



2017

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, 1 de Março de 2018

Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	5.391	5.738	-6%	-347
Fornecimentos e serviços externos	991	948	5%	+43
Custos com pessoal, benef. aos empregados	681	661	3%	+20
Outros custos operacionais (líquidos)	(270)	370	-	-640
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.401	1.979	-29%	-578
EBITDA	3.990	3.759	6%	+231
Provisões	(4)	(15)	76%	+11
Amortizações e imparidades exercício (2)	1.676	1.510	11%	+165
EBIT	2.318	2.264	2%	+54
Resultados financeiros	(808)	(891)	9%	+83
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	12	(22)	-	+34
Resultado antes de impostos	1.521	1.351	13%	+170
IRC e Impostos diferidos	10	89	-88%	-78
Contribuição extraord. sector energético	69	62	12%	+8
Resultado líquido do período	1.441	1.200	20%	+241
Accionistas da EDP	1.113	961	16%	+153
Interesses não controláveis	328	240	37%	+89

Dados-chave Operacionais	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.657	11.992	-3%	-335
Capacidade instalada (MW)	26.753	25.222	6%	+1.530

Dados-chave Financeiros (€ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
FFO	3.017	1.970	53%	+1.047
Investimento operacional	1.725	1.964	-12%	-238
Manutenção	709	697	2%	+12
Expansão	1.017	1.267	-20%	-250
Investimento Líquido	1.835	1.212	51%	+623

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Dez-17	Dez-16	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	9.546	9.406	1%	+140
Dívida líquida	13.902	15.923	-13%	-2.020
Receb. futuros da actividade regulada	870	951	-8%	-81
Dívida líquida/EBITDA (x) (4)	3,9x	4,2x	-7%	-0,3x
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (3) (4)	3,7x	4,0x	-7%	-0,3x

O EBITDA consolidado cresceu 6% em termos homólogos, para €3.990M em 2017. O EBITDA ajustado (excluindo impactos não recorrentes; detalhe na pág. 3) caiu 5% (-€175M), para €3.523M em 2017, penalizado pela (i) seca severa na P. Ibérica (a hidraulicidade ficou 53% abaixo da média LP em 2017, um dos 4 anos mais secos desde 1931; comparado com uma hidraulicidade 33% acima da média em 2016); e (ii) pela exclusão de consolidação do negócio de distribuição de gás na P. Ibérica (-€83M vs. 2016, para €128M em 2017). Estes efeitos foram parcialmente compensados por: i) uma subida de 17% no **negócio eólico & solar**, suportado pela expansão de portfólio (+9% em termos médios) e pela primeira venda de uma participação em regime 'farm down' no projecto offshore; e ii) um crescimento de 14% no **Brasil**, suportado pelo efeito cambial favorável e por uma adequada gestão da desafiante situação hídrica, mediante a integração da totalidade do portfólio (geração/distribuição/comercialização) através da estratégia de coberturas e da gestão dos volumes contratados/descontratados.

A **capacidade instalada do Grupo EDP** subiu 6% em termos homólogos, para 26,8GW em Dez-17, impulsionada pela adição de nova capacidade hídrica em Portugal (+0,9GW), eólica e solar (+0,6GW, essencialmente nos EUA e México). A **carteira de clientes** cresceu 2%, para 11,4M em Dez-17.

Os **custos operacionais**⁽¹⁾ subiram 4% em termos homólogos (+€63M), para €1.671M em 2017, suportado por custos não recorrentes (+€30M em 2017; detalhe na pág. 3), pela exclusão de consolidação da distribuição de gás na P. Ibérica (-€13M vs. 2016) e da evolução cambial (+€17M em 2017). Excluindo estes efeitos, importa destacar, por área de negócio: (i) na **P. Ibérica**, uma queda de 1% nos custos, explicada por um apertado controlo de custos e pela redução de número de empregados; (ii) no **negócio eólico e solar**, uma queda de 1% no rácio Core OPEX/MW médio instalado; (iii) no **Brasil**, uma subida de 2% nos custos, abaixo da inflação local. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** passaram de um custo de €370M em 2016, para um proveito de €270M em 2017, reflexo da evolução favorável de impactos não recorrentes: proveitos de €539M em 2017 vs. €61M em 2016 (detalhes na pág 3). O total de **custos regulatórios** (clawback, tarifa social, CESE, em Portugal; impostos à geração em Espanha) suportados pela EDP ascenderam a €334M em 2017 (+43% vs. 2016).

O EBIT subiu 2% em termos homólogos, para €2.318M em 2017, essencialmente suportado pela evolução de EBITDA e por imparidades (€257M em 2017 vs. €17M em 2016), especialmente centradas nas centrais a carvão na P. Ibérica. Os **resultados financeiros líq. e resultados com JVs e associadas** melhoraram em €117M face a 2016, para -€797M em 2017 (-€770M excluindo impactos não recorrentes), na medida em que o benefício da queda de 30pb no custo médio da dívida (para 4,1% em 2017) e da dívida líquida média (-€0,8MM vs. 2016) foi compensado por menores proveitos associados a défices tarifários e a juros financeiros capitalizados, a par de resultados com ForEx e derivados adversos. Os **interesses não controláveis** ascenderam a €328M em 2017, reflexo da venda de posições minoritárias em parques eólicos em 2016 e do acréscimo de resultados líquido da EDPR. Em suma, o **resultado líquido da EDP** subiu 16%, para €1.113M em 2017. **Ajustado dos efeitos não recorrentes** (+€41M em 2016 e +€268M em 2017; detalhes na pág. 4), o **resultado líquido** recuou 8% em termos homólogos, de €919M em 2016 para €845M em 2017.

A **dívida líquida caiu de €15,9MM em Dez-16 para €13,9MM a Dez-17**, reflectindo: i) €0,8MM de free cash flow orgânico recorrente, penalizado pela seca severa; ii) €2,4MM de encaixe líquido da venda do negócio de distribuição de gás na P. Ibérica e reforço de posição na EDPR; iii) pagamento anual de dividendos (-€0,7MM); iv) investimento líquido em expansão e items relacionados (-€0,7MM); v) impacto favorável de ForEx e de evolução de activos regulatórios (€0,5MM); e vi) €0,5MM em pagamentos de impostos relativos a 2016.

O Conselho de Administração Executivo irá propor na Assembleia Anual de Accionistas (em 5 de Abril) a distribuição de um dividendo relativo ao exercício de 2017 no valor de €0,19 por acção.

(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 EBITDA recorrente últimos 12 meses de €3.523M e classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros).

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17	4T17 YoY		4T17 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção e Comerc. P. Ibérica	555	1.067	-48%	-513	339	304	213	212	201	160	158	36	-83%	-175	-77%	-122
Redes Reguladas P. Ibérica	898	990	-9%	-92	234	262	254	240	265	248	205	181	-25%	-60	-12%	-24
Eólico e Solar	1.366	1.171	17%	+195	379	269	198	324	373	345	272	376	16%	51	38%	104
Brasil	615	593	4%	+22	185	116	163	129	164	151	148	151	17%	22	2%	3
Outros	556	(62)	-	+618	(7)	(14)	(2)	(39)	8	(13)	583	(23)	42%	16	-	-606
Consolidado	3.990	3.759	6%	+231	1.130	937	826	867	1.011	892	1.367	721	-17%	-146	-47%	-646

Em 2017, o EBITDA do grupo EDP subiu 6% em termos homólogos, para €3.990M. Excluindo ganhos não recorrentes (€61M em 2016; +€467M em 2017; detalhes abaixo⁽¹⁾), o EBITDA recorrente recuou 5% (-€175M), para €3.523M, penalizado por: i) seca extrema em 2017, um dos 4 anos mais secos em Portugal desde 1931, com um impacto negativo a rondar €300M (vs. um ano médio); ii) a exclusão de consolidação da actividade de distribuição de gás na P. Ibérica (-€83M vs. 2016, para €128M em 2017); e iii) alteração de enquadramento regulatório, com o fim dos ajustamentos anuais nos CMEC, em Jul-17, e com as novas regras aplicáveis ao clawback em Portugal (desde Ago-17) e tarifa social (2016). Estes impactos foram apenas parcialmente compensados pelo o da expansão de capacidade (+7% em média) e por uma evolução cambial favorável: +€34M, essencialmente pela apreciação do BRL médio vs. Euro, em 7%.

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA P. IBÉRICA (16% do EBITDA) - O EBITDA desceu 48% em termos homólogos, para €555M em 2017, incluindo custos não recorrentes no 4T17 num total de €48M ("clawback retroactivo" em Portugal: €35M; programa de reestruturação de RH: €13M). Excluindo estes efeitos, o EBITDA recorrente caiu 44% em termos homólogos, para €603M em 2017, penalizado por: i) um mix de geração mais caro (€34/MWh vs €20/MWh em 2016), resultante da substituição de produção hídrica (peso de 22% no mix de geração em 2017 vs. 45% em 2016) 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; (iii) aumento de custos regulatórios (+€55M, excluindo efeitos não-recorrentes), explicado por custos superiores com impostos sobre a geração em Espanha e clawback e tarifa social em Portugal; iv) queda de 37% na margem bruta na produção contratada, para €39M em 2017, por força de menor produção das centrais mini-hídricas.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (26% do EBITDA) - O EBITDA das redes reguladas desceu 9% (-€92M) em termos homólogos, para €898M em 2017, em grande medida por força da exclusão de consolidação da actividade de distribuição de gás em Espanha e Portugal (-€83M em termos homólogos, para €128M em 2017). Ajustado por efeitos não recorrentes (-€56M em 2017), o EBITDA das redes de electricidade subiu 6%, para €826M em 2017, suportado por um rigoroso controlo de custos e por uma ligeira subida da margem bruta. Os custos operacionais controláveis nas redes caíram 1% vs. 2016, impactado por i) redução do número de colaboradores e menos serviços a clientes; ii) aceleração do crescimento dos pontos de ligação da distribuição (Portugal).

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (40% do EBITDA) - O EBITDA subiu 17% (+€195M), para €1.366M em 2017, impulsionado por uma subida de 13% na produção, por proveitos com Parcerias Institucionais mais altos (+14% face a 2016) e o impacto da venda de uma participação minoritária no projecto offshore, no Reino Unido. O crescimento da produção reflectiu a expansão do portfólio médio em 9% (concentrada nos EUA, México e Brasil) e um aumento do factor médio de utilização em 1pp (ainda que a eolicidade média tenha ficado ligeiramente abaixo da média histórica, em 98% do P50). O preço médio de venda recuou 2% face a 2016, para €59/MWh, especialmente devido à nova regulação sobre certificados verdes na Polónia. O OPEX cresceu 7% em termos homólogos, 2% aquém da expansão do portfólio médio.

BRASIL (18% do EBITDA) - O EBITDA subiu 4% em termos homólogos, para €615M em 2017, influenciado pela mais valia gerada em 2016, com a venda de Pantanal. Excluindo este efeito, o EBITDA cresceu 14% (+€78M), beneficiando de um impacto cambial favorável (+€40M, resultante de uma apreciação do BRL médio face ao Euro em 7%). Em moeda local, o EBITDA ajustado subiu 8% face a 2016, apesar do ambiente de mercado desafiante, abordadas através da gestão integrada integração da totalidade do portfolio (geração, distribuição e comercialização) mediante uma estratégia de coberturas e gestão dos volumes contratados/descontratados. O EBITDA da geração e comercialização aumentou 6%, para R\$1.491M, reflectindo: i) na comercialização, a subida de volume e margens (+R\$153M); ii) na geração hídrica, um GSF mais baixo (82% em 2017 vs. 87% em 2016) e PLD elevado (R\$323/MWh em 2017 vs. R\$94/MWh em 2016); iii) em Pecém, um ganho proveniente de um seguro em 2016 (R\$82M) e o impacto negativo de PLD mais alto, em termos homólogos. O EBITDA da distribuição subiu 8%, para R\$831M em 2017, na medida em que o efeito positivo de revisões regulatórias em 2016 (+R\$71M em 2017 vs. 2016) e da sobrecontratação (R\$141M vs. 2016), compensaram o menor impacto da actualização do valor residual dos activos das concessões (-R\$170M em termos homólogos).

(1) Itens não recorrentes: (i) +€61M em 2016, resultante da venda de centrais hídricas em Pantanal, no Brasil; (ii) +€467M em 2017, efeito líquido da venda do negócio de distribuição de gás em Portugal e Espanha (+€574M), provisões associadas a riscos regulatórios na Produção e Comercialização (-€35M) e nas Redes reguladas (-€42M) e custos de reestruturação RH (-€30M).

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.	1T17	2T17	3T17	4T17	4T17 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.990	3.759	6%	231	1.011	892	1.367	721	-47%	-646
Provisões	(4)	(15)	76%	11	4	(2)	(0)	(5)	1799%	-5
Amortizações e imparidades exercício	1.676	1.510	11%	165	359	349	346	621	80%	275
EBIT	2.318	2.264	2%	54	648	545	1.021	105	-90%	-916
Juros financeiros líquidos	(691)	(813)	15%	122	(175)	(168)	(167)	(180)	8%	-13
Resultados relac. com Receb. Fut. actividade regulada	20	77	-74%	-57	19	2	3	(4)	-219%	-8
Custos financeiros capitalizados	33	58	-42%	-24	10	6	8	9	14%	1
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo(1)	(187)	(189)	1%	2	(51)	(43)	(44)	(49)	13%	-6
Diferenças de câmbio e derivados	(35)	(18)	-99%	-18	(5)	(12)	(28)	9	-132%	37
Rendimentos de participações de capital	(25)	(12)	-117%	-14	(7)	(2)	(8)	(8)	-	-0
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	29	14	115%	16	0	24	0	4	1069%	4
Outros ganhos e perdas financeiros	48	(8)	-	56	13	19	12	4	-70%	-9
Resultados Financeiros	(808)	(891)	9%	83	(197)	(173)	(223)	(215)	-3%	8
Equiv. patrimoniais JVs/associadas (Detalhes pág. 29)	12	(22)	-	34	(1)	8	4	1	-77%	-3
Resultados Antes de Impostos	1.521	1.351	13%	170	450	379	801	(110)	-114%	-911
IRC e Impostos Diferidos	10	89	-88%	-78	66	53	56	(165)	-393%	-222
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>1%</i>	<i>7%</i>	<i>-</i>	<i>-5,9 pp</i>	<i>15%</i>	<i>14%</i>	<i>7%</i>	<i>150%</i>	<i>0%</i>	<i>1,4 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	69	62	12%	8	70	(2)	2	(0)	-109%	-2
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 29)	328	240	37%	89	100	93	47	89	90%	42
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	1.113	961	16%	153	215	235	696	(33)	-105%	-730

As **amortizações e imparidades** subiram 11% (+€165M) vs. 2016, para €1.676M em 2017, impulsionadas por imparidades num valor total de €257M em 2017, maioritariamente relacionadas com centrais a carvão na P. Ibérica (€196M) e a EDPR na Polónia (€49M); e pela expansão de portfólio (capacidade hídrica, eólica e solar). Adicionalmente, esta rubrica reflecte a extensão da vida útil de parques eólicos de 25 para 30 anos (-€120M vs. 2016) e a reclassificação da EDP Gas e NED como "activos detidos para venda" desde Dez-16 e Mar-17, respetivamente (-€45M vs. 2016; €12M registado em 2017).

Os **resultados financeiros líquidos melhoraram 9% face 2016 (+€83M vs. 2016), para -€808M em 2017**, na medida em que os benefícios alcançados com a redução do volume e custo da dívida (+€99M) foram compensados pela queda de proveitos relacionados com recebimentos futuros da actividade regulada (-€57M vs. 2016), dos custos financeiros capitalizados (-€24M, fruto da conclusão de construção de centrais hídricas em Portugal) e por diferenças de câmbio e derivados mais desfavoráveis (-€18M). Os **juros financeiros pagos (líquidos) ascenderam a €691M em 2017**, suportados por uma descida do custo médio da dívida em 30bp (de 4,4% em 2016 para 4,1% em 2017), pela queda da dívida líquida média (-€0,8MM) e por custos associados ao reembolso antecipado de dívida (€27M em 2017 vs. €49M em 2016). Os **ganhos com alienação de investimentos financeiros** reflectem a venda de uma participação na REN em 2017 (€25M) e na Tejo Energia em 2016 (€11M). A melhoria de **Outros ganhos e perdas financeiros** (+€59M) decorre essencialmente de custos não recorrentes em 2016: imparidade na participação financeira no BCP (€31M) e custos com o pagamento antecipado de dívida ao nível da EDPR (€26M).

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram €12M em 2017, um acréscimo de €34M face a 2016, explicado por: i) melhoria de performance no Brasil e na EDPR; ii) em 2016, imparidade registada na central hídrica de São Manoel, no Brasil (€26M).

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €10M em 2017 (-€78M vs. 2016), reflexo do contexto operacional desfavorável na P. Ibérica, de custos não recorrentes relevantes e fiscalmente dedutíveis (no 4T17) e do efeito da reforma fiscal nos EUA, no final do ano (incluindo €53M impacto não recorrentes). Adicionalmente, a contribuição extraordinária sobre o sector de energia em Portugal (0,85% sobre os activos líquidos) subiu de €62M em 2016 para €69M em 2017, no seguimento do comissionamento de nova capacidade hídrica.

