



2016

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 Contratada de Longo Prazo no Mercado Ibérico	- 11 -
2. Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico	- 12 -
3. EDP Renováveis	- 15 -
4. Redes Reguladas no Mercado Ibérico	- 19 -
5. Brasil - EDP Brasil	- 22 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 26 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 27 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 28 -
Redes Reguladas: Volumes Distribuídos, Clientes Ligados e Rede	- 29 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 30 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 31 -

Lisboa, 2 de Março de 2017

Demonstração Resultados (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	5.738	5.455	5%	+283
Fornecimentos e serviços externos	948	921	3%	+27
Custos com pessoal, benef. aos empregados	661	653	1%	+8
Outros custos operacionais (líquidos)	370	(43)	-	+413
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.979	1.531	29%	+448
EBITDA	3.759	3.924	-4%	-165
Provisões	(15)	16	-	-31
Amortizações e imparidades exercício (2)	1.510	1.465	3%	+46
EBIT	2.264	2.443	-7%	-179
Resultados financeiros	(891)	(833)	-7%	-59
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	(22)	(24)	8%	+2
Resultado antes de impostos	1.351	1.587	-15%	-236
IRC e Impostos diferidos	89	278	-68%	-189
Contribuição extraord. sector energético	62	62	-1%	-0
Resultado líquido do período	1.200	1.247	-4%	-47
Accionistas da EDP	961	913	5%	+48
Interesses não controláveis	240	334	-28%	-95

Em 2016, o **EBITDA do grupo EDP** ascendeu a €3.759M (-4% em termos homólogos), reflexo do menor contributo de efeitos não recorrentes: +€441M em 2015, +€61M em 2016 (para mais detalhes, ver página 3). Excluindo estes efeitos, o **EBITDA subiu 6%, para €3.698M em 2016**, impulsionado pela expansão do portfólio (capacidade instalada e número de clientes), por uma melhoria na eficiência e por condições atmosféricas mais favoráveis, particularmente no 1S16. A **capacidade instalada do Grupo EDP** subiu 4% face a 2015, para 25,2GW em 2016 (+6% em termos de capacidade média), suportada por: (i) 380MW de nova capacidade hídrica em Portugal; (ii) +770MW de capacidade eólica (sobretudo nos EUA, México e Brasil); (iii) encerramento da central a carvão de Soto 2, em Espanha (239MW) em Jan-16. O **portfólio de clientes** na P. Ibérica cresceu 2%, de 6,1M em Dez-15 para 6,5M em Dez-16.

No **mercado Ibérico**, o EBITDA ajustado subiu 9% em termos homólogos, impulsionado por nova capacidade em operação, fortes recursos hídricos e volatilidade de preços (particularmente quando comparado com o contexto adverso em 2015) e melhoria de termos regulatórios na distribuição de electricidade em Espanha. O EBITDA ajustado da **EDPR** cresceu 8% face a 2015, suportado pela expansão de capacidade instalada (+11% em média) e parcialmente compensado por recursos hídricos 4% abaixo da média. O contributo da **EDP Brasil** para o EBITDA ajustado recuou 7% em 2016, suportado pelo impacto cambial desfavorável (-4%), custos associados a uma menor procura na distribuição.

Os **custos operacionais** subiram 2% face a 2015, para €1.608M em 2016, aquém da expansão de portfólio. Por área de negócio, destaque-se: (i) os custos estáveis na **P. Ibérica** apesar da expansão de portfólio (clientes e capacidade instalada), reflexo de um apertado controlo de custos e de uma redução do número médio de colaboradores (-1%, em termos médios); (ii) na **EDPR** rácio Core OPEX/MW médio instalado 5% inferior, reduzindo o efeito de expansão do portfólio (+11%); (iii) no **Brasil**, a evolução de custos traduziu a depreciação do BRL face ao Euro e a consolidação integral de Pecém desde Mai-15; ajustado destes efeitos, o OPEX no Brasil cresceu 4%, aquém da inflação (6,3%). **Em suma, o rácio OPEX/Margem Bruta melhorou 1pp, para 27%**. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** passaram de uma receita de €43M em 2015 para um custo de €370M em 2016, influenciados sobretudo por um impacto inferior de eventos não recorrentes (-€380M face a 2015). Os custos suportados com o *clawback*, tarifa social e contribuição extraordinária do sector da energia em Portugal, e com os impostos à geração em Espanha atingiram os €234M em 2016.

Dados-chave Operacionais	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.992	12.084	-1%	-92
Capacidade instalada (MW)	25.223	24.364	4%	+859

O **EBIT recuou 7% para €2.264M em 2016**, traduzindo a evolução do EBITDA e o acréscimo de amortizações decorrente do aumento de capacidade. Os **resultados financeiros líquidos e resultados com JVs e associadas** ascenderam a -€914M em 2016, €57M abaixo de 2015, penalizado por efeitos não recorrentes (-€120M em 2016 vs. -€22M em 2015), em larga medida relacionados com pagamento antecipado de dívida mais cara, que potencia poupanças no futuro. Ajustado deste efeito, importa salientar: (i) queda de 14% nos juros líquidos suportados, fruto de uma queda de 30pb no custo médio da dívida (para 4,4% em 2016) e da redução da dívida líquida média (-€0,8MM face a Dez-15); (ii) redução de proveitos financeiros associados aos activos regulatórios (-€65M vs. 2015); e (iii) redução de encargos capitalizados (-€26M face a 2015). Os **interesses não controláveis** caíram €95M vs. 2015, para €240M em 2016, reflexo do menor resultado obtido na EDP Brasil, por força de um menor impacto de efeitos não recorrentes. Em suma, o **resultado líquido da EDP** atingiu €961M em 2016 (+5% face a 2015). **Ajustado dos efeitos não recorrentes (+€163M em 2015 e +€41M em 2016; detalhes na pág. 4), o resultado líquido subiu 23% em termos homólogos, de €750M em 2015 para €919M em 2016.**

Dados-chave Financeiros (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.970	2.606	-24%	-636
Investimento operacional	1.964	1.788	10%	+176
Manutenção	697	604	15%	+93
Expansão	1.267	1.184	7%	+83
Investimento Líquido	1.212	1.735	-30%	-523

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Dez-16	Dez-15	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	9.406	8.670	8%	+737
Dívida líquida	15.923	17.380	-8%	-1.457
Receb. futuros da actividade regulada	951	2.477	-62%	-1.526
Dívida líquida/EBITDA (x) (4)	4,2x	4,4x	-4%	-0,2x
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (3) (4)	4,0x	3,8x	5%	0,2x

A **dívida líquida caiu €1,5MM, de €17,4MM a Dez-15 para €15,9MM em Dez-16**, com o contributo de: i) €1,0MM de free cash flow orgânico recorrente; ii) pagamento anual de dividendos (€0,7MM); iii) impacto líquido de +€0,1MM, explicado por investimento líquido em expansão (€0,5MM), aquisições e alienações (-€0,2MM), encaixe de novas transacções TEI (€0,6MM), pagamento de impostos não recorrentes (€0,3MM), contribuição extraordinária para Fundo de pensões (€0,1MM); iv) redução de activos regulatórios (€1,5MM); e impacto cambial desfavorável (+€0,3MM).

O **Conselho de Administração Executivo irá propor na Assembleia Anual de Accionistas a distribuição de um dividendo relativo ao exercício de 2016 no valor de €0,19 por acção, correspondente a uma subida de 3% em termos homólogos e a um rácio de payout de 72%.**

(1) Custos Operac. Líq = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líq); (2) Deprec. e amortizações líq = de compensação de amort. de activos subsidiados; (3) Líq dos recebimentos futuros relacionados a act. Regulada; (4) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3.759M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16	4T16 YoY		4T16 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	529	583	-9%	-54	153	169	144	117	133	142	120	134	14%	17	11%	13
Actividades Liberalizadas	536	364	47%	+172	102	81	93	88	205	162	92	77	-12%	-11	-16%	-14
Redes Reguladas P. Ibérica	990	1.031	-4%	-41	324	245	242	221	234	262	254	240	9%	20	-5%	-13
Eólico e Solar	1.171	1.142	3%	+29	295	253	235	360	379	269	198	324	-10%	-36	63%	126
Brasil	593	857	-31%	-264	129	372	154	202	185	116	163	129	-36%	-73	-21%	-34
Outros	(60)	(53)	-13%	-7	(15)	24	(7)	(55)	(6)	(14)	(1)	(38)	30%	17	N.m.	-37
Consolidado	3.759	3.924	-4%	-165	988	1.143	860	933	1.130	937	826	867	-7%	-66	5%	41

O EBITDA consolidado ascendeu a €3.759M em 2016 (-4% em termos homólogos), com um contributo de efeitos não recorrentes substancialmente inferior em 2016: +€61M em 2016 vs. +€441M em 2015, conforme descrito abaixo⁽¹⁾. Excluindo este efeito, o EBITDA ajustado cresceu 6% em termos homólogos, para €3.698M em 2016, impulsionado pela expansão de portfólio de geração em 6% (em termos médios), por uma maior produção hídrica (hidraulicidade em Portugal 33% acima da média histórica em 2016 vs. 26% abaixo da média em 2015); e por maiores ganhos com gestão de energia no negócio liberalizado na Ibéria. A depreciação média do BRL face ao EUR, em 4%, teve um impacto negativo no EBITDA (-€26M ou -1%).

