no Período	(51)	(49)	-4%	-2
Gerado no período	111	85	31%	+26
Outros	0	-	n.m.	+0
Fim do período	314	252	25%	+62

Espanha - Déficit Tarifário

Início do período	68	70	-3%	-2
Défices tarifários anos anteriores (5)	-	-	-	-
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (4)	-5	1	-	-7
Fim do período	62	71	-13%	-9

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

O **EBITDA das redes reguladas** cresceu 3% (+€17M) em termos homólogos, para €513M no 1S17, impactado por uma maior margem bruta e um rigoroso controlo de custos.

A **margem bruta** aumentou €4M no 1S17 face ao 1S16, para €867M reflexo de: (i) na actividade de distribuição de electricidade, margem bruta estável quer em Portugal quer em Espanha; (ii) na actividade de distribuição de gás, maiores proveitos regulados em virtude da expansão do portfolio de gás com a aquisição de activos à Repsol, parcialmente compensados por uma diminuição da taxa de retorno sobre o RAB em Portugal (de 7,9% no 1S16 para 6,2% no 1S17).

Os **custos controláveis** recuaram 3% no período em termos homólogos (-€7M), em virtude de menores custos de serviço ao cliente. O **investimento operacional** diminuiu 2% face ao 1S16, ascendendo a €146M no 1S17, incluindo investimento de €19M em redes inteligentes, em Portugal.

Em Portugal, a **dívida acumulada do sistema eléctrico diminuiu €42M no 1S17**, de €5,09MM em Dez-16 para €5,05MM a Jun-17, beneficiando de um menor sobrecusto do regime especial no contexto de um preço médio da pool mais elevado.

Em 15-Dez-16, a ERSE divulgou a **o documento final de tarifas para 2017**, segundo o qual a dívida tarifária do sistema eléctrico português deverá diminuir €547M em 2017. Adicionalmente, a revisão tarifária para 2017 inclui o impacto da aplicação da Portaria n.º 268-B/2016, de 13-Out-16, segundo a qual os produtores de energia eléctrica em regime especial, que beneficiem de remuneração garantida, deverão devolver ao sistema em 2017 outros incentivos recebidos no passado, num total estimado de €140M.

Os **activos regulatórios na P. Ibérica da EDP** diminuíram €€549M (-32%) face ao período homólogo, de €1,7MM em Jun-16 para €1,1MM em Jun-17, principalmente suportados pela actividade em Portugal.

Em Portugal, o **montante de activos regulatórios da actividade de electricidade (distribuição e CUR) e distribuição de gás** aumentou de €744M em Dez-16 para €765M em Jun-17, reflexo de: **(1)** -€574M pela venda sem recurso do direito sobre défices tarifários de 2015-17; **(2)** +€666M de défice tarifário ex-ante para 2017, a recuperar em 5 anos e até 2021, remunerado a uma taxa anual de 1,88%; **(3)** -€202M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; **(4)** +€136M de novos desvios tarifários criados no sistema no 1S17; e **(5)** -€7M de impacto líquido na distribuição de gás. Os principais factores geradores do desvio tarifário na electricidade em Portugal no 1S17 foram: (i) +€102M, atribuíveis a receitas provenientes medidas mitigadoras inferiores ao esperado (€110M) e custo médio de aquisição de electricidade na CUR superior ao esperado (€10M), parcialmente mitigados por um sobrecusto do regime especial menor que o esperado (-€19M); e (ii) +€35M, atribuíveis ao desvio tarifário a actividade de distribuição de electricidade devido a desvios no mix de consumo.

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** aumentou de €253M em Dez-16 para €314M em Jun-17, reflexo de: **(1)** recuperação de €51M através das tarifas no 1S17, relacionado com desvios negativos de 2015 e 2016, e **(2)** €111M de desvio negativo no 1S17, que deverá ser recebido ao longo de 2017.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** diminui de €68M em Dez-16 para €62M a Jun-17, correspondente à participação da Naturgas no défice tarifário de gás em Espanha.

(1) OPEX = FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais; (2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal; (3) 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; (4) Inclui juros relativos a desvios e outros;

(5) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	621	620	0%	+0
OPEX (1)	182	184	-1%	-3
Rendas de concessão	127	126	1%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	(5)	(2)	-109%	-3
Custos Operacionais Líquidos	304	308	-1%	-4
EBITDA	316	312	1%	+4
Provisões	(2,6)	3,5	-	-6
Amortizações e imparidades	120	122	-1%	-1
EBIT	199	187	6%	+12

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal cresceu 1% vs. 1S16, para €316M no 1S17, em virtude de um rigoroso controlo de custos.

Em 15-Dez-16, a ERSE divulgou a **versão final das tarifas para 2017**, definindo um aumento médio de 1,2% nas tarifas de venda a clientes finais em Baixa Tensão Normal (BTN), aplicável aos clientes do mercado regulado (fora da tarifa social). Os proveitos permitidos ascendem a €1.199M para a actividade de distribuição de electricidade e €39M para a comercialização de último recurso. Os proveitos permitidos propostos para a actividade de distribuição de electricidade assumem: (i) taxa de retorno sobre a base de activos regulados de 6,48% (com base numa yield das OTs a 10 anos de 2,93%); (ii) uma procura de electricidade de 45,2TWh em 2017 (1,35% acima da electricidade distribuída em 2016); e (iii) um deflator do PIB de 1,5%.

Os **proveitos regulados na actividade de distribuição no 1S17** aumentaram ligeiramente em termos homólogos (+€2M), totalizando €598M, reflexo de um aumento de 31pb face ao 1S16 no RoRAB (6,45% no 1S16 para 6,76% no 1S17), resultado da evolução das yields das OTs portuguesas a 10 anos, que foi parcialmente mitigado por uma diminuição de 0,9% no volume de **electricidade distribuída** no 1S17 face ao 1S16 (aumento de 0,6% vs. 1S16, corrigido do efeito de estimativas do ano anterior).

Margem Bruta	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	621	620	0%	+0
Margem bruta regulada	618	619	-0%	-1
Margem bruta não-regulada	3	2	66%	+1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	598	596	0%	+2
Electricidade distribuída (GWh)	22.094	22.287	-0,9%	-193
Pontos de ligação à rede (mil)	6.168	6.126	0,7%	+41
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	21	23	-12%	-3
Clientes fornecidos (mil)	1.295	1.545	-16%	-250
Electricidade vendida (GWh)	1.634	2.307	-29%	-673

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** caíram 12% (-€3M) em termos homólogos, para €21M no 1S17, influenciados pela passagem de clientes para o mercado livre no contexto do processo de liberalização de mercado. O **volume de electricidade fornecida** pelo CUR recuou 29% vs. 1S16, para 1.634GWh no 1S17. O número **total de clientes fornecidos** diminuiu em 250 mil (-16%) no período face ao 1S16, para 1.295 mil em Jun-17 (representando cerca de 21% do número total de clientes de electricidade), concentrando-se sobretudo no segmento residencial.