Os **interesses não controláveis** ascenderam a €328M em 2017, um aumento de €89M em termos homólogos, explicado por: i) +€106M em termos homólogos na EDPR, na sequência da venda de posições minoritárias em parques eólicos durante o ano de 2016 e da subida do resultado líquido (ampliada por custos não recorrentes em 2016; pelo impacto das alterações fiscais nos EUA e pela extensão da vida útil dos parques eólicos, em 2017); ii) -€17M ao nível da EDP Brasil. (Detalhes na pág. 29)

Em suma, o **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** aumentou 16%, para €1.113M em 2017. Excluindo itens não recorrentes⁽²⁾, o resultado líquido ajustado ascendeu a €845M em 2017 (-8% face ao 2016; vs. €919M em 2016).

⁽²⁾Eventos não recorrentes: (i) **em 2016 (+€41M no total)**, ganho de capital obtido na venda de activos (Pantanal no Brasil e participação na Tejo Energia; +€42M); imparidade no BCP (-€29M); imparidades ao nível da EDP Brasil e da EDPR (-€24M); custo com amortização antecipada de dívida (-€49M); tax savings (+€163M); e CESE em Portugal (-€62M); (ii) **em 2017 (+€268M no total)**: impacto líquido de ganhos de capital (NED e EDP Gas: +€574M; participação na REN: +€25M), custos de reestruturação (-€21M), custos e provisões regulatórios (-€61M); imparidades em centrais a carvão na P. Ibérica (-€146M) e outros (-€45M, maioritariamente na EDPR); custo com amortização antecipada de dívida e outros (-€33M); impacto de reforma fiscal nos EUA (+€44M) e CESE em Portugal (-€69M).

(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)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Produção e Comerc. P. Ibérica	196	378	-48%	-182
Redes reguladas P. Ibérica	349	346	1%	+3
Eólico & Solar	1.051	1.029	2%	+23
Brasil	214	169	27%	+45
Outros	(84)	43	-	-127
Grupo EDP	1.725	1.964	-12%	-238
Expansão	1.017	1.267	-20%	-250
Manutenção	709	697	2%	+12

	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17
Produção e Comerc. P. Ibérica	50	77	91	160	32	35	35	94
Redes reguladas P. Ibérica	65	83	85	112	73	73	71	132
Eólico & Solar	89	290	204	446	93	331	291	337
Brasil	21	37	49	62	49	45	44	76
Outros	9	4	8	23	5	11	(109)	9
Grupo EDP	233	490	436	804	252	495	331	647
Expansão	127	334	261	546	112	351	188	365
Manutenção	106	157	176	258	140	144	143	282



Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	479	396	21%	+83
Perímetro EDPR	56	54	3%	+2
Perímetro EDP Brasil	91	122	-26%	-31
P. Ibérica	-	202	-	-202
OPA sobre EDPR	300	-	-	+300
Outros	33	17	89%	+15
Desinvestimentos	3.025	828	265%	+2.197
Perímetro EDPR	217	727	-70%	-510
Perímetro EDP Brasil	13	83	-85%	-70
Venda de NED + EDP Gas Distribuição	2.746	-	-	+2.746
Outros	51	19	167%	+32
Total	(2.546)	(432)	-489%	-2.114

Investimento Líquido (€M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	1.725	1.964	-12%	-238
Investimentos financeiros	110	212	-48%	-102
Rotação de activos na EDPR	-	(964)	-	+964
Total	1.835	1.212	51%	+623

O investimento operacional consolidado ascendeu a €1.725M em 2017, o que representa uma queda de 12% vs. 2016. Do total, 93% foi dedicado a actividades reguladas ou contratadas a longo-prazo. Os projectos de expansão absorveram 59% do total de investimento operacional, utilizado nomeadamente em nova capacidade hídrica e eólica.

O investimento em nova capacidade eólica e solar (EDPR) atingiu €1.051M em 2017 (do qual 67% na América do Norte, 18% no Brasil e 14% na Europa). Em 2017, as adições de capacidade totalizaram 624MW, dos quais 424MW nos EUA, 127MW no Brasil, 22MW em França e 3MW em Portugal. Note-se que, adicionalmente, o portfólio de capacidade instalada consolidada foi ampliado com 25MW, em resultado da aquisição de uma participação adicional de 50% em 2 parques eólicos, anteriormente consolidados por equivalência patrimonial. A capacidade eólica e solar em construção ascendeu a 828MW em Dez-17: 58% na América do Norte, 17% no Brasil e 25% na Europa.

O investimento em expansão dedicado a nova capacidade hídrica em Portugal totalizou €50M (vs. €192M em 2016), no seguimento da entrada em operação da central de Venda Nova III (780 MW) e de Foz Tua (263MW) em 1H17. O investimento operacional de manutenção atingiu €709M em 2017, maioritariamente dedicado às redes reguladas no Brasil e na P. Ibérica (€24M do qual relativo a distribuição de gás em Portugal e Espanha, vendidos em Jul-17 e Out-17, respectivamente). O investimento operacional de manutenção na actividade de Produção e Comercialização na P. Ibérica ascendeu a €125M em 2017.

Os desinvestimentos financeiros líquidos ascenderam a €2.546M em 2017, reflectindo sobretudo o impacto líquido (€2,4MM) da venda da EDP Gas SGPS, "EDP Gás" (€0,5MM) e da reestruturação do portfólio de activos que inclui: (i) a venda de activos de distribuição de gás em Espanha (€2,2MM) e (ii) custos associados à aquisição de uma participação adicional de 5% na EDPR em resultado da oferta lançada sobre as respectivas acções não detidas pela EDP (€0,3MM). Adicionalmente, os desinvestimentos financeiros líquidos incluem: i) conclusão da venda de uma posição de 49% em activos eólicos em Portugal à CTG (€210M, excluindo suprimentos), a venda da participação de 3,5% na REN (€50M); os quais foram parcialmente compensados pelo ii) contributo de capital para projectos hídricos no Brasil (maioritariamente em São Manoel).

Em conclusão, o investimento líquido atingiu €1.835 em 2017 (+€623 vs. 2016), reflectindo a decisão de adiar para 2018 um novo acordo de rotação de activos, motivada pela flexibilidade financeira adicional resultante da reestruturação do portfólio de activos. O Investimento líquido inclui €1.725M de Capex e €110M de investimentos financeiros (maioritariamente ao nível da EDP Brasil e da EDPR).

FFO & Cash Flow



Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.990	3.759	6%	+231
Imposto corrente	(178)	(824)	78%	+646
Juros financeiros líquidos	(691)	(813)	15%	+122
Resultados de associadas e dividendos	17	(18)	-	+35
Itens não monetários	(121)	(134)	10%	+14
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	3.017	1.970	53%	+1.047

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.990	3.759	6%	+231
Imposto corrente	(178)	(824)	78%	+646
Investimento em fundo de maneo	(1.576)	1.107	-	-2.683
Recebimentos futuros da actividade regulada	81	1.526	-95%	-1.445
Itens não monetários	(121)	(134)	10%	+14
Outros	(1.536)	(285)	-439%	-1.251

Fluxo das Actividades Operacionais	2.236	4.042	-45%	-1.806
Investimento operacional	(1.725)	(1.964)	12%	+238
Expansão	(1.017)	(1.267)	20%	+250
Manutenção	(709)	(697)	-2%	-12
Var. de fundo de maneo de fornec. de imobilizado	(24)	8	-	-31
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	2.546	432	489%	+2.114
Juros financeiros líquidos pagos	(680)	(757)	10%	+77
Dividendos recebidos	32	20	n.m.	+13
Dividendos pagos	(831)	(952)	13%	+121
Accionistas	(691)	(673)	-3%	-18
Outros	(140)	(280)	50%	+140
Receb./pagamentos) parceiros institucionais EUA	250	452	-45%	-202
Variações cambiais	618	(341)	-	+959
Outras variações não operacionais	(402)	517	-	-919

Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	2.020	1.457	39%	+563
-------------------------------------	-------	-------	-----	------

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	13.825	13.369	3%	+455
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	1.193	2.287	-48%	-1.094
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(11.406)	(10.378)	-10%	-1.028
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(718)	(609)	-18%	-109
Fluxo gerado pelas operações	2.894	4.670	-38%	-1.776
Receb./pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(659)	(628)	-5%	-30

Fluxo das Actividades Operacionais	2.236	4.042	-45%	-1.806
------------------------------------	-------	-------	------	--------

Fluxo das Actividades de Investimento	570	(2.134)	-	+2.704
---------------------------------------	-----	---------	---	--------

Fluxo das Actividades de Financiamento	(1.797)	(1.748)	-3%	-49
--	---------	---------	-----	-----

Varição de caixa e seus equivalentes	1.008	159	534%	+849
Efeito das diferenças de câmbio	(129)	117	-	-246

O FFO cresceu 53% vs. 2016, totalizando €3.017M em 2017, reflexo de (i) um crescimento de €231M no EBITDA (ver detalhes na página 3); (ii) uma diminuição de €646M do imposto corrente, fortemente influenciado por uma descida mais suave dos activos regulatórios a receber em Portugal durante 2017 (-€153M) face a 2016 (-€1,3MM); e (iii) um decréscimo de €122M dos juros financeiros líquidos, motivado pela queda da dívida e seu respectivo custo.

O fluxo das actividades operacionais diminuiu €1.806M vs. Dez-16, para €2.236M em 2017, devido a condições meteorológicas anormalmente secas em 2017 (que contrastam com forte hidraulicidade em 2016), retirando cerca de €0,3MM face a um ano normal. Os recebimentos futuros da actividade regulada caíram €81M vs. Dez-16, já que as diminuições em Portugal (-€153M, incluindo um impacto de €1,2MM de vendas de défice tarifário) e em Espanha (-€68M vs. 2016, afectado pela venda dos activos de distribuição de gás) foram parcialmente compensadas pelo aumento de €140M no Brasil. As outras variações no fundo de maneo ascenderam a -€1.536M em 2017, impactadas em larga medida por: (i) pagamento superior de imposto sobre o rendimento (-€0,45MM em 2017), devido ao elevado montante de vendas de défice tarifário realizadas em 2016 e ao programa de reavaliação fiscal em Portugal; e (ii) ajustamentos não recorrentes nos ganhos de capital considerados ao nível do EBITDA.

O investimento operacional de expansão totalizou €1.017M em 2017, traduzindo sobretudo os trabalhos de construção de nova capacidade eólica.

Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €2.546M em 2017, incluindo: i) venda de activos de distribuição de gás em Espanha (€2,2MM) e a aquisição de participação minoritária na EDPR após OPA (-€0,3MM); ii) venda da EDP Gas, em Portugal (€0,5MM); iii) a venda pela EDPR de uma participação minoritária num portfólio de parques eólicos em Portugal (abrangendo activos da ENEOP) à CTG (€0,2MM); (iv) venda de uma participação na REN (€50M); e (v) contribuições de capital para o projecto de São Manoel no Brasil e para projectos eólicos offshore desenvolvidos em parceria.

A 17-Mai-2017, a EDP pagou o seu dividendo anual no total de €691M (€0,19/acção, +2,7% de aumento vs. 2016). Note-se que o total de dividendos pagos (€831M) também inclui €141M de dividendos pagos a interesses não controláveis ao nível da EDPR e EDP Brasil.

Os recebimentos de Parceiros Institucionais nos EUA corresponderam a +€250M em 2017, reflectindo o impacto líquido de recebimento de novos parceiros institucionais (€0,45MM) e da retenção de benefícios fiscais por investidores institucionais (€0,2MM). Os recebimentos de novos parceiros institucionais correspondem a USD507M do acordo "tax equity" nos EUA assinado a Jul-17 para todos os projectos de 2017 (363MW de capacidade eólica e 60MW de capacidade solar): USD115M entraram em caixa em Set-17 e o restante a Dez-17.

As variações cambiais afectaram positivamente a dívida líquida em €618M em 2017, em virtude da depreciação do BRL (-14%; €0,1MM) e do USD (-12%; €0,4MM) face ao Euro comparativamente a Dez-16.

Outras variações não operacionais ascenderam a -€402M em 2017, devido essencialmente à consolidação do novo parque Eólica de Coahuila no México com 200MW (€0,2MM). De salientar que em 2016 esta linha reflectia o impacto do aumento de suprimentos prestados por parceiros relacionado com a alienação de participações minoritárias num portfólio de activos na Europa (€491M), bem como do aumento de capital na EDP Brasil (€184M).

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €2MM vs. Dez-16 para €13,9MM a Dec-17.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Dez. vs. Dez.		
	Dez-17	Dez-16	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	22.731	24.194	-1.463
Activos intangíveis	4.747	5.129	-381
Goodwill	2.233	3.415	-1.182
Invest. Financeiros, Activos para venda (Detalhes pág 29)	1.236	1.547	-311
Impostos, correntes e diferidos	1.329	1.399	-70
Inventários	266	317	-51
Outros activos, líquido	7.089	6.511	578
Depósitos colaterais	45	52	-7
Caixa e equivalentes de caixa	2.400	1.521	879
Total do Activo	42.075	44.084	-2.009

Capital Próprio (€ M)	Dez-17	Dez-16	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9.546	9.406	140
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 29)	3.934	4.330	-396
Total do Capital Próprio	13.480	13.736	-256

Passivo (€M)	Dez-17	Dez-16	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16.918	18.027	-1.109
<i>Médio e longo prazo</i>	15.470	15.550	-81
<i>Curto prazo</i>	1.448	2.476	-1.028
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.522	1.727	-205
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.249	1.520	-271
Provisões	753	671	81
Impostos, correntes e diferidos	1.030	1.676	-646
Proveitos diferidos de invest. institucionais	915	819	95
Outros passivos, líquido	6.208	5.907	301
Total do Passivo	28.595	30.347	-1.753

Total do Capital Próprio e Passivo	42.075	44.084	-2.009
---	---------------	---------------	---------------

Benefícios aos Empregados (€M) (1)	Dez-17	Dez-16	Δ Abs.
Pensões (2)	763	815	-52
Actos médicos e outros	759	912	-153
Benefícios aos Empregados	1.522	1.727	-205

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Dez-17	Dez-16	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	608	744	-136
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	237	253	-17
Espanha	-	68	-68
Brasil	26	-114	140
Receb. Futuros da Actividade Regulada	870	951	-81

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €1,8MM vs. Dez-16 para €27,5MM a Dez-17, afectado essencialmente por: i) -€1,7MM de amortizações e imparidades do período, incluindo €257M de imparidades maioritariamente provenientes das centrais de carvão na P. Ibérica (€196M) e na EDPR (€49M); ii) +€1,7MM de investimento operacional no período; iii) +€0,3MM devido à consolidação do parque Eólica de Coahuila no México (200MW); iv) -€0,6MM atribuíveis à venda dos activos de distribuição de gás em Espanha; e v) -€1,4MM relativos a diferenças de taxas de câmbio decorrentes da desvalorização do USD (-12%) e do BRL (-14%) vs. EUR entre Dez-16 e Dez-17. A Dez-17, imobilizado em curso ascendeu a €1,4MM (6% do total de activos fixos tangíveis consolidado): 69% proveniente da EDPR, 7% da EDP Brasil e 24% ao nível da EDP.

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

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** caíram €0,3MM vs. Dez-16, reflectindo a conclusão da venda da EDP Gas em Out-17 e pela reclassificação da central hídrica de Pebble e outras centrais mini-hídricas (a maioria em Portugal) como activos detidos para venda. De notar que, a Dez-17, os investimentos financeiros incluem: i) €312M ao nível da EDPR, correspondentes a participações em parques eólicos (356MW) nos EUA e em Espanha, e no projecto eólico offshore Moray no Reino Unido (950MW); ii) €381M ao nível da EDP Brasil, que incluem as participações em Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%) e São Manoel (33%); iii) €311M ao nível da EDP, incluindo uma participação de 50% na EDP Ásia (empresa detentora de 21% na CEM) e outros. De salientar que a nossa participação de 3,5% na REN foi vendida em Jun-17.

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, aumentaram 0,6MM para €0,3MM vs. Dez-16, influenciados por um pagamento em sede de IRC (+€45MM vs. 2016) decorrente dos montantes extraordinários de securitizações em 2016. O montante em **Outros activos, líquido** sofreu um aumento de €0,6MM vs. Dez-16 para €7,1MM a Dez-17, traduzindo o reconhecimento do ajustamento final dos CMEC (€256M) e um aumento das contas a receber motivado pela alienação da NED. De salientar que a 1-jan-18, EDP tinha ainda €200M a receber da venda da NED. O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** desceu €0,1MM vs. Dez-16 para €870M a Dez-17 (**€605M líquido de impostos**), reflexo de uma diminuição de €153M vs. 2016 em Portugal e €68M vs. 2016 em Espanha, cujo impacto foi parcialmente mitigado pelo aumento de €140M no Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram €0,1MM, para €9,5MM a Dez-17, reflectindo €1,1MM de resultado líquido gerado no período, parcialmente mitigado pelo pagamento do dividendo anual de €0,7MM e pelo impacto de diferenças de câmbio na consolidação (€0,2MM), resultantes da depreciação do USD e do BRL vs. EUR. **Os interesses não controláveis** diminuíram €0,4MM vs. Dez-16, ficando em €3,9MM a Dez-17, pelo efeito combinado da aquisição de mais acções da EDPR no seguimento da OPA lançada pela EDP e pela depreciação do USD e BRL vs. EUR, mitigados pela venda de uma participação minoritária de 49% em activos eólicos em Portugal (€0,2bn).