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (14% do EBITDA) - O EBITDA recuou 9% (-€54M em termos homólogos), para €529M em 2016, influenciado pela transferência de 8 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do fim dos respectivos PPAs (margem bruta de €75m em 2015). Estas centrais têm capacidade instalada de 627MW e uma produção anual de 1,7TWh (num ano hídrico médio).

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (14% do EBITDA) - O EBITDA cresceu 47%, para €536M em 2016, impulsionado por: (i) um mix de geração mais barato, decorrente de expansão de capacidade e forte recuperação nos recursos hídricos (peso de 43% no mix de geração em 2016 vs. 25% em 2015); (ii) aumento dos resultados com gestão de energia, na sequência de um contexto de preços baixos e com grande volatilidade durante o 1S16; e (iii) maior contribuição de negócio de comercialização. Note-se que o EBITDA do 4T16 foi penalizado por uma hidraulicidade muito fraca (50% abaixo da média histórica) e por paragens em centrais a carvão em Espanha, no âmbito investimento ambiental (DeNOx).

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (26% do EBITDA) - O EBITDA recuou 4% (-€41M) em termos homólogos, para €990M em 2016. Ajustado de efeitos não recorrentes (+€89M em 2015), o EBITDA subiu 5% (+€48M) em 2016, suportado por: (i) novos termos regulatórios na distribuição de electricidade em Espanha, a partir de 1-Jan-16; (ii) estrito controlo de custos, traduzindo-se numa queda de 3% dos custos controláveis; e (iii) resiliência de proveitos na distribuição e CUR de electricidade em Portugal, na medida em que o acréscimo de proveitos na distribuição, suportado por uma taxa de retorno (6,48% em 2016 vs. 6,34% em 2015, justificada pela subida de yields a 10 anos de Portugal), compensou a redução de proveitos no CUR decorrente da contração de actividade.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (31% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR cresceu 3% (+€29M), para €1.171M em 2016, penalizado pelo menor contributo de efeitos não recorrentes em 2016. Ajustado deste efeito, o EBITDA subiu 8%, impulsionado por uma maior produção (+14%) suportada pelo aumento de 11% na capacidade média instalada e por uma eolicidade mais forte (+1pp em termos homólogos no factor médio de utilização, para 30% em 2016). O preço médio de venda recuou 5% face a 2015, para €60/MWh em 2016, suportado por um preço médio implícito nos novos PPAs abaixo da média do portfolio e uma redução nas receitas com certificados verdes na Polónia.

BRASIL (16% do EBITDA) - A contribuição da EDP Brasil caiu 31% (-€264M), para €593M em 2016, largamente penalizado pelo menor impacto de efeitos não recorrentes (+€61M em 2016 vs. +€267M em 2015) e por impacto cambial negativo de €26M (fruto da depreciação do BRL face ao Euro em 4%). O EBITDA ajustado em moeda local caiu 3% em termos homólogos, para R\$2.056M em 2016, penalizado pelo negócio de distribuição. O EBITDA da distribuição desceu 18%, para R\$767M em 2016, essencialmente devido ao efeito da queda (-5%) na procura e sobre-contratação na Bandeirante. O EBITDA da geração e comercialização subiu 9%, para R\$1.400M, reflectindo um impacto menos severo do défice hídrico (GSF em 87% nos 2016 vs. 85% nos 2015 e o PLD de R\$94/MWh em 2016 vs. R\$288/MWh em 2015) e a consolidação integral de Pecém.

(1) Eventos não recorrentes: (i) +€441M em 2015, resultante do ganho obtido na venda de activos de gás em Espanha (+€89M, 'Redes Reguladas P.I.'), da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I (€267M ao nível do Brasil; €28M ao nível de 'Outros') e do impacto líquido ao nível da EDPR (+€57M); (ii) +€61M em 2016 obtido na venda das centrais mini-hídricas do Pantanal (in Brasil).

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.	1T16	2T16	3T16	4T16	4T16 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.759	3.924	-4%	-165	1.130	937	826	867	5%	41
Provisões	(15)	16	-	-31	3	(8)	(10)	(0)	-100%	10
Amortizações e imparidades exercício	1.510	1.465	3%	46	366	378	371	395	7%	24
EBIT	2.264	2.443	-7%	-179	760	567	465	472	1%	7
Juros financeiros líquidos	(813)	(892)	9%	79	(202)	(197)	(185)	(229)	23%	-43
Custos financeiros capitalizados	58	84	-31%	-26	14	14	15	15	-4%	-1
Diferenças de câmbio e derivados	(18)	(35)	50%	17	6	(1)	(16)	(7)	-54%	8
Rendimentos de participações de capital	4	12	-67%	-8	0	3	1	0	-	-1
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(44)	(44)	-1%	-1	(10)	(12)	(11)	(11)	0%	-0
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	14	(1)	n.m.	14	13	0	(0)	1	-262%	1
Outros ganhos e perdas financeiros	(92)	43	-	-135	(2)	(36)	(30)	(25)	-19%	6
Resultados Financeiros	(891)	(833)	-7%	-59	(180)	(228)	(227)	(257)	13%	-29
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	(22)	(24)	8%	2	(8)	3	2	(19)	-1179%	-21
Resultados Antes de Impostos	1.351	1.587	-15%	-236	573	342	240	196	-18%	-44
IRC e Impostos Diferidos	89	278	-68%	-189	152	91	57	(211)	-470%	-268
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>7%</i>	<i>18%</i>	<i>-</i>	<i>-10,9 pp</i>	<i>26%</i>	<i>27%</i>	<i>24%</i>	<i>-108%</i>	<i>0%</i>	<i>-0,0 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	62	62	-1%	-0	59	-	2	1	-38%	-1
EDP Renováveis	125	114	9%	11	60	22	3	41	1303%	38
EDP Brasil	117	207	-43%	-90	40	20	57	-	-100%	-57
Outros	(3)	14	-	-16	(0)	0	(2)	(0)	-90%	2
Interesses não controláveis	240	334	-28%	-95	100	42	58	41	-30%	-17
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	961	913	5%	48	263	209	143	346	142%	203

As **amortizações e imparidades** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) subiram 3% vs. 2015 para €1.510M em 2016, suportadas por: (i) um acréscimo das amortizações ao nível da EDPR (+€57M vs. 2015) resultante da capacidade instalada nos últimos 12 meses e (ii) amortizações de Pecém pós-consolidação integral (+€20M); (iii) capacidade hídrica instalada em Portugal (+€20M face a 2016), parcialmente mitigada pelas imparidades na EDPR e na Escelsa em 2015 (-€36M face ao período homólogo).