Os **custos operacionais controláveis** no 1S17 caíram 3% face ao 1S16 (-€5M), suportados por uma redução de custos com serviços ao cliente e por uma redução do número de colaboradores (-3%).

O **investimento operacional** diminuiu 3% face ao período homólogo (-€3M) para €114M no 1S17, incluindo €19M de investimento em redes inteligentes. No 1S17, o tempo de interrupção equivalente aumentou de 23 minutos no 1S16 para 25 minutos no 1S17, em larga medida devido aos incêndios florestais que se registaram no 2T17.

Investimento & Custos Operac.	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	171	176	-3%	-5
Custos control./cliente (€/cliente)	27,7	28,7	-3%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	755	780	-3%	-24
Empregados (#)	3.168	3.258	-3%	-90
Investimento Operacional (€ M)	114	117	-3%	-3
Rede de distribuição (Km)	226	225	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	25	23	11%	+3

(1) OPEX = FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais; (2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal; (3) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios, etc).

Redes Electricidade e Gás em Espanha e Rede de Gás em Portugal



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha				Gás Espanha				Gás Portugal				Actividade Redes Reguladas	1S17	1S16	% Δ	Abs. Δ
	1S17	1S16	% Δ	Abs. Δ	1S17	1S16	% Δ	Abs. Δ	1S17	1S16	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	113	112	1%	1	108	96	12%	11	26	35	-26%	-9	Nº Pontos Ligação (mil)				
OPEX (1)	28	30	-9%	-3	21	19	14%	3	7	9	-13%	-1	Electricidade Espanha	662	661	0%	+2
Outros custos operac. (líq.)	(9)	(0)	3085%	-8	2	1	n.m.	1	0	0	-	-0	Gás Espanha	1.014	922	10%	+92
Custos Operac. Líquidos	19	30	-37%	-11	24	20	20%	4	8	9	-15%	-1	Gás Portugal	348	336	4%	+13
EBITDA	94	82	15%	13	84	76	10%	7	18	26	-29%	-8	Energia Distribuída (GWh)				
Provisões	(0)	0	-	-0	(0)	0	n.m.	-0	0	-	n.m.	0	Electricidade Espanha	4.633	4.637	0%	-4
Amortizações e imparidades	21	20	3%	1	12	20	-39%	-8	(0)	8	-	-8	Gás Espanha	16.154	14.599	11%	1,5k
													Gás Portugal	3.808	3.803	0%	+5
EBIT	73	61	20%	12	72	56	27%	15	19	18	2%	0	Rede (Km)				
Investimento operacional	14	14	4%	1	9	9	1%	0	9	9	1%	0	Electricidade Espanha	20.553	20.411	1%	+142
													Gás Espanha	8.141	7.764	5%	+378
													Gás Portugal	5.166	4.951	4%	+215
Margem Bruta	113	112	1%	1	108	96	12%	11	26	35	-26%	-9	Empregados (#)				
Margem Bruta Regulada	91	91	-0%	-0	90	85	5%	4	28	31	-10%	-3	Electricidade Espanha	301	292	3%	+9
Margem bruta não-regulada	22	20	7%	1	18	11	66%	7	(2)	4	-	-6	Gás Espanha	243	168	45%	+75
													Gás Portugal	66	65	2%	+1

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha aumentou 15% em termos homólogos (+€13M), para €94M no 1S17, suportado por um rigoroso controlo de custos e reversão de uma provisão (€6M). Os proveitos regulados permaneceram estáveis no 1S17 face ao 1S16, já reflectindo o impacto dos novos termos regulatórios anunciados em Jun-16 e aplicáveis desde 1-Jan-16. A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, ficou ao nível do ano do 1S16, totalizando 4,6TWh no 1S17.

Os termos regulatórios finais aplicáveis aos proveitos regulados da distribuição de electricidade de acordo com o novo quadro regulatório introduzido em Dez-13 (Leis 24/2013 e RD 1048/2013, que estabelecem o novo quadro regulatório para os activos de distribuição de electricidade, e uma taxa de retorno sobre os activos correspondente a um prémio de 200pb sobre as yields das OTs espanholas a 10 anos, equivalente a 6,5%), foram anunciados em Jun-16 no IET 2660/2015 e IET 980/2016. Consequentemente, esta nova metodologia será aplicável para o período 2016-19.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

Em Dez-16, a EDP integrou no seu portfolio os activos de distribuição de gás propano liquefeito (GPL) localizados nas principais regiões de actividade da Naturgas (País Basco, Astúrias e Cantábria), comprados à Repsol por um “enterprise value” de €116M. Como resultado, foram incluídos 82 mil pontos de distribuição GPL no portfolio da EDP (expansão de 9%). Estes activos representam um contributo anual expectável para o EBITDA de €13M.

No 1S17, o EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha cresceu 10% em termos homólogos (€+7M), ascendendo a €84M, impactado pela contribuição dos activos de GPL adquiridos à Repsol e por um maior consumo no período. O **volume de gás distribuído** cresceu 11% face ao 1S16, para 16,2TWh no 1S17, reflectindo temperaturas mais frias no inverno e uma maior procura por parte dos clientes industriais.

A diminuição das **amortizações e imparidades** está relacionada com a reclassificação da Naturgas Energia Distribución como “activo detidos para venda”, na sequência da assinatura dos acordos definitivos para a venda de 100% da empresa em Abr-17 por um “Enterprise Value” de €2,6MM (dos quais €0,2MM têm um recebimento programado durante 5 anos). A conclusão desta transacção ocorrerá em Jul-17.

ACTIVIDADES DE GÁS REGULADAS EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal diminuiu €8m vs. 1S16, para €18M no 1S17, devido a uma menor taxa de retorno sobre o RAB (6,2% no 1S17 vs. 7,9% no 1S16) e ajustamentos nos proveitos não regulados de anos anteriores. O **volume de gás distribuído** permaneceu estável em termos homólogos, em 3,8TWh no 1S17.

A diminuição das **amortizações e imparidades** está relacionada com a reclassificação da Portgás como “activo detidos para venda”, na sequência do anúncio da venda da empresa em Abr-17 por um “Enterprise Value” de €0,5MM. A conclusão desta transacção está sujeita às habituais aprovações regulatórias, esperando-se que ocorra durante o 3T17.

(1) OPEX = FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais.