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** caiu €0,2MM face a Dez-16 para €1,5MM a Dez-17 (**€1,1MM, líquido de impostos**), na sequência de uma contribuição extraordinária da EDP no valor de €0,2MM.

O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** diminuiu €0,3MM vs. Dez-16 para €1,2MM a Dez-17, reflectindo os benefícios utilizados pelos parceiros de "tax equity" e a desvalorização do USD face ao Euro, parcialmente mitigado pelo recebimento de €0,45MM relativos ao acordo "tax equity" em 2017.

As **Provisões** em 2017 ascenderam a €753M, onde 62% correspondem ao desmantelamento de centrais (dos quais ~60% são ao nível da EDPR).

(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

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Dez-17	Dez-16	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	14.079	15.214	-7%	-1.135
EDP Produção & Outros	0	79	-100%	-79
EDP Renováveis	992	787	26%	205
EDP Brasil	1.504	1.582	-5%	-78
Dívida Financeira Nominal	16.575	17.662	-6%	-1.087

Juros da dívida a liquidar	261	292	-11%	-31
"Fair Value"(cobertura dívida)	81	73	11%	8
Derivados associados com dívida (2)	(141)	(130)	-9%	-12
Depósitos colaterais associados com dívida	(45)	(52)	13%	7
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(391)	(391)	0%	0
Dívida Financeira	16.340	17.454	-6%	-1.114

Caixa e Equivalentes	2.400	1.521	58%	879
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.608	525	206%	1.083
EDP Renováveis	388	408	-5%	-20
EDP Brasil	404	588	-31%	-185
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	38	10	292%	28

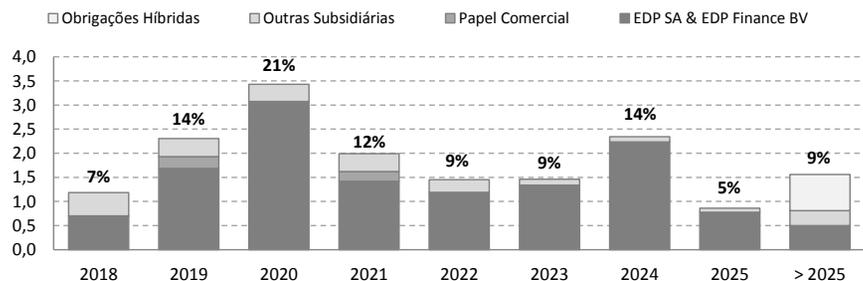
Dívida líquida do Grupo EDP	13.902	15.923	-13%	-2.020
------------------------------------	---------------	---------------	-------------	---------------

Linhas de Crédito em Dez-17 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	Jul-19
Linha Crédito "Revolving"	500	16	500	Feb-20
Linha Crédito "Revolving"	3.300	22	3.300	Oct-22 (4)
Linhas Crédito Domésticas	226	7	226	Renewable
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	2021
Total Linhas Crédito	4.201		4.201	

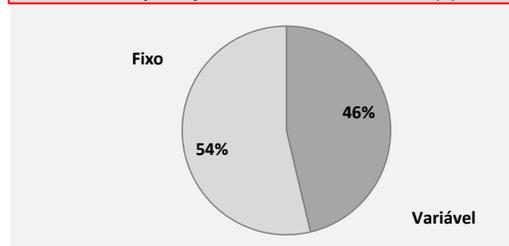
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BBB-/Stable/A-3	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	08-08-2017	03-04-2017	14-12-2017

Rácios de Dívida	Dez-17 (3)	Dez-16
Dívida Líquida / EBITDA	3,9x	4,2x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	3,7x	4,0x

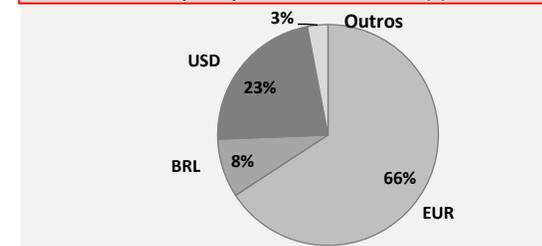
Maturidade da Dívida a Dez-17 (€ M) (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Dez-17 (1)



Dívida por Tipo de moeda - Dez-17 (1)



A dívida financeira da EDP é emitida essencialmente ao nível da 'holding' (EDP S.A. e EDP Finance B.V.) através dos mercados de dívida e de empréstimos bancários. A manutenção do acesso a fontes diversificadas de financiamento e assegurar as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência são princípios que continuam a fazer parte da estratégia de financiamento da empresa.

Em Dez-17, a Fitch reafirmou a notação de rating da EDP em "BBB-", com Outlook 'Estável'. Em Ago-17, a S&P subiu a notação de rating da EDP para "BBB-" com Outlook 'Estável'. Em Abr-17, a Moody's manteve a notação de rating da EDP em "Baa3" com Outlook 'Estável'. A subida de rating da S&P ocorreu no seguimento da conclusão da venda do negócio de distribuição de gás em Espanha da EDP, cujo encaixe financeiro foi parcialmente aplicado na aquisição de acções da EDP Renováveis. A S&P espera a melhoria da métricas de crédito da EDP, suportada por uma redução material da dívida com o valor das alienações e com a melhoria da performance operacional, sendo que na perspectiva da Moody's as transações 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. Em Out-17 a EDP assinou um "Revolving Credit Facility" ("RCF") de €3.300M com maturidade a 5 anos, com opção de estender por mais 2 anos adicionais. Este RCF veio substituir um RCF de €3.150M com maturidade a Jun-19. Em Nov-17 a EDP emitiu um empréstimo obrigacionista de €500M, com vencimento em Nov-27 e cupão de 1,5%. No 4T17, no âmbito da gestão de dívida, a EDP recomprou USD500M de dois note entitlements: (i) notes 4,9% no montante de USD333M com vencimento em Out-19; e (ii) notes 4,125% no valor de USD167M com vencimento em Jan-20. 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 Dez-17, a maturidade média da dívida era de 4,8 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 2018 ao nível da holding (EDP S.A. e EDP Finance B.V.) ascendem a €0,7MM, sendo essencialmente constituídas por empréstimos obrigacionistas. Em 2019 e 2020 as necessidades de refinanciamento ao nível da holding totalizam €5MM. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €6,6MM a Dez-17. Assim, a posição de liquidez permite agora à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2019.

(1) Valor Nominal, incl. 100% do híbrido; (2) Derivados relacionados com fair-value de cobertura de dívida; (3) Com base EBITDA recorrente últimos 12m de €3.523M e classificação do híbrido como capital em 50% (incl juros). (4) Extensível a Out-24 suj. a aprovação dos bancos.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2017	2016	Δ%	2017	2016	Δ%	2017	2016	Δ%
Hidroeléctrica	6,4	15,2	-58%	20,6	39,2	-47%	27,0	54,4	-50%
Nuclear	-	-	-	55,6	56,1	-1%	55,6	56,1	-1%
Carvão	13,6	11,7	16%	42,6	35,2	21%	56,2	46,9	20%
CCGT	13,5	7,4	83%	33,9	25,7	32%	47,4	33,1	43%
(-) Bombagem	(2,2)	(1,5)	46%	(3,7)	(4,8)	-24%	(5,9)	(6,3)	-7%
Regime Convencional	31,3	32,8	-5%	149,0	151,3	-2%	180,3	184,1	-2%
Eólica	12,0	12,2	-2%	47,5	47,3	0%	59,5	59,5	-0%
Outras	9,0	9,4	-4%	48,3	44,9	7%	57,3	54,3	5%
Regime Especial	21,0	21,6	-3%	95,8	92,2	4%	116,8	113,8	3%
Importação/(exportação)	(2,7)	(5,1)	-47%	8,0	6,4	24%	5,3	1,3	298%
Consumo Referido à Emissão	49,6	49,3	0,7%	252,8	249,9	1,1%	302,4	299,2	1,1%
Corrigido temperatura, dias úteis			1,4%			1,6%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2017	2016	Δ%	2017	2016	Δ%	2017	2016	Δ%
Procura convencional	42,1	40,5	4%	275,2	261,9	5%	317,3	302,4	5%
Procura para produção electricidade	27,6	15,4	79%	75,7	59,7	27%	103,2	75,1	37%
Procura Total	69,7	55,8	25%	350,9	321,6	9%	420,6	377,4	11%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 1,1% em 2017, após uma aceleração de 2,2% no 4T17 em termos homólogos. Ajustada de temperatura e dias úteis, em 2017 a procura aumentou 1,4% em Portugal (16% da procura total na P. Ibérica) e 1,6% em Espanha (84% da procura total na P. Ibérica), ambos em termos homólogos, traduzindo um maior dinamismo na actividade económica.

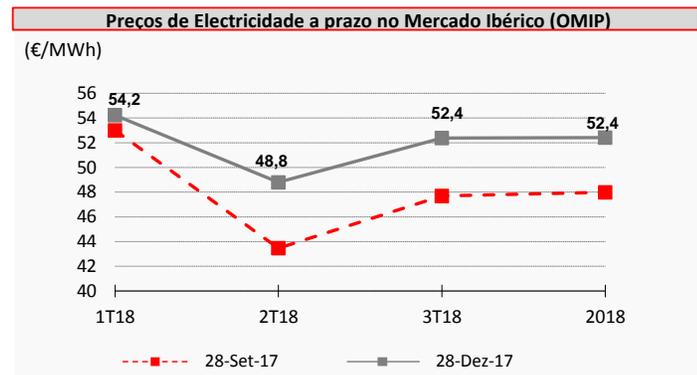
A capacidade instalada na P. Ibérica aumentou 0,9GW em termos homólogos, para 119GW, reflectindo o comissionamento das centrais de Venda Nova III (780MW quase exclusivamente de bombagem) e Foz Tua (263 MW com bombagem), a adição de nova capacidade eólica (0,3GW) e uma redução da capacidade instalada em cogeração (-0,3GW).

A procura residual térmica (PRT) cresceu 30% (+24TWh) em termos homólogos em 2017 impulsionada por condições atmosféricas extremamente secas, em particular comparativamente a recursos hídricos significativamente acima da média em 2016 (sobretudo nos 9M): a hidraulicidade ficou cerca de 50% aquém da média histórica em 2017, o que compara com um prémio de 33% e 10% em 2016, em Portugal e Espanha, respectivamente. Como resultado, a produção nas centrais hídricas em 2017 caiu 50% em termos homólogos (-27TWh, em termos líquidos de bombagem), tendo sido compensada essencialmente por um aumento de 43% na produção das CCGT (+14TWh), de 20% no carvão (+9TWh) e, em menor medida, de 5% em outras tecnologias do regime especial (+3TWh, sobretudo cogeração). A produção nuclear desceu ligeiramente em 2017 (-1% face a 2016) e a produção eólica manteve-se estável em termos homólogos, na sequência de uma forte recuperação da produção eólica em Espanha no 4T17 (+44% versus 4T16). Em termos gerais, o crescimento da procura na P. Ibérica (+3TWh) foi satisfeito por aumento das importações líquidas (+4TWh) e o crescimento da PRT na P. Ibérica pelo aumento da produção em CCGTs e a carvão, cujos factores médios de utilização aumentaram 10pp e 6pp face a 2016, para 19% e 57%, respectivamente.

O preço médio à vista em Espanha disparou cerca de 33% em termos homólogos, para €52/MWh (tanto em Espanha como em Portugal), reflexo do impacto combinado de condições atmosféricas desfavoráveis, custo de produção mais alto das tecnologias marginais (sobretudo do carvão); e, de baixas temperaturas na Europa durante o Inverno e estrangulamentos em centrais nucleares em França. O preço médio de CO₂ subiu 9% em termos homólogos, para €5,8/ton em 2017 (+36% no 4T17 vs. 4T16). O preço médio final de electricidade em Espanha cresceu 25% face a 2017, para 59€/MWh em 2017, 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% em 2017, suportado pelo reforço de produção de electricidade a partir de CCGTs: o consumo de gás para produção de electricidade (25% do total na P. Ibérica) subiu 37% em 2017, com especial contributo de Portugal. Em 2017, a procura convencional representou 75% do consumo total de gás na P. Ibérica, com um crescimento de 5% em termos homólogos.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	2017	2016	Δ%
Hídrica	24,4	23,5	4%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,3	0%
CCGT	28,8	28,8	0%
Regime Convencional	71,5	70,6	1%
Eólica	28,4	28,1	1%
PRE's (outras)	19,4	19,7	-2%
Regime Especial	47,8	47,8	0%
Total	119,3	118,3	1%



Factores Chave (1)	2017	2016	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,47	1,33	-65%
Espanha	0,50	1,10	-55%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,97	1,00	-3%
Preço de elect. à vista, €/MWh			
Portugal	52	39	33%
Espanha	52	40	32%
Preço final elect. à vista, €/MWh (2)			
Espanha	59	47	25%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton	5,8	5,3	9%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/ton	84	60	41%
Preço Mibgas (€/MWh)	21	17	23%
Gás NBP, €/MWh	17	14	22%
Brent, USD/Barril	54	44	24%
EUR/USD	1,13	1,11	2%

Produção e Comercialização no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.236	1.725	-28%	-489
OPEX (1)	471	430	10%	+42
Outros custos operacionais (liq.)	210	228	-8%	-18
Custos Operacionais Líquidos	681	657	4%	+24
EBITDA	555	1.067	-48%	-513
Provisões	(6)	(20)	-69%	+14
Amortizações e imparidades	589	362	63%	+227
EBIT	(28)	725	-	-754

Margem Bruta Electricidade (€ M)	2017	2016	Δ%	Δ Abs.
Fontes & Destinos Electricidade	956	1.319	-27%	-362
Volume Total (TWh)	71	76	-7%	-5,0
Margem Unitária (€/MWh)	14	17	-22%	-3,9
Antes de Coberturas (€/MWh)	12	18	-31%	-5,5
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (2)	1,1	(0,5)	-	+1,6
Outros	279	405	-31%	-126
Produção e Comercial. electricidade (Detalhe pág. 12)	275	356	-23%	-82
Trading de Gás, Outros e Ajustamentos	5	49	-90%	-44

Total	2017	2016	Δ%	Δ Abs.
Total	1.236	1.725	-28%	-489

Fontes & Destinos Electricidade	2017	2016	Δ%	2017	2016	Δ%
---------------------------------	------	------	----	------	------	----

	Produção (GWh)		Custo Variável (€/MWh) (3)			
Produção própria (4)	33.293	35.854	-7%	34	20	70%
Compras	37.345	39.738	-6%	59	47	26%
Fontes de Electricidade	70.638	75.592	-7%	47	34	38%

	Vendas Electric. (GWh)		Preço Médio (€/MWh) (5)			
Perdas na Rede	2.269	1.671	36%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais	35.076	38.067	-8%	62	63	-1%
Mercado Grossista	33.293	35.854	-7%	61	46	34%
Destinos de Electricidade	70.638	75.592	-7%	59	52	14%

Destinos de Gás (TWh)	2017	2016	Δ%	Δ Abs.
-----------------------	------	------	----	--------

Consumo em centrais térmicas EDP	14,2	7,7	84%	+6,5
Vendido no mercado grossista	10,3	12,4	-17%	-2,1
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	12,1	10,4	16%	+1,7
Total	36,6	30,6	20%	+6,1

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 à capacidade mini-hídrica, cogeração e resíduos (essencialmente remunerada através de tarifas 'feed in'). Consequentemente, desde 1-Jan-17, a EDP reporta conjuntamente a Produção & Comercialização na Península Ibérica (2016 re-expresso em conformidade).

O EBITDA da Produção e Comercialização desceu 48% em termos homólogos, para €555M em 2017, reflectindo €48M de custos não recorrentes no 4T17 relativos ao "clawback retroactivo" em Portugal (€35M) e a um programa de reestruturação de efectivos na P. Ibérica (€13M). Ajustado destes efeitos, o EBITDA caiu 44%, para €603M em 2017, impactado por condições atmosféricas muito secas que persistiram ao longo do ano e preços spot elevados, que comparam muito desfavoravelmente com um período homólogo húmido e com baixos preços. De facto, 2017 foi um dos quatro anos mais secos em Portugal desde que há registos: os recursos hídricos situaram-se 53% abaixo da média histórica (vs. 33% acima da média em 2016); e o 4T17, foi particularmente seco, com os recursos hídricos 83% abaixo da média histórica. Como resultado, o preço spot subiu para €52/MWh em 2017 de €40/MWh em 2016.

Em detalhe, o EBITDA em 2017 reflecte: (i) um mix de geração mais caro (€34/MWh em 2017 versus €20/MWh em 2016), resultante da substituição de produção hídrica (peso de 22% no mix de geração em 2017 vs. 45% em 2016) por produção a carvão e em CCGTs, combinado com o impacto adverso de preços spot mais elevados nos resultados de gestão integrada de energia; (ii) aumento dos custos regulatórios (+€55M em termos homólogos, excluindo efeitos não recorrentes) face a 2016 na P. Ibérica, para €237M em 2017, influenciados por custos superiores com impostos sobre a geração em Espanha e clawback e tarifa social em Portugal; e (iii) queda de 37% na margem bruta do regime especial, para €39M em 2017, 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 €108M no 1S17, não se aplicando a partir do 2S17 (face a €169M em 2016).