Os **custos financeiros líq.** cresceram 7% vs. 2015, para €891M em 2016, impactado negativamente por efeitos não recorrentes (€94M em 2016 vs. €22M em 2015). Os **juros financeiros pagos (líquidos)** desceram 9% vs. 2015 (ou 14% se excluídos os custos com os custos associados ao pagamento de €49m antecipado, não recorrente, com a recompra de obrigações pela EDP no 4T16), fruto de um menor custo da dívida 4,4% (vs. 4,7% em 2016) e um menor custo de dívida líquida (-€0,8MM vs. 2015). Os custos associados ao pagamento antecipado (€74M), não recorrente, de dívida resultam da recompra de obrigações pela EDP e financiamento de projectos da EDPR. As **diferenças de câmbio e derivados** ficaram nos -€18M em 2016 (+€17M vs. 2015), incluindo um custo de €14M ao nível da EDPR. Os **custos financeiros capitalizados** recuaram €26M, para €58M em 2016, influenciados pela entrada em operação de projectos hídricos em Portugal. Os **ganhos com alienação de investimentos financeiros** atingiram €14M e incluem um ganho de €11M com a alienação da posição minoritária na central Tejo Energia no 1T16. Os **outros ganhos e perdas financeiros** (-€92M nos 2016, -€135M vs. 2015) foram impactados por: (i) menores na proveitos financeiros com activos regulatórios (-€65M vs. 2015), devido a: menor stock de activos regulatórios, diminuição da taxa de juro média e ganhos inferiores nas securitizações; (ii) registo de uma imparidade de €31M em 2016 (vs. €22M em 2015) relacionada com a nossa posição financeira no BCP; (iii) diminuição da receita financeira resultante da consolidação integral da ENEOP desde Set-15 (-€15M vs. 2015); (iv) custos associados com TEIs (-€11M face a 2015) devido a novos acordos de tax Equity.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram -€22M em 2016 (+€2M vs. 2015). A performance de 2016 foi penalizada por uma imparidade no 4T16 na nossa quota na central hídrica de São Manoel, no Brasil (-€26M).

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €89M (-€189M vs. 2015), impactado por uma poupança fiscal de €163M em 2016. Excluindo os efeitos não recorrentes, a taxa de imposto efectiva manteve-se em linha com 2015 em 19%. Além disso, em 2016 registou-se já o impacto total do ano da contribuição extraordinária sobre o sector de energia (CESE) (0,85% sobre os activos líquidos) em Portugal, o que ascendeu a €62M em 2016.

Os **interesses não controláveis**, no valor de €240M em 2016 (-€95M vs. 2015), incluem em 2016 o ganho registado na alienação de Pantanal no 1T16 (€30M), e por comparação com 2015 um ganho com a aquisição pela EDP Brasil de uma participação adicional na central de Pecém I no 2T15 (€127M) e um ganho com a aquisição da ENEOP pela EDPR (€28M) no 3T15.

O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** aumentou 5% face a 2015, para €961M em 2016, impactado por um forte desempenho operacional, apesar do ganho com a aquisição de uma participação adicional de 50% na central de Pecém I em 2015. Ajustado de eventos não recorrentes⁽¹⁾, o resultado líquido em 2016 foi de €919M (+23% vs. €749M em 2015).

⁽¹⁾Eventos não recorrentes: (i) em 2015 (+€163M), ganho com a venda de activos de gás à Redexis (+€85M); ganho com a aquisição de uma participação adicional de 50% na central de Pecém I (+€132M), registo de imparidade com o BCP (-€17M), na EDPR +€96M resultado da consolidação integral da ENEOP; imparidades sobretudo a nível da EDPR (-€70M); na CESE em Portugal (-€62M); (ii) em 2016 (+€41M), ganhos de capital obtidos na venda de Pantanal (+€31M), na venda da participação na central Tejo Energia (+€11M), registo de imparidade com o BCP (-€24M), imparidade com a central de São Manoel e ao nível da EDPR (-€24M), custos associados ao pagamento antecipado de dívida (-€49M), na poupança fiscal (+€163M) e na CESE em Portugal (-€62M).

Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	44	28	58%	+16
Liberalizado (P. Ibérica)	334	388	-14%	-54
Redes reguladas (P. Ibérica)	346	377	-8%	-31
Eólico & Solar	1.029	901	14%	+127
Brasil	169	114	49%	+55
Outros	43	(20)	-	+63
Grupo EDP	1.964	1.788	10%	+176
Expansão	1.267	1.184	7%	+83
Manutenção	697	604	15%	+93

1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16
4	7	6	12	1	12	8	23
93	96	79	121	48	65	83	138
69	78	77	153	65	83	85	112
163	159	274	306	89	290	204	446
21	24	25	44	21	37	49	62
14	15	17	(66)	9	4	8	23
362	379	477	570	233	491	436	804
260	244	348	331	127	334	261	546
102	134	129	238	106	157	176	258



Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	396	286	39%	+110
Perímetro consolidação EDPR	54	114	-52%	-59
Brasil - Produção	122	168	-27%	-45
Activos de gás (Ibéria) (1)	202	-	-	+202
Outros	17	5	275%	+13
Desinvestimentos	828	694	19%	+134
Activos de gás (Ibéria)	1	271	-99%	-269
EDP Brasil (Pantanal)	83	-	-	+83
Activos eólicos	727	417	74%	+309
Outros	18	6	212%	+12
Total	(432)	(408)	-6%	-24

Investimento Líquido (€M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	1.964	1.788	10%	+176
Investimentos financeiros	212	286	-26%	-74
Rotação de activos na EDPR	(964)	(339)	-185%	-625
Total	1.212	1.735	-30%	-523

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €1.964M em 2016, em grande parte (~65%) dedicado a projectos de expansão, nomeadamente em nova capacidade hídrica e eólica (€1,2MM).

O **investimento em nova capacidade eólica** (EDPR) atingiu €1.029M em 2016 (dos quais cerca de 80% na América do Norte). As **adições de capacidade eólica** atingiram 770MW em 2016, dos quais 629MW na América do Norte, 120MW no Brasil e 22MW na Europa. A **capacidade eólica em construção** alcançou os 248MW em Dez-16 (51% no Brasil, 40% nos EUA e 9% na Europa).

O **investimento em expansão** dedicado a **nova capacidade hídrica em Portugal** totalizou €193M, no seguimento da instalação de nova capacidade hídrica. Durante 2016, entraram em operação 2 centrais: Salomonde II (223MW) e Baixo Sabor (+156MW com o comissionamento integral da central). A Dez-16, a EDP tinha 2 centrais hídricas com bombagem em construção: a central Venda Nova III (756MW, com arranque previsto no 1T17) e a albufeira Foz-Tua (263MW, com comissionamento previsto no verão de 2017).

O **investimento operacional de manutenção** atingiu €697M em 2016, maioritariamente dedicado às redes reguladas na P. Ibérica e no Brasil. De notar que o investimento operacional de manutenção inclui vários trabalhos pluri-aneais realizados nas centrais hídricas, CCGT e a carvão na P. Ibérica, ao longo do ano.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €432M em 2016. Os **desinvestimentos financeiros** totalizaram €828M em 2016, contemplando: (i) €727M ao nível da EDPR, incluindo a venda de participações minoritárias em activos eólicos (excluindo suprimentos de accionistas) nos EUA à Axium (1T16), na Europa à EFG Hermes (2T16) e na Polónia/Itália à CTG (4T16); (ii) €83M relativos à venda pela EDP Brasil da Pantanal (1T16); e (iii) €18M maioritariamente explicados pela venda da participação minoritária na central Tejo Energia, no 1T16. Os **investimentos financeiros** ascenderam a €396M em 2016, incluindo: (i) na P. Ibérica, a aquisição à Repsol dos activos de distribuição de gás propano líquido no norte de Espanha (€116M), a participação adicional na Portgás (€48M) e da Naturgas (€38M); (ii) No Brasil, os contributos de capital da EDPB (€122M) para projectos, maioritariamente S. Manoel.

Em conclusão, o investimento líquido atingiu €1.212M em 2016 (vs. €1.735M em 2015), incluindo €1.964M de capex, €212M de investimentos financeiros e €964M de recebimentos por operações de rotação de activos pela EDPR (incluindo €366M de suprimentos relativos à transacção fechada na Europa).

(1) Diferença para a demonstração financeira resulta da inclusão do impacto do investimento operacional com a compra dos activos de distribuição da Repsol no Norte de Espanha (€116M).

Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.759	3.924	-4%	-165
Imposto corrente	(824)	(280)	-194%	-544
Juros financeiros líquidos	(813)	(892)	9%	+79
Resultados de associadas e dividendos	(18)	(11)	-57%	-7
Itens não monetários	(134)	(134)	0%	+0
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	1.970	2.606	-24%	-636

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.759	3.924	-4%	-165
Imposto corrente	(824)	(280)	-194%	-544
Investimento em fundo de maneo	1.107	(560)	-	+1.667
Recebimentos futuros da actividade regulada	1.526	27	5520%	+1.499
Itens não monetários	(134)	(134)	0%	+0
Outros	(285)	(452)	37%	+167

Fluxo das Actividades Operacionais	4.042	3.084	31%	+958
Investimento operacional	(1.964)	(1.788)	-10%	-176
Expansão	(1.267)	(1.184)	-7%	-83
Manutenção	(697)	(604)	-15%	-93
Var. de fundo de maneo de fornec. de imobilizado	8	24	-67%	-16
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	432	408	6%	+25
Juros financeiros líquidos pagos	(757)	(847)	11%	+90
Dividendos recebidos	20	34	-42%	-14
Dividendos pagos	(952)	(801)	-19%	-151
Acionistas	(673)	(672)	0%	-0
Outros	(280)	(129)	-117%	-151
Receb./.(pagamentos) parceiros institucionais EUA	452	68	562%	+384
Variações cambiais	(341)	(86)	-299%	-256
Outras variações não operacionais	517	(435)	-	+953
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	1.457	(338)	-	+1.795

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	13.369	14.357	-7%	-988
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	2.287	903	153%	+1.384
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(10.378)	(11.294)	8%	+917
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(609)	(740)	18%	+131
Fluxo gerado pelas operações	4.670	3.226	45%	+1.444
Receb./.(pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(628)	(142)	-343%	-486
Fluxo das Actividades Operacionais	4.042	3.084	31%	+958
Fluxo das Actividades de Investimento	(2.134)	(1.633)	-31%	-502
Fluxo das Actividades de Financiamento	(1.748)	(2.780)	37%	+1.032
Varição de caixa e seus equivalentes	159	(1.329)	-	+1.488
Efeito das diferenças de câmbio	117	(40)	-	+157

O FFO diminuiu 24% vs. 2015, totalizando €1.970M em 2016, reflexo de (i) um decréscimo de €165M no EBITDA (ver detalhes na página 3); (ii) um aumento de €544M do imposto corrente relativo ao aumento de receitas com maiores securitizações de défice tarifário em 2016, parcialmente mitigado por "outros" pelo montante de imposto corrente a pagar em 2017 e por €0.3MM relativos a um pagamento não-recorrente de imposto (relacionado com a antecipação de impostos e com activos regulatórios recebidos em 2016); e (iii) um decréscimo de €79M dos juros financeiros líquidos, reflectindo um custo com a dívida menos oneroso (4,4% em 2016 vs. 4,7% em 2015) e uma dívida líquida média mais baixa (-€0,8MM vs. 2015).

O fluxo das actividades operacionais cresceu €958M no período para €4.042M em 2016 impactado pela contribuição positiva dos recebimentos futuros da actividade regulada, ascenderam a €1.526M, incluindo: (i) um decréscimo de €1.239M vs. Dez-15 proveniente das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo -€2,2MM em securitizações em 2016; e (ii) uma redução de €285M vs. Dez-15 de activos regulados das nossas actividades de distribuição no Brasil. Os itens não monetários reflectem o pagamento anual (€267M em 2016 vs. €212M em 2017) de benefícios dos empregado, que este ano consideram uma contribuição adicional de €66M). As outras variações no fundo de maneo ascenderam a -€285M em 2016, reflexo do impacto dos impostos a pagar em 2017.

O investimento operacional de expansão totalizou €1.267M em 2016, traduzindo os trabalhos de construção de nova capacidade hídrica e eólica.

Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €432M em 2016, reflectindo essencialmente a venda de participações minoritária pela EDPR, nomeadamente: (i) parques eólicos nos EUA (€279M); (ii) num portfólio de activos na Europa (€419M, dos quais parte reflectido como suprimentos em 'outras variações não operacionais'), a venda de Pantanal pela EDPB (€83M), a aquisição de participação adicional na Portgás (€48M) assim como da Naturgas (€38M), e o impacto inicial da aquisição à Repsol dos activos de distribuição de gás propano no norte de Espanha (€116M).

No 18-Maio-16, a EDP pagou o seu dividendo anual de €673m (ou €0,185/acção, estável em relação ao ano anterior). De notar que no total de €952M de dividendos pagos em 2016 estão incluídos montantes pagos a interesses não controláveis, sobretudo ao nível da EDP Renováveis e da EDP Brasil.

Os recebimentos de Parceiros Institucionais reflectem o estabelecimento de uma nova parceria de financiamento nos EUA em 2016: parque eólico de Waverly (199MW), parque eólico de Jericho Rise (250MW) e o parque eólico de Timber Road III (101MW), um total de €623M, cujo impacto na dívida líquida foi parcialmente mitigado pela retenção de benefícios fiscais por investidores institucionais (€172M).

As variações cambiais reflectem o impacto de uma apreciação do Real e do USD face ao Euro de +26% e +3%, respectivamente.

Outras variações não operacionais em 2016 reflectem o impacto de decréscimo de suprimentos (€491M) relacionados com a alienação de participações minoritárias num portfólio de activos na Europa e com a subscrição do aumento de capital na EDP Brasil por minoritários (€184M).

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €1.457M vs. Dez-15 para €15,9MM a Dez-16.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Dec. vs. Dez.		
	Dez-16	Dez-15	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	24.194	22.774	1.420
Activos intangíveis	5.129	5.525	-396
Goodwill	3.415	3.389	26
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	1.547	1.028	519
Impostos, correntes e diferidos	1.399	587	812
Inventários	317	204	112
Clientes, líquido	-	-	-
Outros activos, líquido	6.511	7.705	-1.194
Depósitos colaterais	52	80	-28
Caixa e equivalentes de caixa	1.521	1.245	276
Total do Activo	44.084	42.537	1.547

Capital Próprio (€ M)	Dez-16	Dez-15	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9.406	8.670	737
Interesses não controláveis	4.330	3.452	878
Total do Capital Próprio	13.736	12.121	1.615

Passivo (€ M)	Dez-16	Dez-15	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	18.027	19.271	-1.244
<i>Médio e longo prazo</i>	<i>15.550</i>	<i>15.654</i>	<i>-104</i>
<i>Curto prazo</i>	<i>2.476</i>	<i>3.617</i>	<i>-1.140</i>
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.727	1.823	-97
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.520	1.165	355
Provisões	671	506	165
Impostos, correntes e diferidos	1.676	1.312	363
Proveitos diferidos de invest. institucionais	819	791	28
Outros passivos, líquido	5.907	5.547	360
Total do Passivo	30.347	30.415	-68

Total do Capital Próprio e Passivo	44.084	42.537	1.547
---	---------------	---------------	--------------

Benefícios aos Empregados (€ M) (1)	Dez-16	Dez-15	Δ Abs.
Pensões (2)	815	883	-68
Actos médicos e outros	912	940	-28
Benefícios aos Empregados	1.727	1.823	-97

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Dez-16	Dez-15	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	744	2.021	-1.277
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	253	216	37
Espanha	68	70	-2
Brasil	-114	170	-285
Receb. Futuros da Actividade Regulada	951	2.477	-1.526

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €1,0MM vs. Dez-15, para €29,3MM a Dez-16, reflectindo essencialmente: €1,9MM de investimento operacional no período, pela apreciação BRL e do USD face ao EUR (+€0,7MM) entre Dez-15 e Dez-16 (+26% e 3%, respectivamente), mitigados por -€1,5MM de amortizações do período. A Dez-16, existiam €2,9MM de imobilizado em curso (11% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** aumentaram €0,7MM vs. Dez-15, para €1,7MM a Dez-16, reflectindo: a inclusão dos activos da Portgás (€0,5MM), parcialmente mitigado pela conclusão da venda da central de Pantanal e da nossa posição na central a carvão Tejo Energia, bem como pela contribuição em espécie da nossa participação no BCP para o fundo de pensões da EDP. De notar que, a Dez-15, os investimentos financeiros incluem as nossas participações financeiras ao nível do Brasil em Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%) e São Manoel (33%); ao nível do grupo na EDP Ásia (50%), empresa detentora de 21% na CEM e 3,5% na REN; e ao nível da EDPR, participações em parques eólicos nos EUA e Espanha (356MW).