EDP Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.736	1.534	13%	+202
OPEX (1)	537	520	3%	+16
Outros custos operacionais (líquidos)	113	(259)	-	+372
Custos Operacionais Líquidos	649	261	149%	+388
EBITDA	1.087	1.273	-15%	-187
Provisões	13	14	-4%	-0
Amortizações e imparidades	286	278	3%	+7
EBIT	788	981	-20%	-194
Resultados financeiros	(269)	(334)	20%	+66
Resultados em associadas	(5)	(20)	76%	+15
Resultados Antes de Impostos	514	627	-18%	-113

Investimento	(R\$ M)			
	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	324	239	35%	+85
Investimento Financeiro no período	133	244	-45%	-111

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') diminuiu 15% no período (-R\$187M) para R\$1.087M no 1S17, impactado pelo ganho de R\$278M com a aquisição da central mini-hídrica do Pantanal no 1S16, reconhecido ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. **Ajustado por este efeito não-recorrente**, o EBITDA teria crescido 9% vs. 1S16 (+R\$91M). O EBITDA da geração e comercialização diminuiu R\$46M para R\$738M, reflectindo, para Pecém, o registo de um ganho com o recebimento de um seguro no 1S16 (R\$82M) e o impacto negativo de PLD mais alto em termos homólogos; na geração hídrica o impacto positivo do GSF de 97% no 1S17 (vs. 89% no 1S16); e na comercialização o impacto positivo de maiores volumes e margem (+R\$84M). O EBITDA da distribuição aumentou R\$140M para R\$397M no 1S17, impactado pelo crescimento da margem bruta regulada (+R\$72M vs. 1S16) e do impacto positivo da sobrecontratação da EDP São Paulo (R\$58M vs. 1S16). A performance do EBITDA em Euros, que atingiu €316M foi positivamente impactada pela valorização de 20% do BRL face ao EUR (impacto de +€53M).

Os custos operacionais líquidos aumentaram R\$388M face ao 1S16 devido ao reconhecimento do mencionado ganho de capital ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ao nível do Opex, os custos subiram 3%, em linha com a inflação média homóloga no 1S17 (inflação IPCA homóloga ficou nos 3% a Jun-17). Os custos com pessoal subiram 1% vs. 1S16 e os fornecimentos e serviços externos aumentaram 5% vs. 1S16.

Consolidado (€ M)				
	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	504	371	36%	+133
OPEX (1)	156	126	24%	+30
Outros custos operacionais (líquidos)	33	(56)	-	+89
Custos Operacionais Líquidos	189	70	169%	+118
EBITDA	316	301	5%	+14
Provisões	4	3	16%	+1
Amortizações e imparidades	83	67	23%	+16
EBIT	229	231	-1%	-2
Resultados financeiros	(78)	(81)	-4%	+3
Resultados em associadas	(1)	(5)	-71%	+3
Resultados Antes de Impostos	149	145	3%	+5

Investimento	(€ M)			
	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	94	58	63%	+36
Investimento Financeiro no período	39	58	-32%	-19

A dívida líquida aumentou R\$0,4MM vs. Jun-16. De notar o aumento de capital de R\$1,5MM ocorrido no 2T16 e aplicado no pagamento antecipado de R\$300M de dívida em Jun-16, com um custo de ~16% (ou 118,7% da taxa de juro média - CDI), bem como no pagamento antecipado em Dez-16 de R\$923M relativos à dívida de Pecém, permitindo uma poupança de 200pp vs. custo marginal de refinanciamento. Os custos financeiros líquidos diminuíram 20% face ao 1S16 para R\$269M no 1S17, reflectindo as operações de gestão de dívida acima mencionadas. Note-se que a taxa de juro de mercado - CDI - tem vindo a diminuir (11,6% a Jun-17 vs. 13,9% a Jun-16).

Os resultados em associadas totalizaram -R\$5M em 1S17, reflectindo a contribuição negativa de Cachoeira-Caldeirão (-R\$7M no 1S17), que iniciou a produção em 2016, mas também de São Manoel (-R\$1M), impactos parcialmente mitigados pela central hídrica de Jari (+R\$4M no 1S17).

A Jun-17, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos ~42% do seu nível máximo (vs. 56% a Jun-16). O GSF ficou nos 97% no 1S17, impactado pelo superavit no 1T17, já que muitos produtores adiaram os volumes "a entregar" para os trimestres subsequentes, através das suas estratégias de sazonalização. No entanto, o nível hídrico dos reservatórios está abaixo do esperado e espera-se um significativo défice hídrico em 2017. Verificou-se alguma recuperação da procura (+1,7% vs. 1S16).

Energias do Brasil	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	14,19	13,62	4%	+0,57
Total de acções (milhões)	606,9	606,8	-	-
Acções próprias (milhões)	0,7	0,8	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	310,8	310,8	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	3,76	3,59	-5%	+0,17
Euro/Real - Taxa média do período	3,44	4,13	20%	-0,69
Tx de inflação (IPCA)	3,0%	8,8%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,6	2,2	-	-0,6
Custo Médio da Dívida (%)	12,7	11,3	-	1,4p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	11,6	13,9	-	-2,3p.p.
Empregados (#)	2.904	2.875	1%	+29

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Invest. Financeiros, activos para venda	1.376	1.091	26%	+285
Dívida líquida	3.540	3.144	13%	+396
Recebimentos futuros da act. Regulada	(360)	(230)	-57%	-130
Interesses não controláveis	1.487	1.676	-11%	-189
Valor contabilístico dos C. Próprios	7.841	7.745	1%	+96

Resultados Financeiros (R\$ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(245)	(275)	11%	+30
Custos capitalizados	4	1	199%	+3
Diferenças Cambiais e Derivados	5	(74)	-	+78
Outros	(32)	13	-	-45
Resultados Financeiros	(269)	(334)	20%	+66

(1) OPEX = Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais;

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	870	671	30%	+199
OPEX (1)	363	344	6%	+19
Outros custos operac. (Liq.)	110	70	56%	+39
Custos Operacionais Líquidos (1)	473	414	14%	+59
EBITDA	397	257	55%	+140
Provisões	11	12	-8%	-1
Amortizações e imparidades	97	93	4%	+4
EBIT	289	152	90%	+137

O EBITDA da distribuição subiu **R\$140M vs. 1S16 para R\$397M em 1S17**, devido a: (i) impacto positivo das revisões tarifárias de 2016 com impacto na margem regulada (+R\$72M); (ii) o impacto positivo da sobre-contratação de energia na EDP São Paulo (+R\$37M no 1S17 vs. -R\$21M no 1S16); e (iii) registo no 1S17 de alguns ajustamentos positivos relativos ao ano anterior.