A margem bruta no negócio de electricidade caiu 28%, para €1.236M em 2017, impactada por uma redução do volume total vendido (-7% face a 2016) e queda da margem média unitária (de €17/MWh em 2016 para €14/MWh em 2017):

Volumes: O volume vendido recuou 7% face a 2016, para 70TWh em 2017, reflexo da descida de volume de electricidade vendido a clientes finais (-8%), proveniente do segmento industrial, e no mercado grossista (-8%), essencialmente devido a uma menor produção. A produção própria caiu 8% devido à menor produção em centrais hídricas; e as compras de electricidade recuaram 6% em termos homólogos.

Margens (2)(3): A margem média antes de coberturas desceu de €18/MWh em 2016, para €12/MWh em 2017, por força de um mix de produção mais caro e do preço spot médio mais elevado. O custo médio da electricidade vendida subiu 38%, para €47/MWh em 2017, impulsionado pela substituição de produção hídrica e crescimento da actividade de bombagem, maior contribuição da 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 14% em 2017, em resultado de: (i) preço médio mais alto implícito nas vendas em mercado grossistas (+34%); e (ii) de um preço médio de venda a clientes 1% mais baixo, em termos homólogos.

Os custos operacionais líquidos⁽⁴⁾ ascenderam a €681M em 2017 (+4% face a 2016), em larga medida impactados por custos regulatórios superiores com impostos à geração em Espanha e clawback em Portugal.

O nosso abastecimento de gás em 2017 baseia-se num portfólio anual de 3,1bcm/ano afecto a contratos de longo prazo. Em 2017, o volume de gás utilizado caiu 20% face a 2016, em resultado da descida do volume vendido em mercado grossista (-17%), reflexo da elevada procura térmica (que se traduziu num acréscimo de 84% do gás consumido) e oportunidades menos atractivas no mercado grossista. Por sua vez, o gás vendido a clientes finais subiu 16%.

A EDP está a adaptar a sua estratégia de cobertura às actuais condições de mercado. Neste sentido, a EDP fechou posição para cerca de 60% da produção a carvão esperada em 2018. Adicionalmente, para 2018, a EDP tem já vendas contratadas de electricidade a clientes finais que totalizam 24TWh, a um preço médio de €55/MWh. Em paralelo, a EDP mantém flexibilidade ao nível do procurement de gás para acomodar a volatilidade no perfil de utilização das CCGTs.

(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, ogeração e resíduos; (5) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema.

Produção de Electricidade no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2017	2016	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	931	1.390	-33%	-459
OPEX (1)	252	229	10%	+23
Outros custos operacionais (liq.)	166	172	-3%	-6
Custos Operacionais Líquidos	419	401	4%	+18
EBITDA	512	990	-48%	-477
Provisões	1	3	-55%	-1
Amortizações e imparidades	575	351	64%	+223
EBIT	(63)	636	-	-699

Dados-chave	2017	2016	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	33.778	36.659	-8%	-2.881
CCGT	8.029	5.242	53%	+2.787
Carvão	16.847	13.232	27%	+3.614
Hidroeléctrica	7.182	16.142	-56%	-8.959
Nuclear	1.236	1.239	-0%	-3
Mini-hídricas, Cog. e Resíduos	485	805	-40%	(320)
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	34	20	70%	+14
CCGT	53	53	-0%	-0
Carvão	34	28	19%	+5
Hidroeléctrica	19	4	404%	+15
Nuclear	5	5	-10%	-1
Factores de Utilização (%)				
CCGT	25%	16%	-	9p.p.
Carvão	80%	63%	-	17p.p.
Hidroeléctrica	12%	30%	-	-20p.p.
Nuclear	91%	91%	-	0p.p.
Empregados (#)	1.601	1.600	0%	+1
Investimento Operacional (€M)	172	360	-52%	-188
Expansão	71	232	-69%	-161
Manutenção	101	129	-21%	-28

Outros detalhes adicionais (€ M)	2017	2016	Δ%	Δ Abs.
Ao nível da margem bruta:				
Garantia de potência	54	54	1%	+0
Revisibilidade CMEC	108	169	-36%	-62
Mini-hídricas, cog. & resíduos	39	62	-37%	-23
Ao nível da EBITDA:				
Custos regulatórios (3)	237	147	61%	+90

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 P. Ibérica conjuntamente (2016 re-expresso). Ainda que a capacidade sob CAE/CMEC (2,7GW de capacidade hídrica, 1,2GW de capacidade a carvão) não estivesse exposta a risco de mercado e hídrico até Jun-17 (o desvio da margem bruta em mercado face à referência CMEC ascendeu a €108M no 1S17), as centrais são despachadas em mercado, em função da ordem de mérito. O **portfólio de geração na P. Ibérica** integra um total de 13,6GW, dos quais 52% corresponde a centrais hídricas, 27% a CCGTs, 18% a centrais a carvão (86% com DeNOX), 2% a centrais mini-hídricas, a cogeração e resíduos; e 1% em nuclear. Nos últimos 12 meses, a capacidade instalada cresceu 7%, reflexo do comissionamento da repotenciação Venda Nova III (780MW) e do arranque de produção em Foz Tua (263MW), ambas com capacidade de bombagem.

A **produção** das centrais de geração (incluindo mini-hídricas, cogeração e resíduos) caiu 8% em 2017 (-2,9TWh face a 2016), para 33,8TWh, penalizada pela seca severa que atingiu a P. Ibérica em 2017: os recursos hídricos situaram-se 53% abaixo da média histórica em Portugal, sendo que o 4T17 foi ainda mais seco, com os recursos hídricos 83% abaixo da média histórica. Como consequência, registou-se uma queda na produção hídrica de 56% em 2017 face ao ano anterior (-9,0TWh em termos homólogos, dos quais 3,5TWh relacionados com centrais sob o regime CMEC até Jun-17 sem impacto nos resultados). Esta queda foi parcialmente compensado por: (i) uma subida de 27% na produção a carvão (+3,6TWh versus 2017), cujo factor de utilização aumentou 17pp em termos homólogos, para 80% em 2017; e (ii) acréscimo em 53% da produção em CCGT (+2,8TWh face a 2016), cujo factor de utilização aumentou 9pp em termos homólogos, para 25% em 2017.

O **custo médio de produção** aumentou 70% em termos homólogos, para €34/MWh em 2017, reflectindo: (i) o menor peso de produção hídrica (22% da produção total em 2017 versus 45% em 2016), combinado com uma actividade de bombagem mais intensa (à luz dos recursos hídricos mais escassos); e (ii) produção a carvão mais cara (+19% face a 2016), devido à subida do preço do carvão. Por sua vez, o **custo médio de produção em CCGT** manteve-se relativamente estável em 2017.

A **margem bruta da Produção na P. Ibérica** caiu 33% em termos homólogos, para €931M em 2017, impactada por: (i) aumento do custo médio de produção; e (ii) queda de produção hídrica, que também prejudicou a margem bruta das centrais mini-hídricas, cogeração e resíduos (-37% face a 2016), devido a uma menor produção (-40%) face a 2016.

Os **custos operacionais líq.** aumentaram 4% em termos homólogos, para €419M em 2017, em resultado de: (i) aumento do OPEX devido ao crescimento do portfólio de geração, mais horas de produção nas centrais térmicas e alteração na alocação intragrupo dos custos com pessoal dos centros corporativos (sobretudo em Espanha); e (ii) aumento dos custos regulatórios. De facto, os **custos regulatórios** aumentaram 61% em termos homólogos, para €237M em 2017, em larga medida impactos por: (i) ao nível da margem bruta, aumento dos custos com tarifa social para €78M em 2017 (+€45M face a 2016); (ii) ao nível do EBITDA, agravamento dos impostos sobre a geração em Espanha e custos com clawback em Portugal, que totalizaram €159M em 2017, dos quais €35M correspondem ao impacto do clawback retroactivo.

Saliente-se que em 24-Out-17, o Governo Português, através do Despacho 9371/2017, anulou os números 11 e 12 do Despacho 11566-A/2015 e solicitou à ERSE a reversão para o sistema eléctrico dos valores de "clawback" reflectidos nas tarifas de 2016 e 2017. Adicionalmente, em 17-Nov-17, o Governo Português através do Despacho 9955/2017, definiu a taxa de clawback em €4,75/MWh com efeitos a partir de 24-Ago-17, solicitando à ERSE uma alteração na metodologia e pressupostos utilizados no cálculo do clawback. Adicionalmente, o montante de clawback reflectido em 2017 tem em consideração a legislação em vigor em cada período, nomeadamente o DL n.º 74/2013, a Portaria n.º 225/2015 e o Despacho nº 9371/2017. Adicionalmente, em Set-17 a ERSE apresentou ao Governo o estudo sobre o ajustamento final do CMEC com um valor de €154M (a ser recuperado entre 2018 e 2027). A EDP não vislumbra as razões para a discrepância deste valor face aos €256 milhões apurados pelo Grupo de trabalho técnico EDP/REN, encontrando-se a analisar o relatório produzido pela ERSE. Em função dessa análise, a EDP irá decidir sobre as medidas que vier a considerar adequadas.

As **amortizações e imparidades** aumentaram 64%, para €575M em 2017, incluindo €196M de imparidades reconhecidas em 2017, decorrentes essencialmente da alteração do contexto regulatório e fiscal em que se encontra a operação de centrais a carvão na P. Ibérica.

O **investimento operacional** caiu €188M face a 2016, para €172M em 2017, em função do decréscimo do investimento operacional de expansão em nova capacidade hídrica em Portugal, com o início de exploração de Venda Nova III e Foz-Tua. Note-se que o investimento em 2017 inclui €71M em projectos de expansão, sobretudo em nova capacidade hídrica. Por sua vez, o investimento operacional de manutenção diminuiu 21% em termos homólogos, para €101M em 2017, reflectindo trabalhos de manutenção adicionais em Aboño 2 em 2016.

(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



	2017	2016	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	304	291	4%	+13
OPEX (1)	227	207	10%	+20
Outros custos operacionais (liq.)	39	54	-28%	-15
Custos Operacionais Líquidos	266	261	2%	+5
EBITDA	38	30	27%	+8
Provisões	(7)	(22)	-67%	+15
Amortizações e imparidades	15	11	38%	+4
EBIT	30	41	-26%	-11

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 Dez-17, o portfolio da EDP contava com 5,3M de clientes, sobretudo no segmento residencial e PME (cerca de 40% do total do consumo). Nos últimos 12 meses, o portfolio de clientes cresceu 4%: +3% em Portugal e +6% em Espanha. Em Portugal, em Out-17, 93% do consumo total de electricidade já estava a ser fornecido no mercado livre, segundo os dados mais recentes da ERSE. De salientar ainda que, na sequência da publicação do DL 105/2017, os consumidores de electricidade em Portugal podem, desde 1-Jan-18, regressar ao mercado regulado até ao final de 2020 sob condições específicas.

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 30% em Dez-17 (vs. 29% em Dez-16), compreendendo diferentes estágios de evolução na P. Ibérica: (i) em Portugal, a penetração da oferta dual correspondia a 16% em Dez-17; e (ii) em Espanha, a percentagem de clientes com oferta dual ascendia a 79% em Dez-17. Adicionalmente, na P. Ibérica, a taxa de penetração de contratos de serviços subiu de 15% em Dez-16 para 17% em Dez-17.

Dados-chave	2017	2016	Δ%	Δ Abs.
Carteira de Clientes (mil)				
Electricidade	5.287	5.091	4%	+195
Portugal	4.153	4.024	3%	+129
Espanha	1.133	1.068	6%	+66
Gas	1.541	1.443	7%	+98
Portugal	658	592	11%	+65
Espanha	883	851	4%	+32
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30%	29%	2%	+0
Outros Serviços				
Rácio de Serviços por contracto (%)	17%	15%	15%	2p.p.
Volume de electricidade vendido (GWh)	32.249	34.990	-8%	-2.741
Segmento residencial	12.869	12.517	3%	+352
Segmento Industrial	19.380	22.473	-14%	-3.093
Volume de gás vendido (GWh)	12.119	10.424	16%	+1.695
Segmento residencial	6.031	5.309	14%	+722
Segmento Industrial	6.088	5.115	19%	+973
Facturação electrónica (%)	30%	26%	16%	4p.p.
Reclamações por 1000 contractos (#)	26	26	-2%	-0
Empregados (#)	538	373	44%	+165
OPEX por cliente (2) (€)	33	32	5%	+2
EBITDA por cliente (2) (€)	6	5	21%	+1
Investimento Operacional (€ M)	24	17	36%	+6

O **volume de electricidade** vendido na P. Ibérica caiu 8% vs. 2016, para 32,2TWh em 2017, reflexo de critérios comerciais mais selectivos, e de uma quota crescente de clientes residenciais e PME na carteira.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização na P. Ibérica** cresceu 4% em termos homólogos, para €304M em 2017, reflexo do impacto misto de: (i) crescimento da carteira de clientes e da taxa de penetração da oferta dual e de serviços de energia; e (ii) margens mais baixas em 1T17 devido a preços spot elevados em paralelo com desvios superiores de procura face ao previsto, nomeadamente em Jan-17, devido a temperaturas muito baixas.

Os **custos operacionais líquidos** aumentaram 2% face a 2016, para €266M em 2017, devido essencialmente (i) ao aumento nos custos com serviços a clientes reflexo da expansão do portfolio; e (ii) realocação intragrupo de colaboradores, relacionada sobretudo com a reorganização societária em Espanha, resultando num maior número de colaboradores alocados à actividade de Comercialização antes alocados em 'Outros'. Note-se que os anteriores impactos foram parcialmente compensados pelo decréscimo de provisões de cobrança duvidosa, nomeadamente, devido à melhoria do contexto macroeconómico.

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 30% do total, em Dez-17, um aumento de 4pp face a Dez-16; o número de reclamações por cada 1.000 contratos baixou 2% em termos homólogos em 2017.

As **provisões** sofreram uma redução de 67% em termos homólogos em 2017, reflectindo a reversão de uma provisão de €8M, na sequência de ter sido declarada nula pelos tribunais a Nota de Ilícitude da ERSE à EDP Comercial relativa a alegadas infrações no âmbito da aplicação da tarifa social.

(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)				Dados Gerais				Dados da Acção					
	2017	2016	Δ %	Δ Abs.	2017	2016	Δ %	Δ Abs.	2017	2016	Δ %	Δ Abs.		
Margem Bruta	1.602	1.453	10%	+148	Capacid. Instalada (MW)	10.676	10.052	6%	+624	Cotação no fim do período (€/acção)	6.967	6.036	15%	931,0
OPEX (1)	428	399	7%	+29	Europa	5.061	4.986	1%	+74	Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Outros custos operac. (líq.)	(192)	(116)	65%	-76	América do Norte	5.284	4.861	9%	+423	Participação detida pela EDP (%)	82,6%	77,5%	5p,p	5
Custos Operacionais Líq.	235	282	-17%	-47	Brasil	331	204	62%	+127	Dados Dem. Posição Financeira (€M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.366	1.171	17%	+195	Electric. Produzida (GWh)	27.621	24.473	13%	+3148	Investim. Financeiros, Act. detidos para ven	317	328	-4%	-12
Provisões	(0)	5	-2639%	-5	Factor méd. utilização (%)	31%	30%	-	+1	Dívida Líquida	2.806	2.755	2%	+51
Amortizações e imparidades	563	602	-6%	-39	Preço méd. venda (€/MWh)	59,2	60,5	-2%	-1	Empréstimos bancários e outros (Liq.)	537	139	286%	+398
EBIT	803	564	42%	+239	Core Opex/MW Méd (€mil) (4)	42,1	42,8	-2%	-1	Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.269	2.616	-13%	-347
Resultados financeiros	(302)	(350)	-14%	+49	Empregados (#)	1.220	1.083	13%	+137	Interesses não controláveis	1.560	1.448	8%	+112
Resultados em associadas	3	(0)	-	+3	EBITDA (€ M)	1.366	1.171	17%	+195	Passivo líq. Parc. invest. Instituc. (5)	1.249	1.520	-18%	-271
Resultados Antes de Impostos	504	214	136%	+291	Europa (3)	729	666	9%	+62	Valor Contabilístico	6.335	6.125	3%	+210
Investim. Operac. (€ M) (2)	1.051	1.029	2%	+23	América do Norte	599	502	19%	+97	Euro/USD - Taxa de fim do período	1,20	1,05	-12%	0,15
Europa (3)	151	131	15%	+20	Brasil	56	25	125%	+31	Resultados Financeiros (€ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
América do Norte	708	841	-16%	-133	Outros & Ajustam.	(17)	(22)	-22%	+5	Juros financeiros líquidos	(139)	(179)	22%	+39
Brasil	192	57	239%	+135	EBIT (€ M)	803	564	42%	+239	Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(89)	(90)	2%	+2
Outros & Ajustam.	-	-	-	-	Europa (3)	437	360	21%	+77	Custos capitalizados	16	23	-29%	-7
					América do Norte	340	212	60%	+128	Diferenças Cambiais e Derivados	(3)	10	-	-13
					Brasil	46	17	170%	+29	Outros	(87)	(114)	-	+27
					Outros & Ajustam.	(20)	(25)	-21%	+5	Resultados Financeiros	(302)	(350)	14%	+49

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Dez-17, a EDPR operava 11.007MW (+600MW em 2017 vs. 2016), 331MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com CAEs contratados ou tarifas garantidas e está geograficamente disperso: 52% na Europa, 44% na América do Norte e 4% no Brasil.