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, aumentaram €0,4MM vs. Dez-15, reflexo do aumento do imposto corrente do período, bem como dos passivos resultantes da venda de défice tarifário em Portugal em 2016. O montante em **clientes e outros activos (líquidos)** diminuiu €1,2MM vs. Dez-15 para €6,5MM a Dez-16, traduzindo sobretudo uma redução dos activos regulatórios no Brasil e das securitizações em Portugal.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** caiu €1.526M vs. Dez-15, para €951MM a Dez-16, reflexo de uma diminuição de €1,2MM do montante originado em Portugal e de uma diminuição de €285M do montante procedente do Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram para €0,7MM (8%), para €9,4MM a Dez-16, reflectindo essencialmente: (i) €0.3MM de reservas e resultados acumulados, fruto dos €961M de resultado líquido gerado no período, mitigado pelo pagamento anual de dividendos (€673M); (ii) o impacto positivo da apreciação do BRL vs. EUR (+€0,2MM); (iii) ganhos com a venda de participações minoritárias em parques eólicos pela EDPR e na aquisição de 5% da Naturgas, não incluídos no 'P&L' mas directamente nos capitais próprios (+€0.2bn). Os **interesses não controláveis** aumentaram €0,9MM para €4,4MM a Dez-16, devido à rotação de activos ao nível da EDPR e à subscrição de participações minoritárias de 49% ao nível da EDP Brasil, decorrentes do aumento de capital.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €97M vs. Dez-15 para €1.727M a Dez-16, reflectindo o pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos em 2016, assim como o pagamento extraordinário de €82M (€66M em dinheiro e €16M com a contribuição em espécie da nossa participação no BCP para o fundo de pensões da EDP). O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** aumentou €0,4MM vs. Dez-15 para €1,5MM a Dez-16, reflectindo os benefícios apropriados pelos parceiros institucionais, mitigados pela conclusão de diversos acordos institucionais (€623M) e pela apreciação do USD face ao EUR (3%).

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

Dívida Financeira Líquida Consolidada



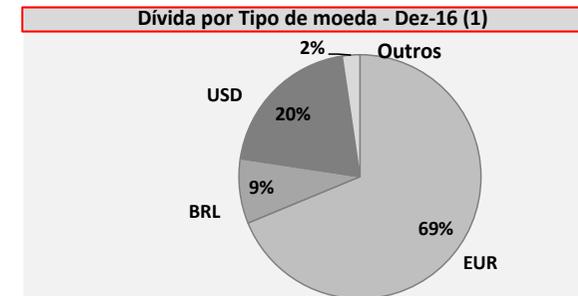
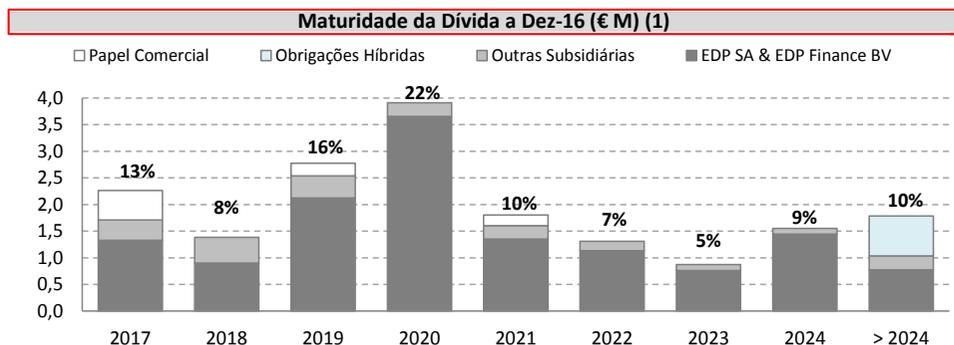
Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Dez-16	Dez-15	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	15.214	16.157	-6%	-943
EDP Produção & Outros	79	115	-31%	-35
EDP Renováveis	787	1.080	-27%	-293
EDP Brasil	1.582	1.415	12%	167
Dívida Financeira Nominal	17.662	18.767	-6%	-1.105
Juros da dívida a liquidar	292	332	-12%	-40
"Fair Value"(cobertura dívida)	73	172	-58%	-99
Derivados associados com dívida (2)	(130)	(175)	26%	45
Depósitos colaterais associados com dívida	(52)	(80)	35%	28
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(391)	(381)	-3%	-10
Dívida Financeira	17.454	18.635	-6%	-1.181
Caixa e Equivalentes	1.521	1.245	22%	276
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	525	680	-23%	-155
EDP Renováveis	408	299	37%	109
EDP Brasil	588	267	121%	321
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	10	9	3%	0

Dívida líquida do Grupo EDP	15.923	17.380	-8%	-1.457
-----------------------------	--------	--------	-----	--------

Linhas de Crédito em Dez-16 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	Ago-17
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	Jun-19
Linha Crédito "Revolving"	500	16	300	Fev-20
Linhas Crédito Domésticas	156	7	156	Renewable
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	40	Jul-05
Total Linhas Crédito	3.981		3.721	

Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Positive/B	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	29-11-2016	12-02-2016	31-10-2016

Rácios de Dívida	Dez-16 (3)	Dez-15
Dívida Líquida / EBITDA	4,2x	4,4x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	4,0x	3,8x



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da 'holding' (EDP S.A. e EDP Finance B.V.) através dos mercados de dívida e de empréstimos bancários. A manutenção do acesso a fontes diversificadas de financiamento e assegurar as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência são princípios que continuam a fazer parte da estratégia de financiamento da empresa. Em Fev-16, a Moody's manteve a notação de rating da EDP em "Baa3" com Outlook 'Estável'. Esta afirmação do rating da EDP ocorreu no seguimento da revisão do rating da EDP e de outras empresas Europeias do sector ao clima de mercado, reflectindo a menor exposição da EDP ao risco de diminuição de preços da electricidade, bem como a sua flexibilidade financeira. Em Out-16, a Fitch manteve a notação de rating em "BBB-" com Outlook 'Estável' e em Nov-16, a S&P manteve a notação de rating da EDP em "BB+" com Outlook 'Positivo'.

No que se refere às **principais operações de reembolso e refinanciamento**, em Fev-16 a EDP reembolsou €750M respeitantes a uma obrigação com cupão de 5,875%, na maturidade. Em Mar-16, a EDP emitiu um empréstimo obrigacionista de €600M, com vencimento em Mar-23, e cupão de 2,375%. Em Jun-16 a EDP reembolsou €500M respeitantes a uma obrigação com cupão de 4,625%. Em Ago-16, a EDP emitiu €1.000M em obrigações, com vencimento em Fev-24 e cupão de 1,125%. Em Set-16 a EDP reembolsou na maturidade, €1.000M respeitantes a uma obrigação com cupão de 4,75%. No 4T16, no âmbito da gestão de dívida, a EDP recomprou: (i) note entitlements no montante de €250M com vencimento em 2018; e (ii) duas obrigações no valor de total de USD500M: USD469M de uma obrigação com vencimento em Fev-18 e cupão de 6% e USD31M de uma outra com vencimento em Out-19 e cupão de 4,9%. Em Jan-17, a EDP emitiu um empréstimo obrigacionista de €600M, com vencimento em Set-23 e cupão de 1,875%. As emissões de obrigações da EDP estão em linha com a política financeira do grupo de alargar o prazo médio da dívida contribuindo para a melhoria das métricas de crédito da EDP e execução dos objectivos de desalavancagem financeira.

A Dez-16, a **maturidade média da dívida** era de 5 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 69% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. As **necessidades de refinanciamento para 2017** ascendem a €1,8MM essencialmente constituídas por vários empréstimos bancários e duas obrigações: obrigação de €750M com cupão 5,75% e maturidade em Set-17; e obrigação de GBP200M com cupão de 6,625% e maturidade em Ago-17. Em 2018 as necessidades de refinanciamento totalizam €0,9MM, incluindo os restantes USD530MM, da obrigação mencionada anteriormente, com cupão 6% e maturidade em Fev-18. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,3MM a Dez-16. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além 2018.

(1) Valor Nominal, incluindo 100% da obrigação híbrida; (2) Derivados relacionados com net investment e fair-value de cobertura de dívida; (3) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3.759M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%.