A **margem bruta aumentou 30% vs. 1S16 para R\$870M no 1S17**, reflexo dos efeitos acima mencionados. De notar o impacto da sobre-contratação da EDP São Paulo (+R\$58M vs. 1S16). Quando o rácio entre volumes captados/vendidos ultrapassa o patamar de 105% os ganhos/perdas com vendas no mercado à vista (a PLD) de excedentes de energia não são repassados para a tarifa. No 1S17, os volumes de energia contratados ultrapassaram em mais de 5% os volumes consumidos pelos clientes, originado um ganho já que o preço de curto prazo (PLD) tem aumentado, sendo agora maior que os preços contratados no “sourcing” de longo prazo.

Margem Bruta	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	870	671	30%	+199
Receitas reguladas	848	776	9%	+72
Outros	22	(105)	-	+128
Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	(392)	735	-	-1.126
Desvios períodos anteriores	168	(363)	-	+532
Desvio do ano (2)	(137)	(602)	-77%	+464
CDE/Conta ACR (3)	-	-	-	-
Final do período	(360)	(230)	57%	-130
Clientes Ligados (Milhares)	3.347	3.281	2%	+66
EDP São Paulo	1.821	1.785	2%	+36
EDP Espírito Santo	1.526	1.496	2%	+30
Electricidade Distribuída (GWh)	12.392	12.429	-0,3%	-38
EDP São Paulo	7.314	7.250	1%	+65
EDP Espírito Santo	5.077	5.180	-2%	-102
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	5.384	4.635	16%	+749
Electricidade Vendida (GWh)	7.001	7.787	-10%	-786
EDP São Paulo	3.965	4.457	-11%	-492
Residencial, comercial e outros	3.289	3.460	-5%	-171
Industrial	676	997	-32%	-321
EDP Espírito Santo	3.036	3.329	-9%	-294
Residencial, comercial e outros	2.704	2.829	-4%	-125
Industrial	332	500	-34%	-169

A **energia distribuída** diminuiu ligeiramente no 1S17 (-0,3% vs. 1S16), apesar do aumento no número de clientes no mesmo período (+2%). No entanto, o **volume de energia vendida** desceu 10% no período, traduzindo uma redução de 32% da procura no segmento de clientes regulados industrial. Ao mesmo tempo, o **volume de energia distribuída** aos clientes industriais no mercado livre subiu 16% vs. 1S16 para 5,3TWh no 1S17, reflectindo a migração de clientes com tarifas inteiramente reguladas para o mercado liberalizado.

A trajectória de redução de perdas não-técnicas, observada nos últimos trimestres, manteve-se, apesar da situação económica. As perdas não-técnicas na baixa tensão decresceram para ambas as DisCos: EDP Espírito Santo ficou em 12,7% (-1,8pp vs. 1S16) e a EDP São Paulo em 9,5% (-1,3 pp vs. 1S16). As provisões para cobrança duvidosa mantiveram alguma resistência no 1S17, cifrando-se em R\$61M (-R\$8M vs. 1S16), devido à crise económica e aos aumentos tarifários no passado recente. A EDPB tem mitigado a situação aumentando a proximidade com os clientes.

A Jun-17, os **recebimentos futuros da actividade regulada** são negativos (de facto, pagamentos futuros) e totalizaram -R\$360M (-R\$32M vs. Dez-16). No 1S17, foi criado um desvio tarifário positivo de R\$137M, essencialmente relacionado com custos de energia inferiores aos incorporados nas tarifas. Adicionalmente, foram devolvidos ao sistema R\$168M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro ficou nos R\$360M vs. Dez-16, a devolver ao sistema nos próximos anos. As revisões tarifárias da EDP Espírito Santo em Ago-16 (+3% revisão tarifária) e da EDP São Paulo (-24% revisão tarifária) já têm em conta os ativos regulatórios negativos a serem recuperados pelo sistema. Note-se que o WACC é de 8,1%, real depois de impostos, a aplicar aos activos de distribuição aquando do 4º ciclo de revisão regulatória que começou com a EDP São Paulo em Out-15 e com a EDP Espírito Santo a Ago-16.

Investimento e Custos Operac.	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	363	344	6%	+19
Custos control./cliente (R\$/cliente)	109	105	4%	+4
Custos control./km rede (R\$/km)	4	4	5%	+0
Empregados (#)	2.144	2.145	-0%	-1
Invest. Operacional (R\$M)	267	186	43%	+81
Rede de Distribuição ('000 Km)	91	91	0%	+0

Os **custos operacionais controláveis** subiram 6% no período, para **R\$363M no 1S17**, devido a um aumento dos fornecimentos e serviços externos, reflexo de maiores despesas com O&M, TI e serviços ao cliente, parcialmente mitigado pelos custos com o pessoal. Os **outros custos operacionais** aumentaram R\$39M vs. 1S16, o que resultou de um ganho de +R\$41M no 1S16, devido à actualização do valor terminal de ativos das concessões, agora registado ao nível da margem bruta (R\$7M no 1S17). O **investimento operacional** subiu R\$81M vs. 1S16 para R\$267M no 1S17, resultado de um investimento nas actividades de serviço ao cliente e de um reforço na qualidade do serviço na rede.

(1) OPEX = Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais; (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			
	1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	769	858	-10%	-89
OPEX (1)	109	121	-10%	-12
Outros custos operacionais (líquidos)	(2)	(55)	-	+53
Custos Operacionais Líquidos	107	66	-	+41
EBITDA	662	792	-16%	-130
Provisões	1	0	122%	+0
Amortizações e imparidades	179	172	4%	+6
EBIT	482	619	-22%	-137

Dados Chave		1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)		769	858	-10%	-89
Hídrica		509	496	3%	+13
Receitas contratadas (CAE) e Outros		453	495	-8%	-42
Impacto GSF (líq de coberturas)		56	1	8189%	+55
Térmica		260	362	-28%	-102
Receitas contratadas (CAE)		426	370	15%	+56
Outros		(167)	(8)	-1897%	-158
Capacidade Instalada (MW)		2.466	2.466	0%	+0
Hídrica		1.746	1.745	0%	+0
Térmica		720	720	-	-
Capacidade Instalada (MW Equity)		296	187	59%	+110
Electricidade Vendida (GWh)		5.736	6.880	-17%	-1.143
Contratada (CAE)		5.457	6.124	-11%	-667
Hídrica		3.408	3.786	-10%	-378
Térmica		2.049	2.337	-12%	-289
Outra		280	756	-63%	-476
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)		180	162	11%	+18
Investimento Operacional (R\$ M)		45	38	18%	+7
Investimento Financeiro (R\$ M)		133	244	-45%	-111
Empregados (#)		498	554	-10%	-56