O **EBITDA da EDPR subiu 17% (+€195M), para €1.366M em 2017**, impactado sobretudo pelo aumento da capacidade média em operação (+9%), em particular na América do Norte e Brasil. **A evolução do EBITDA** reflecte ainda: i) as melhorias na métrica de Core Opex/MW (-2% em 2017 face a 2016); ii) menor preço médio de venda, de €59,2MWh (vs. €60,5MWh) em grande parte explicado pela nova regulação nos certificados verdes na Polónia; e impacto forex (-10m) reflectindo a depreciação do USD e apreciação do Real;

A **produção** cresceu 13% vs. 2016, para 27,6TWh em 2017, suportada pelo aumento da capacidade média em operação, e ainda pelo maior **factor médio de utilização** (+1p.p.), ainda que e de acordo com os indicadores do P50, os recursos eólicos que afectam o grupo estiveram ligeiramente abaixo da média histórica (98% do P50 em 2017).

Os **custos operacionais** (Opex) aumentaram 7% face a 2016 (+€29M), reflectindo o aumento do número de colaboradores (1.220 colaboradores em 2017 vs. 1.083 em 2016) e de outros serviços, que resultou do crescimento do portfólio e refletiu o impacto cambial. **Outros custos operacionais (líquidos)** foram negativos em €192M, de €116M em 2016, +65% em termos homólogos resultado de: ganho de €29M proveniente da venda de 23% e perda de controlo do projeto offshore no Reino Unido, um maior rendimento com parcerias institucionais tax equity (€28M), e outros ajustamentos positivos de anos

O **EBIT** aumentou 42% face a 2016, para €803M em 2017, impulsionado pela redução das **amortizações** (-7%, -€39M vs. 2016). A extensão da vida útil dos activos eólicos de 25 para 30 anos (€120M, em 2017) mais do que compensou o efeito da maior capacidade em operação e o montante de imparidades (€50M).

O **investimento operacional** totalizou €1.051M em 2017 (+2% vs. 2016): 68% do total do investimento foi alocado na América do Norte, 14% na Europa e 18% no Brasil.

A **dívida líquida da EDPR a Dec-17 ascendeu a €2,81MM (vs. €2,76MM em Dez-16), +€0,51m** reflectindo, entre outros: i) alienação de participações minoritárias à CTG (ENEOP) -€0,3MM; ii) impacto cambial -€0,2MM; iii) ganhos provenientes de parcerias institucionais -€0,4MM; iv) consolidação de parques eólicos no México -€0,2MM; v) investimentos *cash* +€1,0MM; e vi) o pagamento a investidores institucionais +€0,2MM; Os **passivos relativos a parcerias institucionais** ascenderam a €1.249M em 2017, 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 €112M em 2017 totalizando €1.560M (vs. 2016), resultado das participações minoritárias em activos na América do Norte (c.56%), na Europa (c.40%) e no Brasil (c.4%).

Os **custos financeiros líquidos** resultaram em €302M em 2017, (-14% vs. 2016). As **outras despesas financeiras diminuíram** -€27M em termos homólogos, em consequência dos -€25M contabilizados em 2016 respeitantes ao cancelamento antecipado e optimização de alguns *project finance*. Os **juros líquidos pagos** caíram 22% face a 2016, devido ao menor custo médio da dívida (4,0% em 2017 vs. 4,5% em 2016) e da redução da mesma em termos homólogos.

(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	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,13	1,11	-2%	0,02
Capacidade instalada (MW)	5.284	4.861	9%	+423
CAE/Coberturas/Tarifa	4.600	4.276	8%	+324
Mercado	684	585	17%	+99
Factor médio de utilização (%)	35%	34%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	15.091	12.576	20%	+2.515
CAE/Coberturas/Tarifa	12.845	10.426	23%	+2.419
Mercado	2.246	2.151	4%	+95
Preço médio de venda (USD/MWh)	47,1	46,9	0%	+0,2
CAE/Coberturas/Tarifa	47,5	48,5	-2%	-1,0
Mercado	34,8	34,6	1%	+0
Margem Bruta Ajustada (USD M)	930	781	19%	+150
Margem Bruta (USD M)	676	562	20%	+114
Receitas PTC & Outras (USD M)	255	219	17%	+36
EBITDA (USD M)	676	555	22%	+121
EBIT (USD M)	384	235	63%	+149
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	799	931	-14%	-131
Inv. Operacional Bruto	799	931	-14%	-131
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	480	100	380%	+380

Brazil	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,60	3,86	7%	-0,25
Capacidade instalada (MW)	331	204	62%	+127
Factor médio de utilização (%)	43%	35%	-	9 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	861	666	29%	+195
Preço médio de venda (R\$/MWh)	289	216	34%	+73
Margem Bruta (R\$ M)	226	133	71%	+94
EBITDA (R\$ M)	203	97	110%	+106
EBIT (R\$ M)	166	66	152%	+100
Investimento operacional (R\$ M)	693	219	216%	+474
Capacidade em construção (MW)	137	127	8%	+10

Na **América do Norte (AdN)**, a capacidade instalada ascendeu a 5.284MW a Dez-17, dos quais: 5.055MW nos EUA, 200MW México e 30MW no Canadá. A capacidade adicionada nos últimos 12 meses (+423MW) concentrou-se nos EUA: +363MW respeitantes a tecnologia eólica e +60MW de tecnologia solar. A capacidade instalada exposta a preços de mercado representa 13% do total de activos na AdN, e 4,6GW (87%) está sob contratos de remuneração de longo prazo (CAE/Cobertura). Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital noutros projectos eólicos, com uma capacidade equivalente de 179MW.

O **EBITDA aumentou 22% (+USD121M) para USD676M em 2017**, suportado pelo: (i) aumento da produção (+20% para 15,1GWh) reflectindo a maior capacidade instalada nos últimos 12 meses; e (ii) aumento do **factor médio de utilização** para 35% nos 2017 (+1p.p. vs. 2016). O **preço médio de venda** que reflecte o actual mix de factores de utilização vs. preços, manteve-se nos USD47/MWh em 2017 face a 2016. A **volatilidade** registada foi mais forte em termos homólogos (98% do P50 em 2017 vs. 96% do P50 em 2016), particularmente na região Centro e Este dos EUA (~+2p.p. YoY), onde a EDPR tem grande parte da capacidade de produção na AdN.

O **rendimento proveniente de parcerias institucionais** cresceu para USD255M em 2017, (+USD36M vs. 2016), devido a novas estruturas de financiamento e aos resultados com os créditos fiscais de produção, aliado à revisão em alta do respetivo preço para USD24/MWh. Em Dez-17, a EDPR completou o **financiamento de tax equity** para toda a sua capacidade instalada em 2017, através de duas parcerias institucionais nos EUA, no montante de USD507M: i) USD440M respeitantes a um acordo (dos quais USD115M já tinham sido recebidos a Set-17) de troca de interesses em parques eólicos localizados no Indiana, Oklahoma, Wisconsin e Ohio, e que totalizam 363MW; e ii) USD68M respeitantes a um acordo de *tax equity* pela troca de interesses num projecto solar (3 centrais fotovoltaicas) localizado no estado da Carolina do Sul e que respeita a 60MW;

No **Canadá**, o preço médio de venda foi de USD112/MWh em 2017, (+2% vs. 2016), reflectindo o efeito cambial (CAD/USD). Em dez-17, a EDPR ganhou um contracto RESA (Renewable Energy Support Agreement) para a operação de 248MW de *wind onshore* no Canada previsto para Dez-19.

No **México**, a EDPR tem um acordo de fornecimento bilateral de energia. O **factor médio de utilização** foi de 39% e o **preço médio de venda** de USD60/MWh.

A nova **capacidade eólica e solar com CAE em construção** na AdN respeita a 480MW, nos EUA: 78MW Arkwright (Nova Iorque); 200MW Meadow Lake VI (Indiana); 202MW Turtle Creek (Iowa);

No **Brasil**, a capacidade instalada totalizou 331MW em Dez-17, (+127MW face a Dez-16 pela entrada em operação do parque eólico de JAU & Aventura no 4T17) e opera ao abrigo de contratos de longo-prazo, permitindo maior visibilidade na geração de cash-flow. O **EBITDA da EDPR aumentou 110%** face a 2016, para R\$203M em 2017, reflectindo: i) o aumento de 9p.p. no factor médio de utilização, para 43% vs. 35% em 2016; ii) maior capacidade em operação; iii) e o preço médio de venda mais elevado (+34%), para R\$289/MWh impactado pela redução temporária nos volumes de CAEs e beneficiando dos preços de mercado mais altos no Brasil.

A Dez-17, a EDPR tinha +137MW **em construção**: respeitante ao projecto eólico da Babilônia com data esperada de operação para 2018. Adicionalmente, a EDPR assinou um CAE a 20 anos no leilão de energia do Brasil A-6 para vender eletricidade no mercado regulado. A energia será produzida pelos parques eólicos (Santa Rosa e Mundo Novo) totalizando 218MW de nova capacidade e o início de operação está previsto para Janeiro de 2023.



- 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	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.244	2.194	2%	+50
Factor médio de utilização (%)	27%	26%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	5.095	4.926	3%	+169
Prod. c/capac. complement (GWh)	4.692	4.528		
Produção Standard (GWh)	4.140	4.100		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	552	429		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	404	398		
Preço médio de venda (€/MWh)	77,0	76,2	1%	+1
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	50	34	45%	+16
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-17,5	22,2		
Complemento (€M)	181	158,0		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-24,6	26,3		
Margem Bruta (€ M) (1)	416	349	19%	+67
EBITDA (€ M) (1)	276	252	9%	+23
EBIT (€ M) (1)	164	120	36%	+44
Capacidade instalada (MW Equity)	152	177	-14%	-25
Investimento operacional (€ M)	48	11	331%	+37
Capacidade em construção (MW)	68	-	-	+68

Portugal	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.253	1.251	0%	+3
Factor médio de utilização (%)	27%	28%	-4%	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.912	3.047	-4%	-136
Preço médio de venda (€/MWh)	90,0	87,8	2%	+2
Margem Bruta (€ M)	261	268	-3%	-7
EBITDA (€ M)	212	223	-5%	-11
EBIT (€ M)	158	151	5%	+7
Capacidade instalada (MW Equity)	-	-	-	-
Investimento Operacional (€ M)	27	29	-6%	-2
Capacidade em Construção (MW)	55	3	2112%	+53

Em Espanha, a capacidade instalada da EDPR aumentou em +50MW para 2.244MW em 2017 (MW EBITDA), devido à aquisição de participação em 50% de um parque eólico em Espanha que já estava previamente contabilizada, à qual acresceram 152MW, correspondentes à posição minoritária da EDPR noutros projectos eólicos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

O EBITDA da EDPR em Espanha aumentou 9% vs. 2016 para €276M em 2017, impactado por: i) maior capacidade média em operação (+1%); ii) subida do load factor para 27%, (+1p.p. em termos homólogos) e iii) maior preço médio (+1% face a 2016). **O preço médio de venda** aumentou ligeiramente para €77/MWh, reflexo de: i) maior preço realizado em mercado, €50/MWh em 2017 vs. €34/MWh em 2016, impulsionado pela retoma no preço das *commodities* na Iberia, menores volumes hídricos, originando -€18M de ajustamentos regulatórios e ii) -€25M de perda oriundas dos resultados com a cobertura de risco/*hedging*, mitigando parcialmente a subida dos preços da pool. A EDPR já tem cobertura para 2,4 TWh a €41/MWh para 2018.

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. 92% da capacidade em Espanha tem direito a receber um complemento de capacidade.

Em Portugal, a EDPR detém um portefólio de 1.253MW, que inclui 5MW de capacidade solar (+3MW em termos homólogos).

O EBITDA da EDPR em Portugal totalizou €212M em 2017, -€11M face a 2016, fruto da diminuição de 4% da produção, penalizado pelo menor factor médio de utilização (-1p.p. em termos homólogos); O factor de eolicidade em Portugal esteve ligeiramente abaixo da média histórica de longo-prazo, 0,97 em 2017 que compoara com 1.00 em 2016. **O preço médio de venda** subiu ligeiramente +2% para os €90MWh em 2017 reflectindo essencialmente a indexação da inflação das *feed-in-tariff*.

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, num montante total de €242M. Estes activos eram parte do projecto ENEOP e têm sido consolidados integralmente pela EDPR após a conclusão do processo de *asset split* em 2015. A Jun-17 a EDPR anunciou a conclusão da operação por um montante final de €248M.

A dez-17, a EDPR tinha **123MW em construção**: 68MW em Espanha e 55MW em Portugal.



- 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
- VENTINVESTE: 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	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.564	1.541	1%	+22
Factor médio de utilização (%)	27%	25%	9%	2
Electricidade produzida (GWh)	3.662	3.257	12%	+405
Preço médio de venda (€/MWh)	79,4	83,3	-5%	-4
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	418	0%	-
Factor médio de utilização (%)	30%	25%	19%	5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.093	951	15%	+143
Preço médio de venda (PLN/MWh)	265	325	-19%	-60
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,26	4,36	2%	-0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	28%	25%	11%	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.295	1.143	13%	+151
Preço médio de venda (RON/MWh)	337	340	-1%	-3
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,57	4,49	-2%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	410	388	6%	+22
Factor médio de utilização (%)	23%	23%	-1%	-1
Electricidade produzida (GWh)	808	777	4%	+31
Preço médio de venda (€/MWh)	91	90	1%	+1
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	215	215	0%	-
Factor médio de utilização (%)	25%	25%	0%	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	466	386	21%	+80
Preço médio de venda (€/MWh)	117	113	3%	+4
Margem Bruta (€ M)	289	268	8%	+21
EBITDA (€ M)	238	194	23%	+44
EBIT (€ M)	117	96	21%	+20
Investimento Operacional (€ M)	75	90	-16%	-15
Capacidade em Construção (MW)	88	18	378%	+70

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, a EDPR totalizou uma capacidade instalada de 1.564MW, em Dez-17, +22MW em termos homólogos em França) e 88MW em construção: +77MW em Itália e +11MW em França.

O EBITDA da EDPR no Resto da Europa aumentou 23% em 2017 vs. 2016 para €238M, reflectindo: i) o ganho de +€29M obtido com a alienação de 23% da participação no projecto Moray Offshore Windfarm (East) Limited ("MOWEL") no Reino Unido, e ii) o maior factor médio de utilização 27% em 2017 que compara com 25% em 2016 e a maior capacidade instalada média em operação (+3%), mitigando o decréscimo no preço médio de venda, de 5% (79€/MWh em 2017 vs. €83/MWh em 2016).

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica. A **produção eólica** aumentou 15% em 2017 vs. 2016, em sequência do forte aumento do **factor médio de utilização** de +5p.p. em 2017 (face a 2016), que mais do que compensou o decréscimo em capacidade média e operação (-3% em termos homólogos). O **preço médio de venda** caiu 19% no período, para PLN265/MWh, em linha com a diminuição no preço dos certificados verdes e a mudança regulatória no cálculo da taxa de substituição dos mesmos. A partir de Set-17, a taxa de substituição para o não cumprimento com obrigações de certificados verdes é calculada como 125% do preço médio de mercado do certificado do ano anterior, com limite em 300PLN.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A **produção** aumentou 13% face a 2016, para 1.295MWh em 2017, resultado de um maior factor médio de utilização de 28% em 2017 face a 25% em 2016. O **preço médio de venda foi ligeiramente menor**, em termos homólogos, para RON337/MWh.

Em França, a EDPR adicionou 22MW de nova capacidade (+4MW no 4T17), expandindo a sua capacidade instalada para 410MW, a Dez-17. A **produção eólica** aumentou 4%, para os 808GWh, face a 2016, reflexo da maior capacidade em operação e um factor médio de utilização que se manteve nos 23% em 2017. A **tarifa média** foi de €91/MWh, ligeiramente mais elevada em termos homólogos.

Na Bélgica, os 71MW em operação registaram um aumento de 1% em 2017 para os 129GWh de produção, fruto de um factor médio ligeiramente acima, daquele que foi registado no período homólogo +0,3p.p. O **preço médio de venda** manteve-se estável nos €105/MWh e reflecte a actual estrutura de preços (CAEs).

Em Itália, a EDPR opera uma capacidade total de 144MW de tecnologia eólica. A **produção eólica** avançou 30% para 337GWh, reflectindo a maior capacidade média em operação +38% (que mitigou o menor factor médio de utilização -2p.p.). O **preço médio de venda** aumentou 4%, para €121/MWh em termos homólogos, devido a preços de mercado mais altos (nos parques eólicos instalados antes de 2013).

Em Jul-17, a EDPR fechou um acordo com a ENGIE, para venda de 23% de participação no Moray Offshore Windfarm no Reino Unido, por um total de £21M. Em Set-17, foi atribuído à Moray Offshore Windfarm um contrato (CfD) a 15 anos para entrega de 950MW em geração eólica *offshore*, a €57,5/MWh (com base em tarifas de 2012). O projecto está planeado ser terminado até 2022.

- Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN162,5/MWh para 4T17) 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)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.596	1.727	-8%	-131
OPEX (1)	467	486	-4%	-19
Outros custos operacionais (líquidos)	231	252	-8%	-21
Custos Operacionais Líquidos	698	738	-5%	-39
EBITDA	898	990	-9%	-92
Provisões	(2)	(1)	-50%	-1
Amortizações e imparidades	309	342	-10%	-33
EBIT	591	649	-9%	-58

Capex & Opex Performance	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2) (6)	398	402	-1%	-5
Custos control./cli. (€/pontos ligação) (6)	58	59	-2%	-1
Custos control./km de rede (€/km) (6)	1.612	1.636	-1%	-24
Empregados (#)	3.440	3.806	-10%	-366
Investimento Operacional (€ M)	349	346	1%	+3
Rede de Distribuição (Km) (6)	247	246	0,3%	+1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	845	1.065	-21%	-220
Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	744	2.021	-63%	-1.277
Recuperações no período (3)	(1.568)	(2.549)	38%	+981
Gerado no período	1.426	1.265	13%	+161
Outros (4)	6	8	-21%	-2
Fim do período	608	744	-18%	-136
Portugal - CMEC's				
Início do período	253	216	17%	+37
(Recuperado)/Devolvido no Período	(124)	(132)	6%	+8
Gerado no período	108	169	-36%	-62
Outros	-0	(0)	n.m.	+0
Fim do período	237	253	-7%	-17
Espanha - Déficit Tarifário				
Início do período	68	70	-3%	-2
Défices tarifários anos anteriores (5)	(68)	(2)	-2788%	-65
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (4)	-	-	-	-
Fim do período	-	68	-	-68

As Redes Reguladas na Península Ibérica em 2017 compreendem as actividades de distribuição de electricidade e gás, em Portugal e Espanha. Dito isto, a EDP cessou as actividades de distribuição de gás na P. Ibérica: i) em Espanha, a EDP concluiu a venda da Naturgas Energía Distribución ('NED') a 27-Jul-2017; ii) em Portugal, a EDP concluiu a venda da Portgas a 4-Out-17, saindo da actividade de distribuição de electricidade e mantendo apenas a actividade de comercialização de último recurso de gás.

O EBITDA das redes reguladas desceu 9% (-€92M) em termos homólogos, para €898M em 2017, em grande medida por força da exclusão de consolidação da actividade de distribuição de gás (-€83M em termos homólogos) e pelo registo de custos não recorrente materiais em 2017, tanto na actividade de distribuição em Espanha (-€45M) como em Portugal (-€12M). Excluindo estes impactos, o EBITDA pró-forma recorrente cresceu 6% em termos homólogos, para €826M em termos homólogos, suportado por um rigoroso controlo de custos e por uma ligeira subida da margem bruta (+0,5%).

Os **custos controláveis** na distribuição de electricidade caíram 1% (-€5M) face a 2016, reflexo de: (i) redução do número de colaboradores e menores custos de serviço ao cliente; ii) aceleração do crescimento de pontos de consumo na distribuição (Portugal). O **investimento operacional** ascendeu a €349M em 2017, incluindo investimento de €30M em redes inteligentes, em Portugal.

Em Portugal, a **dívida acumulada do sistema eléctrico diminuiu €424M em 2017 (-€269M no 4T17)**, de €5,09MM em Dez-16 para €4,67MM a Dez-17. Em 15-Dez-17, a ERSE divulgou o documento final das **tarifas 2018 e os termos regulatórios para o período 2018-20**, segundo o qual a dívida tarifária do sistema eléctrico português deverá diminuir cerca de €0,7MM em 2018.

Os **activos regulatórios na P. Ibérica da EDP** diminuíram €220M (-21%) face ao período homólogo, de €1,1MM em Dez-16 para €0,8MM em Dez-17, suportado por uma queda em Portugal (-€136M), pela venda da actividade de distribuição de gás em Espanha e pelo fim dos ajustamentos anuais ao CMEC (Jul-17).

Em Portugal, o montante de activos regulatórios da actividade de distribuição e CUR, de electricidade, e de distribuição de gás caíram de €744M em Dez-16 para €608M em Dez-17, suportado por: **(1)** -€1,2MM resultante da venda sem recurso do direito sobre défices tarifários de 2015-17; **(2)** +€1,3MM de déficit tarifário ex-ante para 2017, a recuperar até 2021, remunerado a uma taxa anual de 1,88%; **(3)** -€412M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; **(4)** +€88M de novos desvios tarifários criados no sistema em 2017; e **(5)** -€3M de impacto líquido na distribuição e CUR de gás. Os principais factores geradores do desvio tarifário na electricidade em Portugal em 2017 (+€88M) foram: (i) +€34M, na medida em que receitas provenientes medidas mitigadoras abaixo do esperado (€181M) e um custo médio de aquisição de electricidade na CUR superior ao esperado (€13M), foram parcialmente mitigados por um sobrecusto do regime especial menor que o esperado (-€154M) e outros; e (ii) +€54M de desvio tarifário a actividade de distribuição de electricidade, explicado por diferenças no mix de consumo.

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** caiu de €253M em Dez-16 para €237M em Dez-17, reflexo de: **(1)** recuperação de €124M através das tarifas em 2017, relacionado com desvios negativos de 2015 e 2016, e **(2)** €108M de desvio negativo em 2017.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** diminuiu de €68M em Dez-16 para zero a Dez-17, no seguimento da venda da NED.

(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; (6) Referente a redes de electricidade.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.245	1.243	0%	+2
OPEX (1)	368	368	-0%	-0
Rendas de concessão	255	253	1%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	(9)	4	-	-13
Custos Operacionais Líquidos	614	626	-2%	-11
EBITDA	630	617	2%	+13
Provisões	(2)	(2)	14%	+0
Amortizações e imparidades	248	244	2%	+4
EBIT	384	376	2%	+8

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal ascendeu a €630M em 2017, penalizado por custos de reestruturação RH (€12M). Ajustado deste efeito, o EBITDA subiu 4% em termos homólogos, para €642M em 2017, suportado por um controlo de custos e proveitos regulados virtualmente inalterados.

Em 2017, os proveitos regulados ascenderam a €1,240M, ficando 0,2% acima de 2016 e praticamente em linha com o valor preliminarmente definido pela ERSE.

Na actividade de distribuição de electricidade, os proveitos regulados subiram 0,6% em termos homólogos e ficaram €4M acima do valor preliminar estabelecido pela ERSE, em €1,203M, reflexo de uma taxa de retorno sobre o RAB mais alta (RoRAB: 6,68% vs. 6,48% assumida pela ERSE), de um crescimento de procura mais modesto e da expansão de portfólio (+0,7% nos pontos de ligação). O volume de electricidade distribuída subiu 0,3% face a 2016, negativamente afectado pelos efeitos da temperatura, dias úteis e ajustamentos ao ano anterior: ajustado destes efeitos, a procura cresceu 1,7% em 2017, impulsionada pelos segmentos AT/MT, enquanto o consumo no segmento residencial ficou estável.

Margem Bruta	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	1.245	1.243	0%	+2
Margem bruta regulada	1.240	1.238	0%	+2
Margem bruta não-regulada	5	5	-7%	-0
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	1.203	1.196	1%	+8
Electricidade distribuída (GWh)	44.753	44.599	0,3%	+154
Pontos de ligação à rede (mil)	6.187	6.142	0,7%	+45
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	36	42	-13%	-6
Clientes fornecidos (mil)	1.223	1.399	-13%	-176
Electricidade vendida (GWh)	3.243	4.202	-23%	-959

Na actividade do CUR (EDP SU), os proveitos regulados ascenderam a €36M em 2017, €3M abaixo do valor preliminarmente estabelecido pela ERSE e 13% abaixo do ano homólogo, em linha com a contracção do portfólio de clientes resultante da passagem de clientes para o mercado livre. O número de clientes fornecidos diminuiu em 176 mil no período, para 1.223 mil em Dez-17 (representando cerca de 20% do número total de clientes de electricidade), concentrando-se sobretudo no segmento residencial. O volume de electricidade fornecida pelo CUR recuou 23% vs. 2016, para 3.243GWh em 2017.

Os custos operacionais controláveis subiram 0,7% em 2017, suportados por: (i) rigoroso controlo de custos e redução de número de empregados (-4% em termos homólogos); e (ii) acréscimo de pontos de ligação no segmento da distribuição, acréscimo de custos associados a digitalização de processos e intensidade de fogos florestais; e menor diluição de custos fixos na actividade CUR.

O investimento operacional subiu 7% face a 2016, para €288M em 2017, incluindo €30M investido em redes inteligentes. Em 2017, o tempo de interrupção equivalente aumentou de 50 minutos em 2016 para 53 minutos em 2017. Adicionalmente, é importante mencionar o impacto de incêndios florestais durante o ano, que implicaram um aumento do OPEX e um aumento do investimento operacional para ultrapassar as consequências destes eventos.

Investimento & Custos Operac.	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	344	341	1%	+2
Custos control./cliente (€/cliente)	55,6	55,6	-0%	-0
Custos control./km de rede (€/km)	1.521	1.515	0%	+6
Empregados (#)	3.129	3.257	-4%	-128
Investimento Operacional (€ M)	288	270	7%	+18
Rede de distribuição (Km)	226	225	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	53	50	6%	+3

A 15-Dez-17, a ERSE publicou as tarifas de 2018 e os parâmetros aplicáveis ao período regulatório de 2018-20. Para a actividade de distribuição de electricidade, a ERSE fixou o valor preliminar de proveitos regulados em €1.062M para 2018 (excluindo ajustamentos de anos anteriores), considerando: i) para o segmento de distribuição de baixa tensão, uma taxa de retorno (RoR) preliminar de 6,00% em 2018; ii) para os segmentos de distribuição de média e alta tensão, uma RoR de 5,75%, antes de impostos. A taxa definitiva no período 2018-20 para Média/Alta tensão será definida no intervalo entre 4,75% e 9,75% (mínimo/máximo), e será definida para o ano t , com base a média diária de OTs a 10 anos de Portugal, entre Outubro do ano $t-1$ e Setembro do ano t . Para a CUR, a ERSE fixou a margem bruta regulada preliminar em 2018 (excluindo ajustamentos de anos anteriores) de €38M, considerando 0,2% de decréscimo médio para tarifas de electricidade de baixa tensão. As tarifas de 2018 assumem também: i) procura de electricidade de 45,3TWh em 2017 (1,2% acima da electricidade distribuída em 2017); e ii) um deflator do PIB de 1,4% e um factor de eficiência de 2% na distribuição e de 1,5% na CUR. Globalmente, a margem bruta regulada preliminarmente definida para a distribuição e CUR de electricidade em 2018 ascende a €1.100M (-11% face ao valor registado em 2017).

(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	2017	2016	% Δ	Abs. Δ
	2017	2016	% Δ	Abs. Δ	2017	2016	% Δ	Abs. Δ	2017	2016	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	185	222	-17%	-37	124	195	-36%	-71	42	68	-38%	-26	Nº Pontos Ligação (mil)				
OPEX (1)	58	64	-10%	-6	30	39	-23%	-9	12	16	-27%	-4	Electricidade Espanha	664	663	0%	+2
Outros custos operac. (líq.)	(12)	(3)	283%	-9	(2)	(3)	n.m.	0	(1)	(1)	-	-0	Gás Espanha	-	1.008	-	-1.008
Custos Operac. Líquidos	46	61	-25%	-15	28	36	-24%	-9	11	15	-30%	-5	Gás Portugal	-	342	-	-342
EBITDA	140	161	-13%	-22	97	159	-39%	-62	31	52	-40%	-21	Energia Distribuída (GWh)				
Provisões	0	1	-	-1	(0)	(0)	-81%	0	0	0	n.m.	0	Electricidade Espanha	9.331	9.190	2%	+142
Amortizações e imparidades	49	41	20%	8	12	41	-71%	-29	0	16	-99%	-16	Gás Espanha	17.980	26.441	-32%	-8.461
EBIT	91	119	-24%	-28	85	118	-28%	-33	31	36	-14%	-5	Gás Portugal	5.326	7.114	-25%	-1.788
Investimento operacional	37	34	8%	3	9	19	-52%	-10	15	22	-34%	-8	Rede (Km)				
Margem Bruta	185	222	-17%	-37	124	195	-36%	-71	42	68	-38%	-26	Electricidade Espanha	20.613	20.520	0%	+94
Margem Bruta Regulada	188	182	3%	6	104	169	-38%	-65	43	61	-29%	-18	Gás Espanha	-	8.101	-	-8.101
Margem Bruta não-regulada	(3)	40	-	-43	20	26	-23%	-6	(1)	7	-	-8	Gás Portugal	-	5.085	-	-5.085
													Empregados (#)				
													Electricidade Espanha	307	302	2%	+5
													Gás Espanha	-	182	-	-182
													Gás Portugal	4	65	-94%	-61

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha caiu 13% em termos homólogos, para €140M em 2017, penalizado pelo impacto não recorrente de provisão de €45M em 2017, constituídas para fazer face aos riscos regulatórios actualmente presentes e custos de reestruturação RH. Este efeito foi apenas parcialmente compensado por um apertado controlo de custos e pela reversão de uma provisão.

Os **proveitos regulados** subiram 3% em termos homólogos e a **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, cresceu 1,5% em 2017, para 9,3TWh.

Os proveitos regulados da distribuição de electricidade estão fixados para o período 2016-19, de acordo com o enquadramento regulatório definido em Dez-13 (Leis 24/2013 e RD 1048/2013), Dez-15 (Ordem ministerial IET2660/2015) e Jun-16 (Ordem ministerial IET980/2016), que prevê 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%. Em Set-17, o Governo espanhol iniciou um processo de consulta pública, que poderá conduzir a alterações regulatórias ainda antes do fim do período regulatório em curso.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

A venda de 100% da Naturgas Energía Distribución ('NED') por um valor total de €2,6MM (dos quais €0,2MM têm um recebimento programado esperado em 5 anos) foi concluída a 27-Jul-17. Consequentemente, o grupo EDP cessou operações de distribuição de gás em Espanha nessa data.

Em 2017, o EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha ascendeu a €97M e um EBIT a €85M, com base num volume de gás distribuído no total de 18TWh.

REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

A venda da EDP Gás S.G.P.S. ("EDP Gas") por um valor total de €530M foi concluída a 4-Out-17. Consequentemente, o grupo EDP cessou operações de distribuição de gás em Portugal nessa data, mantendo apenas a comercialização de último recurso.

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal caiu para €31M em 2017, em linha com a revisão regulatória em Jul-16) e ajustamentos nos proveitos não regulados de anos anteriores. O **volume de gás distribuído** totalizou 5,3TWh em 2017.

Como resultado da classificação da EDP Gas como "activo detido para venda" em Dez-16 antes da decisão de venda em Abril-17, as depreciações e imparidades em 2017 foram nulas.

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

EDP Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	3.494	3.277	7%	+217
OPEX (1)	1.085	1.060	2%	+25
Outros custos operacionais (líquidos)	192	(117)	-	+309
Custos Operacionais Líquidos	1.277	943	36%	+335
EBITDA	2.217	2.334	-5%	-118
Provisões	30	30	1%	+0
Amortizações e imparidades	591	560	6%	+31
EBIT	1.595	1.745	-9%	-149
Resultados financeiros	(548)	(654)	16%	+106
Resultados em associadas	(16)	(115)	86%	+99
Resultados Antes de Impostos	1.031	975	6%	+56

Consolidado (€ M)			
2017	2016	Δ %	Δ Abs.
969	849	14%	+120
301	275	10%	+26
53	(19)	-	+72
354	256	38%	+98
615	593	4%	+22
8	8	8%	+1
164	145	13%	+19
443	440	0%	+2
(152)	(170)	-10%	+18
(5)	(30)	-85%	+25
286	241	19%	+45

Energias do Brasil	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	14,00	13,40	4%	+0,60
Total de acções (milhões)	606,9	606,9	-	-
Acções próprias (milhões)	0,7	0,8	-9%	-0
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	310,8	310,8	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	3,97	3,43	-14%	+0,54
Euro/Real - Taxa média do período	3,60	3,86	7%	-0,25
Tx de inflação (IPCA)	3,5%	8,8%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	2,0	1,5	-	+0,5
Custo Médio da Dívida (%)	11,4	12,1	-	-0,7p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	9,9	14,0	-	-4,1p.p.
Empregados (#)	2.906	2.927	-1%	-21

Investimento	(R\$ M)			
	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	764	652	17%	+112
Investimento Financeiro no período	319	497	-36%	-178

(€ M)			
2017	2016	Δ %	Δ Abs.
214	169	27%	+45
91	122	-26%	-31

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Invest. Financeiros, activos para venda	1.547	1.181	31%	+365
Dívida Líquida	4.432	3.517	26%	+915
Recebimentos futuros da act. Regulada	101	(392)	-	+493
Interesses não controláveis	1.158	1.463	-21%	-305
Valor contabilístico dos C. Próprios	7.924	7.572	5%	+353

Resultados Financeiros (R\$ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(458)	(488)	6%	+30
Custos capitalizados	9	6	44%	+3
Diferenças Cambiais e Derivados	14	(159)	-	+173
Outros	(113)	(13)	-778%	-100
Resultados Financeiros	(548)	(654)	16%	+106

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') diminuiu 5% (-R\$118M) para R\$2.217M em 2017, impactado pelo ganho de R\$278M com a alienação da central mini-hídrica do Pantanal em 2016, reconhecido ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. **Ajustado por este efeito não-recorrente**, o EBITDA teria crescido 8% vs. 2016 (+R\$160M), apesar do ambiente de mercado desafiante. A integração da totalidade do portfolio (geração/distribuição/comercialização) ocorre através da estratégia de coberturas e da gestão dos volumes contratados/descontratados.