Áreas de Negócio

Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2016	2015	Δ%	2016	2015	Δ%	2016	2015	Δ%
Hidroeléctrica	15,2	8,7	74%	39,2	31,2	26%	54,4	39,9	36%
Nuclear	-	-	-	56,1	54,7	2%	56,1	54,7	2%
Carvão	11,7	13,7	-14%	35,2	50,9	-31%	46,9	64,6	-27%
CCGT	7,4	5,2	41%	25,7	25,3	2%	33,1	30,5	8%
Fuel/gas/diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Bombagem	(1,5)	(1,5)	4%	(4,8)	(4,5)	7%	(6,3)	(6,0)	6%
Regime Convencional	32,8	26,2	25%	151,3	157,6	-4%	184,1	183,8	0%
Eólica	12,2	11,3	8%	47,3	47,7	-1%	59,5	59,1	1%
Outras	9,3	9,1	2%	44,9	44,5	1%	54,2	53,6	1%
Regime Especial	21,5	20,5	5%	92,2	92,2	-0%	113,7	112,7	1%
Importação/(exportação)	(5,1)	2,3	-	6,4	(1,5)	-	1,3	0,8	69%
Consumo Referido à Emissão	49,2	48,9	0,6%	249,9	248,4	0,6%	299,1	297,3	0,6%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,4%			-0,1%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2016	2015	Δ%	2016	2015	Δ%	2016	2015	Δ%
Procura convencional	40,5	41,2	-2%	261,8	253,5	3%	302,3	294,7	3%
Procura para produção electricidade	15,4	11,0	39%	59,6	61,2	-3%	75,0	72,3	4%
Procura Total	55,8	52,2	7%	321,4	314,7	2%	377,3	367,0	3%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 0,6% em 2016, reforçada por um crescimento mais acelerado no 4T16 (+2% em termos homólogos). A evolução em Portugal e Espanha durante 2016 foi equilibrada, em ambos os casos com um impacto de temperatura e calendário favorável. Em Espanha (84% do total), a procura ajustada de temperatura e dias úteis manteve-se estável (-0,1% face a 2016). Em Portugal (16% do total), a procura ajustada de temperatura e dias úteis cresceu 0,4% em 2016.

A capacidade instalada na P. Ibérica caiu 1,0GW, explicada pelo encerramento de centrais a fuelóleo (0,8GW), centrais a carvão (0,4GW) e em regime especial (essencialmente cogeração e resíduos), capacidade pela adição de nova capacidade hídrica (+0,5GW em Portugal). Este decréscimo foi parcialmente compensado pela entrada em operação de nova capacidade hídrica em Portugal (0,4GW) e eólica na P. Ibérica.

O aumento da procura em 2016 (+1,9TWh) foi integralmente satisfeito por um acréscimo de produção em regime especial (+0,1TWh) e por importações líquidas (+0,5TWh). A procura residual térmica (PRT) caiu 16% (-15TWh) em 2016, suportada por: (i) +14TWh de produção hídrica (líquida de bombagem), resultante de condições hídricas favoráveis (hidraulicidade ficou 33% acima da média histórica em Portugal e 10% acima em Espanha); e (ii) +0,5TWh de energia nuclear. A redução da PRT foi integralmente suportada por uma quebra da produção a carvão (-27%, -18TWh), justificando um factor médio de utilização de 46% (-16pp em termos homólogos). Por sua vez, a produção em CCGTs subiu 8% em 2016 (+2,5TWh), fruto de uma intensidade de utilização mais elevada no 4T16: a produção subiu 54% em termos homólogos, com reflexo numa subida do factor médio de utilização em 7pp, para 20%.

De modo geral, os recursos hídricos e eólicos mais fortes substituíram a capacidade térmica nos 9M16, mas a situação reverteu-se no 4T16: a hidraulicidade situou-se 50% abaixo da média histórica (tanto em Portugal como em Espanha) e os reservatórios terminaram o ano abaixo da média histórica; a eolicidade ficou 30% a abaixo da média em Espanha e 15% abaixo da média em Portugal. Consequentemente, a PRT no 4T16 cresceu 19% em termos homólogos, impactada por condições atmosféricas, maior procura total e subida de exportações líquidas na P. Ibérica, impulsionadas por paragens de centrais nucleares em França e baixas temperaturas na Europa.

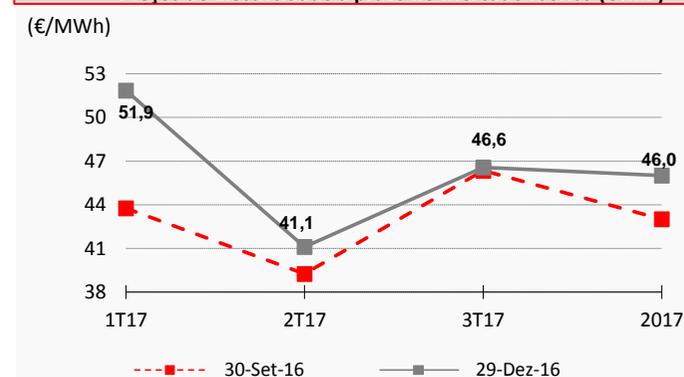
O preço médio à vista em Espanha desceu 21% em 2016, para €40/MWh, tanto em Espanha como em Portugal, suportado por um aumento de 35% no 4T16, face ao 3T16 (para €57/MWh). O preço médio de CO₂ caiu 30% em 2016, para €5,3/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha desceu 25%, para 47€/MWh em 2016. 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 3% em 2016, impulsionado pela forte recuperação no 4T16 (+14% em termos homólogos), suportada pelo reforço de produção de electricidade a partir de CCGTs: o consumo de gás para produção de electricidade (20% do total na P. Ibérica) subiu 38% no 4T16, com especial contributo de Portugal. Em 2016, a procura convencional representou 80% do consumo total de gás na P. Ibérica, evidenciando uma evolução mista em Portugal (-2%) e Espanha (+3%).

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

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	2016	2015	Δ%
Hídrica	23,5	23,1	2%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,7	-4%
CCGT	28,8	28,8	0%
Fuel/gas/diesel	-	0,8	-
Regime Convencional	70,6	71,4	-1%
Eólica	28,1	27,9	1%
PRE's (outras)	19,7	20,0	-2%
Regime Especial	47,8	47,9	0%
Total	118,3	119,3	-1%

Preços de Electricidade a prazo no Mercado Ibérico (OMIP)



Factores Chave	2016	2015	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,33	0,74	80%
Espanha	1,10	0,80	38%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,00	1,01	-1%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	39,4	50,4	-22%
Espanha	39,7	50,3	-21%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	47,4	63,0	-25%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	5,3	7,7	-30%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	59,8	56,8	5%
Gás NBP, €/MWh (1)	14,3	20,0	-28%
Brent, USD/Barril (1)	43,7	52,5	-17%
EUR/USD (1)	1,11	1,11	-1%

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



DR Operacional (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	865	1.033	-16%	-168
Receitas no mercado (i)	649	828	-22%	-178
Desvio anual (ii)	169	160	6%	+10
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	46	46	0%	+0
Custos Directos: CAE/CMEC	286	367	-22%	-81
Carvão	175	213	-18%	-38
Fuel	1	1	18%	+0
CO2 e outros custos (líquidos)	110	153	-28%	-43
Margem Bruta CAE/CMEC	579	666	-13%	-88
Térmica (cogeração) (1)	7	13	-47%	-6
Mini-hídricas	54	38	42%	+16
Margem Bruta Regime Especial	61	51	19%	+10
Custos Operacionais Líquidos (2)	110	135	-18%	-24
EBITDA	529	583	-9%	-54
Amortizações & provisões líquidas	130	161	-20%	-31
EBIT	399	422	-5%	-22
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (3)	(29)	7	-	-36
Empregados (#)	1.020	1.106	-8%	-86

CAE/CMEC: Dados-chave	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,05	1,05	-0%	-0,00
Carvão	1,04	1,08	-4%	-0,04
Capacidade Instalada (MW)	3.843	4.470	-14%	-627
Hídrica	2.663	3.290	-19%	-627
Carvão	1.180	1.180	-	-
Output (GWh)	15.261	14.631	4%	+630
Hydro	7.179	4.975	44%	+2.204
Coal	8.082	9.657	-16%	-1.574

Regime Especial: Dados-chave	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	705	663	6%	+42
Mini-hídricas Portugal	549	349	57%	+200
Térmica em Portugal	156	183	-15%	-27
Térmica em Espanha (1)	-	131	-	-
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	98	88	11%	+10
Térmica em Portugal	45	31	45%	+14
Térmica em Espanha (1)	-	58	-	-

Investimento Operacional (€M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	42	27	55%	+15
Regime Especial	2	1	151%	+1
Total	44	28	58%	+16

O EBITDA da produção contratada de L.P. recuou 9% (-€54M em termos homólogos), para €529M em 2016, influenciado pela transferência de 8 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do fim dos respectivos PPAs (margem bruta de €75m em 2015). Estas centrais têm capacidade instalada de 627MW e uma produção anual de 1,7TWh (num ano hídrico médio).