Detalhe do EBITDA (R\$ M)		1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Pecém		198	361	-45%	-163
Lajeado (73% detidos pela EDPB)		204	217	-6%	-12
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)		129	118	9%	+11
Outros (100%)		130	96	35%	+34
EBITDA		662	792	-16%	-130

Comercialização		1S17	1S16	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)		94	5	1822%	+89
Custos operacionais líquidos (R\$ M)		17	12	41%	+5
EBITDA (R\$ M)		76	(7)	-	+84
Vendas electricidade (GWh)		6.949	5.651	23%	+1.298

O EBITDA da actividade de produção no Brasil decresceu 16% vs. 1S16 (-R\$130M no 1S17) para R\$662M no 1S17, reflectindo (i) menor EBITDA na central a carvão de Pecém (-R\$163M vs. 1S16), sobretudo devido ao recebimento no 1S16 de uma indemnização de um seguro (R\$82M), mas também devido a maiores preços spot no 1S17 vs. 1S16, os quais foram parcialmente mitigados por (ii) EBITDA ligeiramente maior nas centrais hídricas, beneficiando de GSF de 97% no 1S17, apesar de que 2017 deve ainda registar um significativo défice hídrico, particularmente considerando maiores preços spot esperados (PLD).

A margem bruta hídrica ficou praticamente estável no 1S17 (R\$509M), devido sobretudo ao referido impacto do GSF (97% vs. 89% no 1S16). No 1S17, o impacto combinado do GSF, volume deixado descontratado para hedge e seguro hídrico (para GSF<92%) representou um ganho de R\$56M face a R\$1M no 1S16. Neste contexto, o **preço médio dos volumes hídricos** vendidos, que atingiu R\$180/MWh no 1S17, foi 11% superior ao 1S16 (os preços dos CAE são actualizados anualmente à inflação). O **volume de geração hídrica vendido** caiu 9% face a 1S16 sobretudo suportado por (i) venda da central mini-hídrica do Pantanal em Jan-16; e (ii) fim de alguns CAE na central hídrica de Peixe Angical em Jan-16;. Note-se que desde então as expectativas para o PLD nos trimestres subsequentes subiram (PLD média no 1S17 foi de R\$229/MWh vs. R\$48/MWh no 1S16, e presentemente a R\$270/MWh).

A margem bruta de Pecém foi de R\$260M no 1S17 (-R\$102M vs. 1S16), dos quais R\$426M resultam de receitas com o CAE da central. A disponibilidade foi de 92% no 1S17 vs. 89% no 1S16, embora o EBITDA no 1S17 tenha sido negativamente impactado por (i) maior PLD vs. 1S16, levando a maiores custos com compras de electricidade; e (ii) impacto positivo no 1S16 com a redução da provisão para penalidades por indisponibilidade passada. É de notar que o EBITDA de Pecém foi positivamente impactado no 1S16 (R\$82M) pela recuperação de um seguro relacionado com a paragem de um dos grupos da central em 2014. De notar ainda que o impacto de R\$30M registado no 4T17 relativo a uma provisão relativa a despesa com o objetivo de manter em operação a usina, devido à falta de chuva no estado do Ceará foi revisto e a provisão eliminada.

A EDPB opera 2,8GW de capacidade, dos quais 0,3GW 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) e Cachoeira Caldeirão (219MW, em funcionamento total desde Ago-16), ambos em parceria com a CTG. No 1S17, Jari contribuiu com um resultado líquido de R\$4M (+R\$8M vs. 1S16), reflectindo o impacto do ajuste à inflação nos preços dos CAE. Cachoeira-Caldeirão, com CAE a partir de Jan-17, contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$7M (@50%), fruto de maiores custos financeiros, em função do início da vida útil do projecto. São Manoel, um projecto de 700MW (detido em 33,3% pela EDPB em parceria a CTG e Furnas), contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$1M.

O investimento operacional ficou aumentou R\$7M no 1S17 para R\$45 no 1S17 devido a manutenções em Pecém. De notar que o investimento no projecto hídrico de São Manoel foi classificado como 'investimentos financeiros' (consolidação por equivalência patrimonial); no 1S17, os **investimentos financeiros** totalizaram R\$133M, maioritariamente alocados aos trabalhos de construção de São Manoel. São Manoel está em construção (91% concluído), com CAE a partir de Maio-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade aumentou R\$89M no período para R\$94M no 1S17, reflectindo maiores margens e volumes.

(1) OPEX = Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais; (2) Calculado com base nos volumes e preços dos CAE.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S17	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
(€ M)						
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3.951	2.855	872	1.498	(1.300)	7.875
Margem Bruta	671	867	856	504	(5)	2.893
Fornecimentos e serviços externos	145	164	155	88	(80)	472
Custos com pessoal e benefícios sociais	80	74	50	68	69	341
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	86	117	(68)	33	10	177
Custos Operacionais	310	355	137	189	(0)	991
EBITDA	360	513	719	316	(5)	1.902
Provisões	(0)	(3)	0	4	0	2
Amortizações e imparidades (1)	189	153	260	83	24	709
EBIT	172	362	459	229	(29)	1.192

1S16	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
(€ M)						
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3.813	2.871	800	1.031	(1.369)	7.146
Margem Bruta	962	863	785	371	(12)	2.970
Fornecimentos e serviços externos	138	170	142	70	(84)	436
Custos com pessoal e benefícios sociais	64	71	45	56	87	324
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	118	126	(50)	(56)	6	144
Custos Operacionais	320	367	137	70	9	903
EBITDA	643	496	648	301	(21)	2.067
Provisões	(25)	4	1	3	12	(5)
Amortizações e imparidades (1)	182	169	294	67	32	744
EBIT	486	323	354	231	(65)	1.327

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3.787	3.361	3.437	4.011	4.233	3.642			8%	-14%
Custo com vendas de energia e outros	(2.240)	(1.938)	(2.143)	(2.536)	(2.710)	(2.272)			-17%	16%
Margem Bruta	1.547	1.423	1.294	1.475	1.523	1.370			-4%	-10%
Fornecimentos e serviços externos	205	230	239	273	227	246			7%	8%
Custos com pessoal e benefícios sociais	161	162	163	174	171	169			4%	-1%
Outros custos operacionais (líquidos)	51	93	66	161	114	263			182%	131%
Custos Operacionais	417	486	468	608	512	479			-	-
EBITDA	1.130	937	826	867	1.011	892			-5%	-12%
Provisões	3	(8)	(10)	(0)	4	(2)			70%	-
Amortizações e imparidades do exercício (1)	366	378	371	395	359	349			-8%	-3%
EBIT	760	567	465	472	648	545			-4%	-16%
Resultados financeiros	(180)	(228)	(227)	(257)	(197)	(173)			24%	12%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(8)	3	2	(19)	(1)	8			157%	-
Resultado antes de impostos e CESE	573	342	240	196	450	379			11%	-16%
IRC e Impostos diferidos	152	91	57	(211)	66	53			-41%	-19%
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	59	-	2	1	70	(2)			-	n.m.
Resultado líquido do período	362	251	181	406	315	328			31%	4%
Accionistas da EDP	263	209	143	346	215	235			12%	9%
Interesses não controláveis	100	42	38	60	100	93			122%	-7%