O EBITDA da geração e comercialização aumentou R\$91M para R\$1.491M, reflectindo, na comercialização, o impacto positivo de maiores volumes e margem (+R\$153M); para Pecém, o registo de um ganho com o recebimento de um seguro em 2016 (R\$82M) e o impacto negativo de PLD mais alto em termos homólogos; e na geração hídrica o impacto negativo do GSF de 82% e PLD a R\$323/MWh em 2017 (vs. R\$94/MWh em 2016). O EBITDA da distribuição aumentou R\$64M para R\$831M em 2017, impactado pelo crescimento da margem bruta regulada (+R\$71M vs. 2016) e pelo efeito positivo da sobrecontratação (R\$141M vs. 2016), parcialmente mitigado pelo impacto homólogo do ganho de R\$194M em 2016 decorrente da actualização do valor residual dos activos das concessões. A performance do EBITDA em Euros, que atingiu €615M foi positivamente impactada pela valorização de 7% do BRL face ao EUR (impacto de +€40M).

Os custos operacionais líquidos aumentaram R\$335M face a 2016 devido ao reconhecimento do mencionado ganho de capital ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ao nível do Opex, os custos subiram 2%, abaixo da inflação média em 2017 (inflação IPCA média ficou nos 3.5% em 2017).

A dívida líquida aumentou R\$0,9MM vs. Dez-16 para R\$4,4MM, em parte devido ao aumento de R\$0,5MM nos activos regulatórios a receber e a uma diminuição de R\$0,2MM nos interesses minoritários. 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 aumentaram 16% face a 2016 para R\$548M em 2017, reflectindo o impacto positivo das operações de gestão de dívida acima mencionadas. Note-se que a taxa de juro de mercado - CDI - tem vindo a diminuir (9,9% a Dez-17 vs. 14,0% a Dez-16).

Os resultados em associadas totalizaram -R\$16M em 2017 (+R\$99M em termos homólogos), reflectindo a contribuição negativa de Cachoeira-Caldeirão (-R\$13M) e de São Manoel (-R\$3M), impactos parcialmente mitigados pela central hídrica de Jari (+R\$3M).

A Fev-18, os reservatórios hídricos situavam-se nos ~36% do seu nível máximo (vs. 35% a Fev-17), com os meses tipicamente chuvosos a permitirem alguma recuperação. Em 2018, é expectável que algum défice hídrico ocorra. A EDPB tem vindo a antecipar a estratégia de cobertura, com um impacto positivo, já observado no 2S17.

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

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.731	1.664	4%	+67
OPEX (1)	718	697	3%	+21
Outros custos operac. (Liq.)	182	200	-9%	-18
Custos Operacionais Líquidos (1)	900	896	0%	+3
EBITDA	831	767	8%	+64
Provisões	23	31	-26%	-8
Amortizações e imparidades	199	184	8%	+15
EBIT	609	553	10%	+57

O EBITDA da distribuição aumentou R\$64M vs. 2016 para R\$831M em 2017, devido a: (i) impacto positivo das revisões tarifárias de 2016 com impacto na margem regulada (+R\$71M em termos homólogos); (ii) o impacto positivo da sobre-contratação de energia (+R\$100M em 2017 vs. -R\$45M em 2016), em parte mitigado pelo impacto de -R\$170M em 2017 de com a atualização do valor residual de activos das concessões em 2016.

A margem bruta aumentou 4% vs. 2016 para R\$1.731M em 2017, reflexo dos efeitos acima mencionados. De notar o impacto positivo da sobre-contratação (+R\$145M vs. 2016). 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. Em 2017, 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	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.731	1.664	4%	+67
Receitas reguladas	1.628	1.557	5%	+70
Outros	104	107	-3%	-3
Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	(392)	735	-	-1.126
Desvios períodos anteriores	397	(475)	-	+872
Desvio do ano (2)	96	(652)	-	+748
CDE/Conta ACR (3)	-	-	-	-
Final do período	101	(392)	-	+493
Clientes Ligados (Milhares)	3.377	3.316	2%	+61
EDP São Paulo	1.839	1.804	2%	+35
EDP Espírito Santo	1.538	1.512	2%	+26
Electricidade Distribuída (GWh)	24.704	24.425	1,1%	+280
EDP São Paulo	14.854	14.502	2%	+352
EDP Espírito Santo	9.850	9.923	-1%	-73
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	10.993	9.680	14%	+1.314
Electricidade Vendida (GWh)	13.697	14.731	-7%	-1.034
EDP São Paulo	7.974	8.597	-7%	-622
Residencial, comercial e outros	6.570	6.742	-3%	-172
Industrial	1.405	1.855	-24%	-450
EDP Espírito Santo	5.723	6.135	-7%	-412
Residencial, comercial e outros	5.067	5.244	-3%	-177
Industrial	655	890	-26%	-235

A energia distribuída aumentou ligeiramente em 2017 (1,1% vs. 2016). No entanto, o volume de energia vendida desceu 7% no período, traduzindo uma redução de 24% da procura no segmento de clientes regulados industrial. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre subiu 14% vs. 2016 para 11TWh em 2017, reflectindo a migração de clientes com tarifas inteiramente reguladas para o mercado liberalizado.

A trajetória 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 11,9% (-1,6 pp vs. 2016) e a EDP São Paulo em 9,6% (-0,4 pp vs. 2016). As provisões para cobrança duvidosa mantiveram alguma resistência em 2017, cifrando-se em R\$85M (-R\$18M vs. 2016), devido à crise económica e aos aumentos tarifários no passado recente. A EDPB tem mitigado a situação aumentando a proximidade com os clientes, apesar da melhoria do cenário macroeconómico e da redução do desemprego na região da EDP São Paulo.

A Dez-17, os recebimentos futuros da actividade regulada totalizaram R\$101M (+R\$493M vs. Dez-16), a recuperar do sistema nos próximos anos: i) foi criado um desvio tarifário positivo de R\$96M, essencialmente relacionado com custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas; ii) foram devolvidos ao sistema R\$397M relativos a desvios de anos anteriores. As revisões tarifárias da EDP Espírito Santo em Ago-17 (+9% revisão tarifária) e da EDP São Paulo em Out-17 (+24% revisão tarifária) já têm em conta o cenário actual de preços spot mais altos. 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-19 e com a EDP Espírito Santo a Ago-19.

Investimento e Custos Operac.	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	718	697	3%	+21
Custos control./cliente (R\$/cliente)	213	210	1%	+2
Custos control./km rede (R\$/km)	8	8	3%	+0
Empregados (#)	2.146	2.170	-1%	-24
Invest. Operacional (R\$M)	560	481	17%	+79
Rede de Distribuição ('000 Km)	92	92	-0%	-0

Os custos operacionais controláveis subiram 3% no período, para R\$718M em 2017, devido a um aumento dos fornecimentos e serviços externos, reflexo de maiores despesas com O&M, TI e serviços ao cliente. Os outros custos operacionais mantiveram-se constantes face ao período homólogo, uma vez que o impacto positivo da redução de clientes de cobrança duvidosa foi contrabalançado por alguns ajustamentos não recorrentes. O investimento operacional subiu R\$79M vs. 2016 para R\$560M em 2017, 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			
	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.545	1.560	-1%	-15
OPEX (1)	231	237	-2%	-5
Outros custos operacionais (líquidos)	(1)	(54)	-	+53
Custos Operacionais Líquidos	230	182	26%	+47
EBITDA	1.315	1.378	-5%	-63
Provisões	4	2	57%	+1
Amortizações e imparidades	369	351	5%	+18
EBIT	943	1.024	-8%	-82

Dados Chave	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.545	1.560	-1%	-15
Hídrica	943	993	-5%	-50
Receitas contratadas (CAE) e Outros	1.073	1.010	6%	+62
Impacto GSF (líq de coberturas)	(130)	(17)	-663%	-113
Térmica	601	567	6%	+34
Receitas contratadas (CAE)	680	634	7%	+45
Outros	(79)	(68)	-16%	-11
Capacidade Instalada (MW)	2.466	2.466	0%	+0
Hídrica	1.746	1.745	0%	+0
Térmica	720	720	-	-
Capacidade Instalada (MW Equity)	355	296	20%	+58
Electricidade Vendida (GWh)	13.289	13.187	1%	+102
Contratada (CAE)	11.663	11.978	-3%	-315
Hídrica	7.065	7.546	-6%	-481
Térmica	4.597	4.432	4%	+165
Outra	1.626	1.209	35%	+417
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)	181	166	9%	+15
Investimento Operacional (R\$ M)	151	145	4%	+6
Investimento Financeiro (R\$ M)	319	497	-36%	-178
Empregados (#)	488	511	-5%	-23

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Pecém (100%)	467	504	-7%	-37
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	363	435	-17%	-72
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	259	222	17%	+37
Outros (100%)	226	216	5%	+10
EBITDA	1.315	1.378	-5%	-63

Comercialização	2017	2016	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	211	49	334%	+163
Custos operacionais líquidos (R\$ M)	36	26	36%	+9
EBITDA (R\$ M)	176	23	679%	+153
Vendas electricidade (GWh)	17.804	12.980	37%	+4.824

O EBITDA da actividade de produção no Brasil decresceu 5% vs. 2016 (-R\$63M em 2017) para R\$1.315M em 2017, reflectindo (i) menor EBITDA na central a carvão de Pecém (-R\$37M vs. 2016), sobretudo devido ao recebimento em 2016 de uma indemnização de um seguro (R\$82M) e (ii) fraca hidraulicidade vs. 2016 (EBITDA caiu R\$25M vs. 2016 na produção hídrica). De notar que as condições hídricas se deterioraram nos últimos meses, apesar da estratégia de hedging + seguro mitigarem grande parte do impacto de preços baixos de GSF (82% EM 2017; 70% no 4T17) e preços altos de PLD (R\$323/MWh EM 2017 vs. R\$93/MWh em 2016). Assim, o efeito combinado de GSF, seguro para a hídrica (para GSF<92%) e volumes de hedge alcançaram um impacto negativo de R\$130M em 2017 vs. um impacto positivo de R\$17M em 2016.

A margem bruta hídrica decresceu 5% em 2017 (R\$943M), devido sobretudo ao referido impacto do GSF, de R\$113M em termos homólogo, em parte mitigado pelo aumento de preço médio de volumes hídricos. Neste contexto, o preço médio dos volumes hídricos vendidos, que atingiu R\$181/MWh em 2017, foi 9% superior ao de 2016 (os preços dos CAE são actualizados anualmente à inflação). O volume de geração hídrica vendido caiu 6% face a 2016 sobretudo devido ao fim de alguns CAE na central hídrica de Peixe Angical em Jan-16.

A margem bruta de Pecém foi de R\$601M em 2017 (+R\$34M vs. 2016), dos quais R\$680M resultam de receitas com o CAE da central. A disponibilidade foi de 92% em 2017 vs. 88% em 2016, embora o EBITDA em 2017 tenha sido negativamente impactado por (i) maior PLD vs. 2016, levando a maiores custos com compras de electricidade; e (ii) impacto positivo em 2016 com a redução da provisão para penalidades por indisponibilidade passada. É de notar que o EBITDA de Pecém foi positivamente impactado em 2016 (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 4T16 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. Em suma, o EBITDA caiu 7% vs. 2016, para R\$467M.

A EDPB opera 2,8GW de capacidade, dos quais 0,4GW 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, bem como uma participação de 33% na central hídrica de São Manoel (700MW, dos quais 175MW já operacionais) em parceria com a CTG e Furnas. Em 2017, Jari contribuiu com um resultado líquido de R\$3M (-R\$8M vs. 2016), 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\$13M (@50%), fruto de maiores custos financeiros, em função do início da vida útil do projecto. São Manoel, um projecto de cuja operação para 175MW em Dez-17 (detido em 33,3% pela EDPB em parceria a CTG e Furnas), contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$3M.

O investimento operacional aumentou R\$6M em 2017 para R\$151M em 2017 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); em 2017, os investimentos financeiros totalizaram R\$319M, maioritariamente alocados aos trabalhos de construção de São Manoel. São Manoel está em construção (350MW já operacionais), com CAE a partir de Maio-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade aumentou R\$163M no período para R\$211M em 2017, reflectindo maiores margens e volumes e evidenciando a integração da estratégia de hedging do portfólio desenvolvido para lidar com a baixa hidraulicidade do período.

(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



2017	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	7.818	5.352	1.637	3.433	(2.494)	15.746
Margem Bruta	1.236	1.596	1.602	969	(12)	5.391
Fornecimentos e serviços externos	314	322	327	172	(143)	991
Custos com pessoal e benefícios sociais	158	145	101	129	147	681
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	210	231	(192)	53	(572)	(270)
Custos Operacionais	681	698	235	354	(568)	1.401
EBITDA	555	898	1.366	615	556	3.990
Provisões	(6)	(2)	(0)	8	(4)	(4)
Amortizações e imparidades (1)	589	309	563	164	50	1.676
EBIT	(28)	591	803	443	510	2.318

2016	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	7.760	5.493	1.485	2.427	(2.569)	14.595
Margem Bruta	1.725	1.727	1.453	849	(17)	5.738
Fornecimentos e serviços externos	301	335	305	159	(151)	948
Custos com pessoal e benefícios sociais	129	151	94	116	171	661
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	228	252	(116)	(19)	26	370
Custos Operacionais	657	738	282	256	45	1.979
EBITDA	1.067	990	1.171	593	(62)	3.759
Provisões	(20)	(1)	5	8	(7)	(15)
Amortizações e imparidades (1)	362	342	602	145	59	1.510
EBIT	725	649	564	440	(115)	2.264

(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	3.779	4.092	2%	8%
Custo com vendas de energia e outros	(2.240)	(1.938)	(2.143)	(2.536)	(2.710)	(2.272)	(2.549)	(2.823)	-11%	-11%
Margem Bruta	1.547	1.423	1.294	1.475	1.523	1.370	1.229	1.269	-14%	3%
Fornecimentos e serviços externos	205	230	239	273	227	246	235	283	4%	21%
Custos com pessoal e benefícios sociais	161	162	163	174	171	169	159	181	4%	14%
Outros custos operacionais (líquidos)	51	93	66	161	114	64	(531)	83	-48%	-
Custos Operacionais	417	486	468	608	512	479	(137)	548	-	-
EBITDA	1.130	937	826	867	1.011	892	1.367	721	-17%	-47%
Provisões	3	(8)	(10)	(0)	4	(2)	(0)	(5)	-13817%	-1798%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	366	378	371	395	359	349	346	621	57%	80%
EBIT	760	567	465	472	648	545	1.021	105	-78%	-90%
Resultados financeiros	(180)	(228)	(227)	(257)	(197)	(173)	(223)	(215)	16%	3%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(8)	3	2	(19)	(1)	8	4	1	-	-77%
Resultado antes de impostos e CESE	573	342	240	196	450	379	801	(110)	-	-
IRC e Impostos diferidos	152	91	57	(211)	66	53	56	(165)	22%	-
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	59	-	2	1	70	(2)	2	(0)	-	n.m.
Resultado líquido do período	362	251	181	406	315	328	743	56	-86%	-93%
Accionistas da EDP	263	209	143	346	215	235	696	(33)	-	-
Interesses não controláveis	100	42	38	60	100	93	47	89	47%	90%