A margem bruta de CAE/CMEC desceu 13% face a 2015, para €579M em 2016, reflectindo o termo dos PPAs acima referidos em Dez-15 e da depreciação da base de activos num contexto de inflação muito baixa. Os resultados com o abastecimento de combustíveis, decorrente da diferença dos preços de mercado de CO₂ e combustíveis entre o momento da aquisição e do consumo registou um impacto positivo na margem bruta. Note-se que em resultado da nossa estratégia de cobertura de risco decorrente destas variações através de produtos derivados, este impacto é compensado ao nível de resultados financeiros.

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €169M em 2016. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €47M em 2016, uma vez que a maior produção (32% acima da referência CMEC) devido à hidraulicidade 33% acima de um ano hídrico médio, foi mitigada por um preço médio realizado 39% abaixo da referência do CMEC e por um impacto negativo da baixa inflação. Por sua vez, a margem bruta da central de Sines ficou €122M abaixo da referência CMEC em 2016, reflexo de uma produção e margem média unitária inferior à referência CMEC, em 7% e 44%, respetivamente.

A margem bruta no regime especial aumentou €10M em termos homólogos, para €61M em 2016, em consequência do aumento em 57% na produção mini-hídrica, suportado pela forte hidraulicidade no 1S16.

Os custos operacionais líquidos⁽²⁾ caíram 18% face a 2016, para €110M em 2016, reflexo da transferência para o nosso portfólio de mercado da 627MW hídricas e de uma redução natural no número de colaboradores.

As amortizações líquidas e provisões ascenderam a €130M em 2016, reflectindo uma menor base de activos PPA/CMEC.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. aumentou €16M, para €44M em 2016, largamente explicado por trabalhos programados de manutenção na central de Sines.

NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

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

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

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

(1) Com efeitos a 1 de Janeiro de 2016, a cogeração e resíduos abrangidos no Regime Especial em Espanha são reportados nas Actividades Liberalizadas na Ibéria.

(2) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos c/ Pessoal + Custos c/ benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (3) Inclui um custo realizado de €4M em 2016 e um ganho de €1M em 2015;

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.089	879	24%	+210
Produção de electricidade	751	594	26%	+157
Portugal	395	239	65%	+155
Espanha	360	347	4%	+13
Ajustamentos	(4)	8	-	-12
Comercialização de electricidade	251	209	20%	+42
Comercialização de gás	88	70	25%	+17
Ajustamentos	(1)	6	-	-7
Custos Operacionais Líquidos (1)	553	516	7%	+38
EBITDA	536	364	47%	+172
Provisões	(21)	11	-	-33
Amortizações e imparidades	234	200	17%	+34
EBIT	323	152	112%	+171

Performance Electricidade	2016	2015	Δ%	2016	2015	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade	20.654	18.355	13%	22,3	31,8	-30%
Compras de Electricidade	37.754	35.395	7%	46,5	58,8	-21%
Fontes de Electricidade	58.408	53.750	9%	38,7	50,5	-23%

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	1.199	977	23%	n.a.	n.a.	-
Cientes Finais - Retalho	36.629	34.295	7%	60,6	65,3	-7%
Mercado Grossista	20.579	18.478	11%	47,9	59,5	-20%
Destinos de Electricidade	58.408	53.750	9%	54,9	62,2	-12%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	2016	2015	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	16,2	11,6	39%	+4,5
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	(0,6)	0,8	-	-1,4
Margem Unitária (€/MWh)	15,6	12,4	25%	+3,1
Volume Total (TWh)	58,4	53,8	9%	+4,7
Fontes & Destinos Electricidade Outros (5)	910	669	36%	+242
	92	134	n.a.	-42
Total	1.002	803	25%	+199

Destinos de Gás (TWh)	2016	2015	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	7,7	6,6	17%	+1,1
Vendido no mercado grossista de gás	12,4	18,8	-34%	-6,4
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	10,4	11,6	-10%	-1,2
Total	30,6	37,1	-18%	-6,5

O **EBITDA das actividades liberalizadas** cresceu 47%, para €536M em 2016, impulsionado por: (i) um mix de geração mais barato, decorrente de expansão de capacidade e forte recuperação nos recursos hídricos (peso de 43% no mix de geração em 2016 vs. 25% em 2015); (ii) aumento dos resultados com gestão de energia, na sequência de um contexto de preços baixos e com grande volatilidade durante o 1S16; e (iii) maior contribuição de negócio de comercialização, impactado pelo abrandamento de crescimento da carteira de clientes (vs. Crescimento acelerado nos anos anteriores), a par do ganhos decorrentes de maior escala de operações, do elevado nível de satisfação dos clientes e de acréscimo de margem por cliente.

Com o termo dos PPAs de 8 centrais hídricas em Dez-15, 627MW de capacidade hídrica foram transferidos do portfólio de Produção Contratada L.P. para o portfólio de Produção Liberalizada.

A **margem bruta no negócio de electricidade** subiu 25%, para €1.002M em 2016, impulsionada por um acréscimo da margem média unitária (de €12,4/MWh em 2015 para €15,6/MWh em 2016) e nos volumes vendidos (+9% em termos homólogos).

Margens ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média antes de coberturas melhorou de €11,6/MWh em 2015, para €16,2/MWh em 2016, alavancada sobretudo por um mix menos oneroso nas origens da electricidade vendida. O **custo médio da electricidade vendida** desceu 23% face a 2015, para €39/MWh em 2016, suportado por um custo médio de produção mais baixo (-30% em termos homólogos, resultado da maior contribuição hídrica e da produção a carvão e gás a um custo mais baixo) e de um custo médio de electricidade comprada mais baixo (-21% em termos homólogos, em linha com a evolução do preço médio em mercado). O **preço médio da electricidade vendida** desceu 12% em 2016, suportado por: (i) queda de 7% no preço médio de venda a clientes finais, em função de custo de electricidade mais baixo; e (ii) descida de 20% no preço médio de venda em mercado grossista (em linha com a descida dos preços no mercado à vista).

Volumes: O volume vendido cresceu 9% para 59TWh em 2016, reflexo do acréscimo de electricidade vendida a clientes finais (+7%) e no mercado grossista (+11%). A nossa produção satisfaz 56% do total das vendas a clientes finais (vs. 54% em 2015).

Os **custos operacionais líquidos** ⁽⁴⁾ aumentaram 7% face a 2015, impulsionados por uma acréscimo de fornecimentos e serviços externos, explicada expansão de portfólio de clientes e de geração; e pela transferência de activos hídricos do portfólio de Produção Contratada L.P.

O **nosso abastecimento de gás** em 2016 baseia-se num portfólio anual de 3,1bcm afecto a contratos de longo prazo. Em 2016, o volume de gás consumido caiu 18%, suportado pelas vendas em mercado grossista. Como corolário das condições de mercado ibérico, o consumo de gás concentrou-se mais na produção de electricidade do que na venda a clientes finais.

A EDP está a adaptar a sua estratégia de coberturas às actuais condições de mercado, fazendo uso da flexibilidade proporcionada pela gestão integrada de operações de electricidade e gás no mercado ibérico. Assim, a EDP maximizou o consumo de gás na produção de electricidade, na venda de gás em mercados grossista/retalista, tendo já fechado margem para ~90% do gás comprometido em 2017. De igual forma a EDP fechou posição para ~65% da produção a carvão esperada em 2017. Em conjunto com um abastecimento de combustíveis e condições competitivas, a EDP fechou vendas de electricidade a clientes finais num total de c27TWh para 2017, com um preço médio c€55/MWh (excluindo vendas com preço indexado ao preço da pool).