(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)							
	1S17	1S16	Δ MW	Δ %	1S17	1S16	Δ GWh	Δ %	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17
Pen. Ibérica (Ex-Eólico & Solar)	13.680	12.691	988	8%	16.778	19.620	-2.842	-14%	10.632	8.989	8.255	8.783	9.241	7.538		
Hídrico	7.178	6.187	991	16%	4.522	12.008	-7.487	-62%	6.394	5.615	1.995	2.138	2.948	1.573		
Portugal	6.752	5.761			4.258	11.247			5.934	5.313	1.918	2.046	2.773	1.485		
Actividade Bombagem	4.088	3.097			2.470	5.931			3.080	2.851	1.002	1.099	1.512	957		
Fio de água	2.799	1.767			-1.202	-785			-464	-321	-256	-397	-550	-652		
Albufeira	2.435	2.479			2.077	6.134			3.122	3.012	929	1.098	1.364	713		
CAE/CMEC	4.314	3.282	1.032	31%	2.180	5.113	-2.932	-57%	2.811	2.301	989	948	1.409	771		
Produção liberalizada	2.663	2.663	0	0%	1.788	5.316	-3.528	-66%	2.854	2.462	916	947	1.261	528		
Espanha	426	426	0	0%	264	761	-498	-65%	460	301	77	92	175	88		
CCGT	3.736	3.736	0	0%	3.101	1.017	2.084	205%	465	552	1.909	2.316	1.713	1.388		
Portugal	2.039	2.039	0	0%	2.308	613	1.696	277%	232	381	1.404	1.586	1.105	1.203		
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			934	483			168	314	466	700	473	460		
Lares (2 grupos)	863	863			1.375	130			63	67	938	886	631	743		
Espanha	1.698	1.698	0	0%	793	404	389	96%	234	171	505	730	608	185		
Castejón (2 grupos)	843	843			554	296			135	161	503	488	389	164		
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			239	108			99	9	2	242	219	20		
Carvão	2.404	2.404	0	0%	8.297	5.405	2.891	53%	3.106	2.299	3.916	3.910	4.053	4.244		
Portugal - Sines (4 grupos)	1.180	1.180	0	0%	4.678	3.304	1.375	42%	1.773	1.530	2.505	2.274	2.192	2.486		
Espanha	1.224	1.224	0	0%	3.619	2.102	1.517	72%	1.333	769	1.411	1.637	1.860	1.758		
Aboño I	342	342			1.011	761			309	452	561	667	508	503		
Aboño II	536	536			1.985	1.048			854	194	547	480	1.006	979		
Soto Ribera III	346	346			623	293			170	123	303	490	346	277		
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	0	0%	557	560	-3	-1%	330	230	338	341	333	223		
Outras	206	209	-3	-1%	302	630	-327	-52%	337	293	96	79	193	109		
Portugal	181	184	-3	-1%	242	573	-331	-58%	311	262	65	67	163	78		
Mini-Hídricas	157	159			200	473			259	214	27	50	148	52		
Cogeração	24	24			41	100			52	48	39	17	15	26		
Espanha - Cog. & Resíduos	25	25	0	0%	61	57	4	7%	26	31	31	12	30	31		
Eólico	9.987	9.283	704	8%	14.467	13.241	1.226	9%	7.508	5.733	4.695	6.397	7.690	6.777		
Pen. Ibérica	3.443	3.441	2	0%	4.198	4.629	-431	-9%	2.696	1.933	1.667	1.674	2.318	1.880		
Portugal	1.249	1.247			1.533	1.749			1.038	711	564	730	876	657		
Espanha	2.194	2.194			2.665	2.879			1.658	1.221	1.102	945	1.442	1.223		
América do Norte	4.831	4.203	628	15%	8.151	6.713	1.438	21%	3.680	3.033	2.262	3.532	4.175	3.976		
EUA	4.601	4.173			7.823	6.675			3.657	3.018	2.249	3.510	4.059	3.764		
Canadá	30	30			44	39			23	16	14	23	22	21		
México	200	0			284	0			0	0	0	0	93	191		
Resto da Europa	1.509	1.435	74	5%	1.804	1.693	110	7%	1.078	616	532	964	1.050	754		
Brasil	204	204	0	0%	314	205	109	53%	54	151	234	226	147	167		
Solar	85	82	3	3%	79	73	6	9%	27	46	44	22	28	51		
Brasil (Ex-Eólico)	2.466	2.466	0	0%	4.287	4.850	-563	-12%	2.805	2.045	1.879	2.151	2.262	2.026		
Hídrico	1.746	1.745	0	0%	2.238	2.511	-272	-11%	1.666	844	878	1.059	1.270	968		
Lajeado	903	903			1.100	1.302			903	399	394	412	618	482		
Peixe Angical	499	499			737	906			580	327	400	353	410	327		
Energest	345	344			402	302			183	119	84	294	242	160		
Carvão (Pecém I)	720	720	0	0%	2.049	2.339	-291	-12%	1.138	1.201	1.001	1.092	991	1.057		
TOTAL	26.218	24.522	1.695	7%	35.612	37.785	-2.173	-6%	20.972	16.813	14.873	17.353	19.221	16.391		

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1S17	1S16	Δ GWh	Δ %
Portugal	22.094	22.287	-193	-0,9%
Muito Alta Tensão	1.113	1.085	28	2,6%
Alta / Média Tensão	10.708	10.323	385	3,7%
Baixa Tensão	10.274	10.879	-606	-5,6%
Espanha	4.633	4.637	-4	-0,1%
Alta / Média Tensão	3.516	3.499	17	0,5%
Baixa Tensão	1.118	1.139	-21	-1,8%
Brasil	12.392	12.429	-38	-0,3%
Clientes Livres	5.128	4.324	804	18,6%
Industrial	1.008	1.497	-490	-32,7%
Residencial, Comercial & Outros	6.256	6.608	-352	-5,3%
TOTAL	39.119	39.353	-235	-0,6%