(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)							
	2017	2016	Δ MW	Δ %	2017	2016	Δ GWh	Δ %	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17
Pen. Ibérica (Ex-Fólico & Solar)	13.611	12.705	906	7%	33.778	36.659	-2.881	-8%	10.632	8.989	8.255	8.783	9.241	7.538	8.682	8.317
Hídrico	7.124	6.201	924	15%	7.182	16.142	-8.959	-56%	6.394	5.615	1.995	2.138	2.948	1.573	1.207	1.454
Portugal	6.698	5.774			6.710	15.211			5.934	5.313	1.918	2.046	2.773	1.485	1.149	1.303
Actividade Bombagem	2.806	1.781			-2.228	-1.438			-464	-321	-256	-397	-550	-652	-334	-692
Fio de água	2.395	2.479			2.802	8.161			3.122	3.012	929	1.098	1.364	713	370	356
Albufeira	4.303	3.296			3.907	7.050			2.811	2.301	989	948	1.409	771	779	947
CAE/CMEC	0	2.663	-2.663	-	1.788	7.179	-5.390	-75%	2.854	2.462	916	947	1.261	528	0	0
Produção liberalizada	6.698	3.111	3.587	115%	4.922	8.033	-3.111	-39%	3.080	2.851	1.002	1.099	1.512	957	1.149	1.303
Espanha	426	426	0	0%	472	930	-458	-49%	460	301	77	92	175	88	58	151
CCGT	3.729	3.736	-7	0%	8.029	5.242	2.787	53%	465	552	1.909	2.316	1.713	1.388	2.833	2.095
Portugal	2.031	2.039	-7	0%	5.941	3.602	2.339	65%	232	381	1.404	1.586	1.105	1.203	2.336	1.297
Ribatejo (3 grupos)	1.169	1.176			2.559	1.648			168	314	466	700	473	460	1.060	565
Lares (2 grupos)	863	863			3.382	1.954			63	67	938	886	631	743	1.276	732
Espanha	1.698	1.698	0	0%	2.087	1.640	448	27%	234	171	505	730	608	185	497	798
Castejón (2 grupos)	843	843			1.405	1.287			135	161	503	488	389	164	364	487
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			683	353			99	9	2	242	219	20	133	311
Carvão	2.404	2.404	0	0%	16.847	13.232	3.614	27%	3.106	2.299	3.916	3.910	4.053	4.244	4.220	4.330
Portugal - Sines (4 grupos)	1.180	1.180	0	0%	9.426	8.082	1.343	17%	1.773	1.530	2.505	2.274	2.192	2.486	2.497	2.250
Espanha	1.224	1.224	0	0%	7.421	5.150	2.271	44%	1.333	769	1.411	1.637	1.860	1.758	1.723	2.080
Aboño I	342	342			2.067	1.989			309	452	561	667	508	503	503	552
Aboño II	536	536			3.928	2.074			854	194	547	480	1.006	979	939	1.004
Soto Ribera III	346	346			1.426	1.086			170	123	303	490	346	277	280	524
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	0	0%	1.236	1.239	-3	0%	330	230	338	341	333	223	339	340
Outras	198	209	-11	-5%	485	805	-320	-40%	337	293	96	79	193	109	84	98
Portugal	173	184	-11	-6%	357	705	-348	-49%	311	262	65	67	163	78	50	65
Mini-Hídricas	148	159			238	549			259	214	27	50	148	52	12	25
Cogeração	24	24			119	156			52	48	39	17	15	26	38	40
Espanha - Cog. & Resíduos	25	25	0	0%	128	100	28	28%	26	31	31	12	30	31	34	33
Eólico	10.531	9.969	561	6%	27.466	24.334	3.132	13%	7.508	5.733	4.695	6.397	7.690	6.777	5.224	7.775
Pen. Ibérica	3.492	3.443	50	1%	8.000	7.970	29	0%	2.696	1.933	1.667	1.674	2.318	1.880	1.735	2.067
Portugal	1.249	1.249			2.904	3.044			1.038	711	564	730	876	657	670	702
Espanha	2.244	2.194			5.095	4.926			1.658	1.221	1.102	945	1.442	1.223	1.065	1.365
América do Norte	5.194	4.831	363	8%	15.014	12.508	2.506	20%	3.680	3.033	2.262	3.532	4.175	3.976	2.527	4.336
EUA	4.965	4.601			14.332	12.433			3.657	3.018	2.249	3.510	4.059	3.764	2.348	4.161
Canadá	30	30			75	75			23	16	14	23	22	9	22	
México	200	200			606	0			0	0	0	93	191	170	152	
Resto da Europa	1.513	1.491	22	2%	3.592	3.189	402	13%	1.078	616	532	964	1.050	754	713	1.075
Brasil	331	204	127	62%	861	666	195	29%	54	151	234	226	147	167	249	298
Solar	145	82	63	76%	155	139	16	12%	27	46	44	22	28	51	47	29
Brasil (Ex-Eólico)	2.466	2.466	0	0%	8.602	8.880	-278	-3%	2.808	2.051	1.871	2.151	2.256	2.040	1.820	2.486
Hídrico	1.746	1.745	0	0%	4.004	4.448	-443	-10%	1.673	848	869	1.058	1.268	981	596	1.160
Lajeado	903	903			1.905	2.108			903	401	396	408	625	476	241	562
Peixe Angical	499	499			1.356	1.659			580	327	397	355	400	337	257	363
Energest	345	344			744	680			190	120	77	294	243	168	98	234
Carvão (Pecém I)	720	720	0	0%	4.597	4.432	165	4%	1.135	1.203	1.002	1.093	988	1.060	1.224	1.326
TOTAL	26.753	25.222	1.530	6%	70.000	70.011	-11	0%	20.975	16.818	14.865	17.353	19.215	16.406	15.773	18.607

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	2017	2016	Δ GWh	Δ %
Portugal	44.748	44.599	149	0%
Muito Alta Tensão	2.158	2.115	43	2%
Alta / Média Tensão	21.715	21.026	688	3%
Baixa Tensão	20.875	21.458	-582	-3%
Espanha	9.331	9.190	142	2%
Alta / Média Tensão	7.109	6.946	164	2%
Baixa Tensão	2.222	2.244	-22	-1%
Brasil	24.704	24.425	280	1%
Clientes Livres	10.488	9.063	1.425	16%
Industrial	2.060	2.745	-685	-25%
Residencial, Comercial & Outros	12.156	12.616	-461	-4%
TOTAL	78.783	78.214	570	1%

Clientes Ligados (mil)	2017	2016	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.187	6.142	44,6	1%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	0,3	1%
Baixa Tensão Especial	36	35	0,7	2%
Baixa Tensão	6.126	6.083	43,7	1%
Espanha	664	663	1,6	0%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0%
Baixa Tensão	663	661	1,6	0%
Brasil	3.377	3.316	60,8	2%
EDP São Paulo	1.839	1.804	34,5	2%
EDP Espírito Santo	1.538	1.512	26,3	2%
TOTAL	10.228	10.121	107,0	1%

Redes	2017	2016	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	338.179	337.492	687	0%
Portugal	226.027	225.397	631	0%
Espanha	20.613	20.520	94	0%
Brasil	91.538	91.576	-38	0,0%

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

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	2017	2016	Δ GWh	Δ %
Portugal	5.326	7.114	-1.788	-25%
Baixa pressão	785	1.093	-309	-28%
Média pressão	4.525	5.997	-1.472	-25%
GPL	16	24	-8	-33%
Espanha	17.980	26.441	-8.461	-32%
Baixa pressão	5.658	7.792	-2.134	-27%
Média pressão	12.323	18.650	-6.327	-34%
GPL	-	-	-	-
TOTAL	23.306	33.555	-10.249	-31%

Pontos de Abastecimento (mil)	2017	2016	Δ Abs.	Δ %
Portugal	-	342	-342	-
Baixa pressão	-	338	-338	-
Média pressão	-	1,5	-1,5	-
GPL	-	3,1	-3,1	-
Espanha	-	1.008	-1.008	-100%
Baixa pressão	-	926	-926	-
Média pressão	-	0,7	-1	-
GPL	-	81,8	-82	-
TOTAL	-	1.350	-1.350	-

Redes	2017	2016	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	-	13.187	-13.187	-
Portugal	-	5.085	-5.085	-
Espanha	-	8.101	-8.101	-

(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)			
	2017	2016	Δ MW	Δ %	2017	2016	Δ	Δ %	2017	2016	Δ	Δ %
EDP Renováveis	331	356	-25	-7%	3	0	3	-	312	348	-36	-10%
Espanha	152	177										
Estados Unidos	179	179										
Outros	0	0										
EDP Brasil	306	296	10	3%	-5	-30	25	-85%	381	344	37	11%
Jari	196	187			1	3						
Cachoeira-Caldeirão	110	110			-4	-6						
São Manoel	0	0			-1	-27						
Iberia (Ex-wind) & Other	41	41	0	0%	13	8	5	66%	311	303	9	3%
Portugal - Biomassa (Bioelectrica)	32	32										
Espanha - Cogeração e Resíduos	10	10										
Macau - Distribuição (CEM)												
Other												
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)	0	0	0	-	N/A	N/A	0	0%	116	476	-360	n.m.
EDP Gas									0	476	-476	-
Outros									116	0	116	-
TOTAL	678	693	-15	-2%	12	-22	34	-	1.121	1.471	-350	-24%

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	2017	2016	Δ MW	Δ %	2017	2016	Δ	Δ %	2017	2016	Δ	Δ %
EDP Renováveis	5.187	4.783	405	8%	231	125	106	84%	2.654	2.819	-165	-6%
Ao nível da EDP Renováveis:	2.785	2.521	264	10%	180	120	61	51%	1.560	1.448	112	8%
P. Ibérica	851	644										
América do Norte	1.215	1.220										
Resto da Europa	557	557										
Brasil	162	100										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR (3)	2.402	2.262	140	6%	51	5	45	834%	1.094	1.371	-278	-20%
EDP Brasil	1.814	1.814	0	0%	100	117	-17	-14%	1.308	1.549	-240	-16%
Ao nível da EDP Brasil:	606	606	0	0%	22	44	-22	-50%	291	426	-136	-32%
Hídrica	606	606										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.208	1.208	0	0%	78	73	5	7%	1.017	1.122	-105	-9%
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	12	12	0	0%	-3	-3	0	10%	-28	-38	10	-27%
TOTAL	7.013	6.609	405	6%	328	240	89	37%	3.934	4.330	-396	-9%

(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; (3) 22,5% até Ago-17; 17,4% a partir dessa data.

EDP - Desempenho na Área da Sustentabilidade



Principais Acontecimentos 2017 (1)

EDP completa uma década de Dow Jones com melhor pontuação de sempre

O Grupo obteve, em 2017, a melhor pontuação de sempre desde que entrou para os índices DJSI World e Europe, tendo conquistado a 1ª posição no ranking das utilities integradas. O Grupo completou em 2017, uma década de presença no Dow Jones.

EDP entre as empresas mais éticas do mundo

O Grupo EDP integra a lista *World's Most Ethical Companies 2017*, pelo sexto ano consecutivo. Publicada pelo Ethisphere Institute, o ranking abrange 124 empresas de 19 países.

EDP distinguida pela transparência e desempenho na gestão climática e da água

A EDP integra o grupo das empresas que mais se distinguem no combate às alterações climáticas. A análise, promovida pela Organização Não Governamental CDP, classifica a EDP na categoria "Leadership" com nota "A-". A EDP integra ainda o CDP Water, com nota "B".

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

	2017	2016	Δ %
Ind. Sustentab. (a)(b)(c)	103	106	-3%
Comp. Ambiental	93	93	0%
Peso %	33%	33%	
Comp. Económica	106	114	-7%
Peso %	37%	37%	
Comp. Social	111	110	1%
Peso %	30%	30%	

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

Métricas Económicas

	2017	2016	Δ %
Valor Gerado (€M)	17.234	15.900	8%
Distribuído	14.910	14.551	2%
Acumulado	2.324	1.349	72%
Prov. Serv. Energ. (€M)(2)	1.104	1.006	10%
Serv. Eficiência Energ.(a)	134	93	44%

Métricas Sociais

	2017	2016	Δ %
Empregados	11.657	11.992	-3%
Formação (horas)	473.078	389.883	21%
Acidentes em Serv. (d)(e)	28	30	-7%
Índice Gravidade (Tg) (d)	131	173	-24%
Índice Freq. (Tf) (d)	2,03	2,98	-32%
Acid. mortais c/ terceiros	10	7	43%

Métricas Ambientais

	2017	2016	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (b)(f)	23.129	18.900	22%
NOx	17,0	16,2	5%
SO2	29,8	19,9	50%
Partículas	1,494	1,166	28%

Emissões Específicas Globais (g/kWh)

	2017	2016	Δ %
CO2 (b)(f)	333,5	271,4	23%
NOx	0,25	0,23	5%
SO2	0,43	0,29	50%

Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)

	2017	2016	Δ %
Emissões directas (Âmbito 1) (b)	23.159	18.931	22%
Emissões indirectas (Âmbito 2)(c)	802	565	42%
Outras emissões indirectas (Âmbito 3)	13.039	12.469	5%

Consumo de Energia Primária (TJ) (g)

	2017	2016	Δ %
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	276.668	220.587	25%
Utilização de Água (10³ m³)	90%	93%	-3%
Total Resíduos para destino final (t)	1.758.417	1.509.935	16%
	666.771	477.373	40%

Matérias Ambientais (€ mil)

	2017	2016	Δ %
Investimentos	236.893	240.870	-2%
Despesas	179.892	179.187	0%
	57.001	61.683	-8%

Multas e Penalidades Ambientais (€)

	2017	2016	Δ %
	18.848	29.297	-36%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (b)		Específicas (t/MWh)		Produção (h) (GWh)	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Península Ibérica	17.737	13.720	0,68	0,70	25.985	19.590
Carvão	14.558	11.527	0,86	0,87	16.847	13.232
CCGT	3.030	2.027	0,38	0,39	8.029	5.242
Cogeração e Resíduos	150	167	0,14	0,14	1.109	1.117
Brasil	5.392	5.180	1,17	1,17	4.597	4.432
Carvão (Contratado LP)	5.392	5.180	1,17	1,17	4.597	4.432
Produção térmica	23.129	18.900	0,76	0,79	30.582	24.023
Produção Livre de Emissões CO2					38.762	45.611
Produção Total			0,33	0,27	69.344	69.634

(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) As emissões estacionárias não incluem as emissões resultantes da queima de gases siderúrgicos da ArcelorMittal em centrais da EDP em Espanha.

(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: 863 GWh vs 2016: 861 GWh).

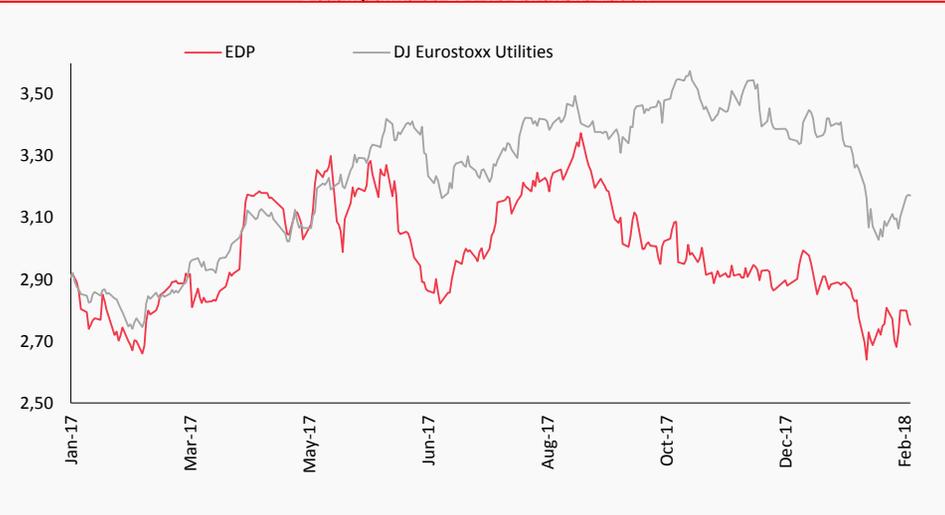
(1) Informação detalhada sobre o progresso da contribuição da EDP para os Objectivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas pode ser consultada em: www.edp.com>Investidores.

(2) 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 benefícios para a empresa.

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 24-Jan:** EDP emite obrigações no montante de € 600 000 000 com vencimento em Setembro de 2023
- 30-Jan:** A Mubadala Investment Company adquire 100% das acções e respectivos direitos de voto à IPIC
- 27-Feb:** 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 de aquisição de acções emitidas pela EDPR
- 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
- 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
- 24-Abr:** EDP Brasil Vence leilão para 4 novas concessões de transporte de electricidade
- 5-Jun:** Investigação - processo de extinção dos CAEs 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:** EDPR anuncia a conclusão da venda de uma participação minoritária em activos portugueses à CTG
- 25-Jul:** EDP mantém preço de €6,75/acção para a oferta sobre a EDP RENOVÁVEIS
- 27-Jul:** Conclusão da venda de 100% da EDP Gás Distribuição em Espanha
- 1-Ago:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP ESPÍRITO SANTO em +9,34%
- 4-Ago:** EDP aumenta participação na EDP RENOVÁVEIS para 82,6%
- 8-Ago:** Standard & Poors sobe rating da EDP para "BBB-" com outlook estável
- 11-Sep:** Consórcio da EDP Renováveis assegura CFD de longo prazo para 950 MW de eólica offshore
- 21-Sep:** Aprovações regulatórias para alienação de 100% da EDP Gás Distribuição em Portugal
- 29-Sep:** Proposta ERSE relativa ao cálculo do ajustamento final dos CMEC
- 4-Out:** EDP conclui alienação de 100% da EDP Gás Distribuição em Portugal
- 15-Out:** ERSE apresenta proposta de tarifas para 2018 e parâmetros regulatórios para 2018-2020
- 18-Out:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP São Paulo em +24,37%
- 30-Out:** EDP contrata linha de crédito de €3.300.000.000 por um prazo de 5 anos
- 14-Nov:** EDP emite obrigações no montante de EUR 500 000 000 com vencimento em novembro de 2027
- 17-Nov:** EDP anuncia mandato e *investor calls* para potencial operação de titularização de défice
- 22-Nov:** EDP vende 584 milhões de euros em securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- 29-Nov:** Oferta para aquisição "4.900% Notes e "4.125% Notes", limitada a USD 500.000.000
- 13-Dez:** Resultados relativos à *early tender date* e fixação de contrapartida da oferta (USD 500.000.000)
- 14-Dez:** EDPR é atribuída com um "RESA" de longo prazo para 248,4 MW de vento *onshore* no Canadá
- 14-Dez:** Fitch mantém rating da EDP em "BBB-" e Outlook em estável
- 17-Dez:** ERSE publica tarifas de electricidade para 2018 e parâmetros regulatórios para 2018-2020
- 19-Dez:** EDP Brasil adquire participação na Celesc
- 20-Dez:** EDPR garante contratos de longo prazo para 218 MW eólicos em leilão de energia no Brasil
- 29-Dez:** EDPR conclui financiamento de \$507 milhões de "tax equity" nos EUA para todos os projectos de 2017

EDP em Bolsa	YTD	52W	2016
		28-02-2018	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	2,753	2,753	2,885
Max	3,389	3,389	3,389
Min	2,631	2,631	2,641
Média	2,984	3,013	3,012

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	5.805	5.122	5.044
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	20	20	20
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.945	1.700	1.675
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,6	6,6	6,6

Dados Acções EDP	2017	2016	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,9	21,4	2,4%

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