Clientes Ligados (mil)	1S17	1S16	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.168	6.126	41,3	0,7%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	24	0,2	0,9%
Baixa Tensão Especial	35	35	0,7	1,9%
Baixa Tensão	6.108	6.067	40,5	0,7%
Espanha	662	661	1,9	0,3%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,4%
Baixa Tensão	661	659	1,9	0,3%
Brasil	3.347	3.281	65,9	2,0%
Bandeirante	1.821	1.785	35,7	2,0%
Escelsa	1.526	1.496	30,2	2,0%
TOTAL	10.177	10.068	109,1	1,1%

Redes	1S17	1S16	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	337.607	336.608	999	0,3%
Portugal	225.853	225.092	761	0,3%
Espanha	20.553	20.411	142	0,7%
Brasil	91.201	91.105	96	0,1%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	11,2%	9,4%	1,8 pp	
Espanha	3,8%	4,4%	-0,6 pp	
Brasil				
Bandeirante	8,7%	9,2%	-0,4 pp	
Técnicas	5,4%	5,5%	-0,1 pp	
Comerciais	3,3%	3,7%	-0,3 pp	
Escelsa	13,5%	14,0%	-0,5 pp	
Técnicas	8,5%	8,5%	-0,0 pp	
Comerciais	5,0%	5,5%	-0,5 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1S17	1S16	Δ GWh	Δ %
Portugal	3.808	3.803	5	0,1%
Baixa pressão	621	655	-34	-5,1%
Média pressão	3.175	3.148	27	0,8%
GPL	12	-	12	-
Espanha	16.154	14.599	1.554	10,6%
Baixa pressão	5.313	5.265	48	0,9%
Média pressão	10.597	9.334	1.263	13,5%
GPL	244	-	244	-
TOTAL	19.961	18.402	1.559	8,5%

Pontos de Abastecimento (mil)	1S17	1S16	Δ Abs.	Δ %
Portugal	348	336	13	3,8%
Baixa pressão	344	334	10	3,0%
Média pressão	1,5	1,4	0,1	5,0%
GPL	2,6	-	2,6	-
Espanha	1.014	922	92	10,0%
Baixa pressão	930	921	9	1,0%
Média pressão	0,7	0,7	0	-1,0%
GPL	83	-	83	-
TOTAL	1.362	1.257	104,7	8,3%

Redes	1S17	1S16	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	13.307	12.714	593	4,7%
Portugal	5.166	4.951	215	4,3%
Espanha	8.141	7.764	378	4,9%

(1) Exclui Muito Alta Tensão

Investimentos financeiros & Activos para venda / Interesses Não Controláveis



Investimentos Financeiros e Activos para Venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	1H17	1H16	Δ MW	Δ %	1H17	1H16	Δ	Δ %	1H17	1H16	Δ	Δ %
EDP Renováveis	356	356	0	0%	2	-3	6	-	329	332	-3	-1%
Espanha	177	177										
Estados Unidos	179	179										
Outros	0	0										
EDP Brasil	296	260	37	14%	-1	-5	3	-71%	366	304	62	20%
Jari	187	187			1	-3						
Cachoeira-Caldeirão	110	73			-2	-2						
São Manoel	0	0			0	0						
Iberia (Ex-wind) & Other	41	41	0	0%	6	3	3	84%	251	302	-50	-17%
Portugal - Biomassa (Bioelectrica)	32	32										
Espanha - Cogeração e Resíduos												
Macau - Distribuição (CEM)												
Other												
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)	0	0	0	-	N/A	N/A	0	0%	2.531	0	2.531	n.m.
Portgas									490	0	490	-
Naturgas Distribución									1.963	0	1.963	-
Outros									78	0	78	-
TOTAL	693	657	37	6%	7	-5	12	-	3.477	937	2.540	271%

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	1H17	1H16	Δ MW	Δ %	1H17	1H16	Δ	Δ %	1H17	1H16	Δ	Δ %
EDP Renováveis	4.994	3.939	1.055	27%	138	82	57	70%	2.932	2.632	300	11%
Ao nível da EDP Renováveis:	2.728	1.832	896	49%	108	70	39	55%	1.512	1.267	246	19%
P. Ibérica	851	378										
América do Norte	1.220	1.122										
Resto da Europa	557	232										
Brasil	100	100										
22,5% atribuíveis ao free-float da EDPR					30	12	18	156%	1.420	1.365	54	4%
EDP Brasil	1.814	1.814	0	0%	56	60	-4	-7%	1.458	1.566	-108	-7%
Ao nível da EDP Brasil:	606	606	0	0%	18	18	-1	-3%	396	467	-71	-15%
Hídrica	606	606										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil					38	42	-4	-9%	1.062	1.099	-37	-3%
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	12	12	0	0%	-2	0	-2	560967%	-39	83	-123	-
TOTAL	6.820	5.765	1.055	18%	192	142	51	36%	4.350	4.281	69	2%

(1) MW atribuível a empresas associadas & Joint ventures e a interesses não-controláveis; (2) Resultados líquido atribuível a empresas associadas & Joint ventures e a interesses não-controláveis; exclui activos detidos para venda.

EDP - Desempenho na Área da Sustentabilidade



Principais Acontecimentos 1S17
IR Magazine Awards
A EDP ocupa o 7º lugar, a nível europeu, na Relação com Investidores e é a melhor empresa portuguesa no ranking. À EDP Renováveis foi atribuído o 3º lugar das empresas de pequena e média capitalização bolsista.
Marca Portuguesa Mais Valiosa
A Brand Finance considerou a marca EDP como a mais valiosa a nível nacional, pelo 7º ano consecutivo, sendo avaliada com AA+.
Good Practice of the Year
O projecto “Making safer power lines for birds – Protocolo Avifauna” da EDP Distribuição, foi reconhecido pela Renewable Grid Initiative.

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2010-12)	1S17	1S16	Δ %
Ind. Sustentab. (a)(b)(c)	100	107	-7%
Comp. Ambiental Peso %	88 33%	108 33%	-19%
Comp. Económica Peso %	102 37%	104 37%	-2%
Comp. Social Peso %	110 30%	109 30%	1%
Este índice de sustentabilidade foi desenvolvido pela EDP e tem por base 33 indicadores de desempenho na área da sustentabilidade.			

Métricas Económicas	1S17	1S16	Δ %
Valor Gerado (€M)	8.322	7.980	4%
Distribuído	7.617	7.463	2%
Acumulado	705	517	36%
Prov. Serv. Energ. (€M)(1)	571	585	-2%
Serv. Eficiência Energ.(a)	61	43	42%
Métricas Sociais	1S17	1S16	Δ %
Empregados	11.938	11.923	0%
Formação (horas)	176.974	148.286	19%
Acidentes em Serv. (d)(e)	13	16	-19%
Índice Gravidade (Tg) (d)	107	83	29%
Índice Freq. (Tf) (d)	1,16	1,41	-18%
Acid. mortais c/ terceiros	4	3	33%

Métricas Ambientais	1S17	1S16	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (b)(f)	10.607	9.381	13%
NOx	8,7	4,5	95%
SO2	14,5	4,2	243%
Partículas	0,642	0,287	124%
Emissões Específicas Globais (g/kWh)			
CO2 (b)(f)	298,8	210,4	42%
NOx	0,25	0,12	107%
SO2	0,41	0,11	263%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1) (b)	10.618	7.940	34%
Emissões indirectas (Âmbito 2)(c)	358	293	22%
Consumo de Energia Primária (TJ) (g)	128.113	91.241	40%
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	90%	91%	-1%
Utilização de Água (10³ m³)	867.618	694.641	25%
Total Resíduos para destino final (t)	226.003	229.651	-2%
Matérias Ambientais (€ mil)	50.459	52.452	-4%
Investimentos	24.617	24.126	2%
Despesas	25.842	28.326	-9%
Multas e Penalidades Ambientais (€)	11.096	16.979	-35%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2						
Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (b)		Específicas (t/MWh)		Produção (h) (GWh)	
	1S17	1S16	1S17	1S16	1S17	1S16
Península Ibérica	8.366	5.167	0,70	0,74	11.941	7.026
Carvão	7.098	4.647	0,86	0,86	8.297	5.405
CCGT	1.195	427	0,39	0,42	3.101	1.017
Cogeração e Resíduos	74	93	0,14	0,15	543	604
Brasil	2.241	2.757	1,09	1,18	2.049	2.339
Carvão (Contratado LP)	2.241	2.757	1,09	1,18	2.049	2.339
Produção térmica	10.607	7.924	0,76	0,85	13.990	9.365
Produção Livre de Emissões CO2					21.507	28.306
Produção Total			0,30	0,21	35.497	37.671

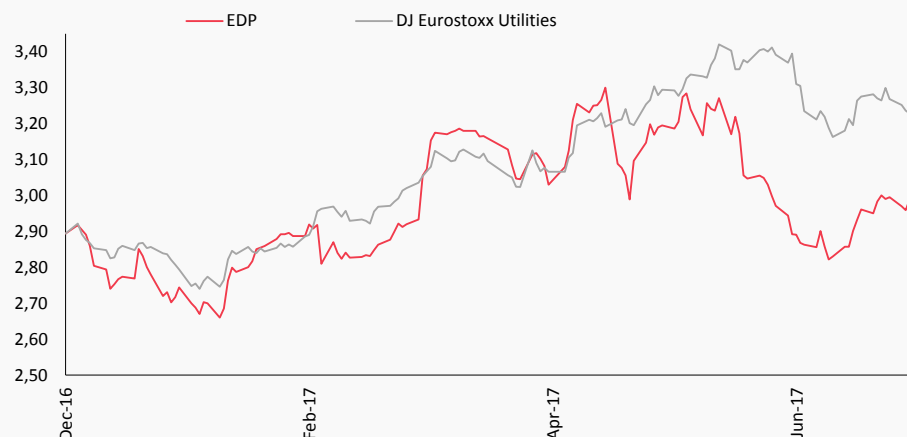
(a) Os Serviços de Energia dizem respeito apenas a Facturação de Serviços de Eficiência Energética. São considerados apenas os Apoios Públicos reconhecidos em resultados do exercício.
 (b) Ao contrário do reportado anteriormente, as emissões estacionárias não incluem agora as resultantes da queima de gases siderúrgicos da ArcelorMittal em centrais da EDP em Espanha, no total de 1.836 ktCO2 em 2017 e 1.457 ktCO2 em 2016.
 (c) Cálculo das emissões de âmbito 2 segundo a metodologia "location based" do GHG Protocol.
 (d) EDP + PSE (Prestadores de Serviços Externos).
 (e) Acidentes com 1 ou mais dias de ausência e mortais.
 (f) Inclui apenas as emissões de combustão estacionária.
 (g) Inclui frota automóvel.
 (h) Inclui vapor (2017: 441 GWh vs 2016: 447 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



EDP em Bolsa	YTD	52W	2015
		26-07-2017	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	2,990	2,990	3,000
Max	3,306	3,306	3,306
Min	2,641	2,626	2,641
Média	2,980	2,952	2,980

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	2.995	4.665	2.999
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	21	18	21
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.005	1.581	1.006
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,9	6,1	6,9

Dados Acções EDP	1S17	1S16	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,6	21,4	1,0%

Principais Eventos EDP

- 9-Jan:** Norges Bank reduz participação qualificada na EDP
- 24-Jan:** EDP emite obrigações no montante de € 600 000 000 com vencimento em Setembro de 2023
- 30-Jan:** Alteração de participação qualificada – A Mubadala Investment Company adquire 100% das acções e respectivos direitos de voto à IPIC
- 27-Fev:** Comunicação EDP anuncia a venda de participação minoritária em activos portugueses à CTG
- 27-Mar:** EDP vende 574 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 27-Mar:** EDP aceita oferta vinculativa para venda da sua actividade de distribuição de gás em Espanha
- 27-Mar:** Anúncio preliminar de lançamento de oferta pública geral e voluntária de aquisição de acções emitidas pela EDP Renováveis
- 28-Mar:** Comunicação de participação qualificada – Norges Bank
- 30-Mar:** Standard & Poors afirma rating da EDP em “BB+” e outlook Positivo
- 3-Abr:** Moody’s afirma rating da EDP em ‘Baa3’ e outlook Estável
- 4-Abr:** Comunicação de participação qualificada – Norges Bank
- 7-Abr:** EDP vende 100% da EDP Gás
- 20-Abr:** Deliberações da Assembleia Geral Anual
- 24-Abr:** Pagamento de Dividendos do exercício de 2016
- 24-Abr:** EDP assina acordo definitivo para a venda de 100% da sua actividade de distribuição de gás em Espanha (Naturgas Energía Distribución)
- 24-Abr:** EDP Brasil Vence leilão para 4 novas concessões de transporte de electricidade
- 5-Jun:** Investigação sobre o processo de extinção dos contratos de aquisição de energia e sua substituição pelo regime de CMEC
- 21-Jun:** EDP emite valores mobiliários representativos de dívida no montante de USD 1.000.000.000
- 30-Jun:** EDP anuncia a conclusão da venda de uma participação minoritária em activos portugueses à CTG

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