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

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

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2016	2015	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	751	594	26%	+157
Portugal	395	239	65%	+155
Espanha	360	347	4%	+13
Ajustamentos	(4)	8	-	-12
Fornecimentos e serviços externos	80	64	24%	+16
Custos com pessoal	56	47	18%	+9
Custos com benefícios sociais	-	0	-	-0
Outros custos operacionais (líq.)	157	180	-12%	-22
Custos Operacionais Líquidos (1)	293	291	1%	+2
EBITDA	458	303	51%	+155
Provisões	1	3	-79%	-3
Amortizações e imparidades	224	190	18%	+33
EBIT	234	109	114%	+124

Empregados (#)	2016	2015	Δ%	Δ Abs.
	580	576	1%	+4

Dados-chave	2016	2015	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	20.654	18.355	13%	+2.299
CCGT	5.242	3.666	43%	+1.576
Carvão	5.150	8.946	-42%	-3.796
Hidroeléctrica	8.924	4.517	98%	+4.407
Nuclear	1.239	1.227	1%	+12
Cogeração e Resíduos (2)	100	-	-	100
Custos Variáveis (€/MWh) (3)	22,3	31,8	-30%	-9,5
CCGT	51,2	66,8	-23%	-15,6
Carvão	29,4	34,3	-14%	-4,9
Hidroeléctrica	3,9	5,6	-31%	-1,7
Nuclear	5,1	5,0	2%	+0,1
Factores de Utilização (%)				
CCGT	16%	11%	-	5p.p.
Carvão	48%	70%	-	-22p.p.
Hidroeléctrica	29%	21%	-	8p.p.
Nuclear	91%	90%	-	1p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (4)	6,2	9,0	-30%	-2,7

Investimento Operacional (€ M)	2016	2015	Δ%	Δ Abs.
Expansão	232	332	-30%	-101
Manutenção	85	40	110%	+45
Total	317	373	-15%	-56

As nossas actividades de produção em mercado e de comercialização são geridas de forma integrada, uma vez que a nossa produção é maioritariamente vendida às nossas unidades de comercialização a preços fixos.

O nosso portfólio de geração convencional na P. Ibérica cresceu 10% nos últimos 12 meses, para 8.678MW em Dez-16, impulsionado por: i) o arranque de exploração comercial em Salamonde 2 (223MW no 1H16), o comissionamento integral de Baixo Sabor (+156MW face 2015); ii) o encerramento de Soto 2 em Jan-16 (239MW); e iii) a transferência em Jan-16 de 8 centrais hídricas (627MW, 'centrais ex-PPA'), para o portfólio de mercado, no seguimento do final dos PPAs respectivos.

A **produção** das nossas centrais de geração subiu 13% em 2016, sobretudo devido ao forte aumento na produção hídrica (+98%) e em CCGTs (+43%). Por sua vez, a produção a carvão recuou 42% no período, reflexo da sua substituição por produção hídrica e das paragens programadas ocorridas no âmbito de investimentos ambientais em DeNOx. O forte acréscimo de produção hídrica é explicado pela transferência de 'centrais ex-PPA', pelo comissionamento de nova capacidade e por recursos hídricos mais fortes (em particular no 1S16, já que o 4T16 foi marcado por recursos hídricos 50% abaixo da média histórica). O **custo médio de produção** desceu 30%, em termos homólogos, para €22/MWh em 2016, suportado pelo aumento do peso no mix de produção da tecnologia hídrica, mais barata: 43% do total da geração em 2016 vs. 25% em 2015. Adicionalmente, o custo médio de produção mais baixo reflecte um custo médio associado às tecnologias a carvão e gás mais baixo, em resultado da queda do preço do carvão/Brent e CO₂ consumidos.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica aumentou 98% em 2016 (+3,8TWh), devido à contribuição das centrais ex-PPA (1,9TWh), à contribuição da nova capacidade hídrica e aos fortes recursos hídricos, particularmente no Norte/Centro de Portugal. O **custo médio de produção hídrica** caiu de €5,6/MWh em 2015 para €3,9/MWh em 2016, reflectindo uma maior diluição dos custos da actividade de bombagem num contexto de reservas hídricas elevadas. A nossa participação de 15,5% na produção nuclear da central de Trillo correspondeu a um factor médio de utilização de 91% em 2016.

CCGTs: A **produção** aumentou 43% em 2016 face a 2015, impulsionada por um acréscimo em termos homólogos de 86% no 4T16, suportado no aumento da competitividade-custo desta tecnologia face ao carvão. O factor médio de utilização subiu 13pp em termos homólogos, para 28% no 4T16, elevando o factor médio de utilização em 2016 a 16%. O **custo médio de produção** caiu 23% face a 2016, para €51/MWh em 2016, suportado por uma diminuição dos custos variáveis de gás e e CO₂ e, não menos importante, pela maior diluição de custos fixos proporcionada pelo acréscimo de produção.

Carvão: A **produção** caiu 42% em 2016, penalizada pela forte eolicidade e hidraulicidade na P. Ibérica (particularmente no 1S16) e pela paragem programada de centrais a carvão (nomeadamente Soto 3 e Aboño 2), no âmbito do respectivo processo instalação de DeNOx. O **factor médio de utilização** caiu 22pp, para 48% em 2016 (-20pp face ao período homólogo, para 61% no 4T16). O **custo médio da produção** decresceu 14%, para €29/MWh, em particular devido a um menor custo do carvão e CO₂.

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ mantiveram-se estáveis face a 2015, em €293M em 2016, reflexo de maiores custos com fornecimentos e serviços externos, decorrentes da expansão do portfolio (nova capacidade hídrica e transferência de 'centrais ex-PPA'); e de um menor impacto de impostos e taxas suportados (-€24M em termos homólogos, para €136M em 2016): a redução de impostos pagos em Espanha por força de queda de preço de venda e de produção (nomeadamente a carvão) foi parcialmente compensada por aumento de custo com clawback em Portugal.

As **amortizações e imparidades** aumentaram €33M, para €224M em 2016, impactadas pela expansão de portfólio.

O **investimento operacional** caiu €56M face a 2015, para €317M em 2016, suportado pela diminuição do investimento operacional de expansão dedicado à nova capacidade hídrica em Portugal, no seguimento da início de exploração de nova capacidade. O investimento operacional de manutenção ascendeu a €85M, reflectindo trabalhos de manutenção adicionais na central de Aboño 2, no âmbito do projecto de instalação de DeNOx, alguns trabalhos pluri-anuais em centrais CCGT e hídricas. A Dez-16, a EDP tem ainda 2 centrais hídricas em construção: Venda Nova 3 (com comissionamento esperado no 1T17) e Foz-Tua (com comissionamento no verão 2017). Relativamente aos investimentos DeNOx em curso, em Aboño 2 e Soto 3, investiu-se €39M em 2016 e é expectável que se efectuem novas paragens no 1S17, no caso de Soto 3.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos c/ Pessoal + Custos c/ benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.); (2) Com efeitos a 1 de Janeiro de 2016, a cogeração e resíduos abrangidos no Regime Especial em Espanha são reportados nas Actividades Liberalizadas. (3) Inclui custos de combustível, licenças de emissão de CO₂, resultados de hedging; Custo médio inclui cogeração e resíduos; (4) Inclui emissões de CO₂ pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos.

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	2016	2015	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	136	135	1%	+1
Fornecimentos e serviços externos	72	64	12%	+8
Custos com pessoal	12	11	4%	+0
Custos com benefícios sociais	0	0	4%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	36	28	31%	+9
Custos Operacionais Líquidos (1)	120	103	16%	+17
EBITDA	16	32	-49%	-15
Provisões	(22)	2	-	-24
Amortizações e imparidades	3	4	-27%	-1
EBIT	36	26	35%	+9

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	2016	2015	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	186	143	30%	+43
Fornecimentos e serviços externos	111	91	22%	+20
Custos com pessoal	13	12	8%	+1
Custos com benefícios sociais	0	-	-	+0
Outros custos operacionais (líq.)	18	19	-7%	-1
Custos Operacionais Líquidos (1)	142	122	16%	+20
EBITDA	44	21	109%	+23
Provisões	(0)	7	-	-7
Amortizações e imparidades	8	6	26%	+2
EBIT	36	8	342%	+28

Dados-chave	2016	2015	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	16.222	15.027	8%	+1.195
Quota de Mercado (%)	9%	8%	-	0p.p.
Clientes (mil)	840	774	9%	+66
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	477	497	-4%	-20
Clientes (mil)	227	238	-4%	-10
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	19.129	26.590	-28%	-7.461
Quota Mercado (%) (2)	3%	3%	-	0p.p.
Clientes (mil)	851	837	2%	+14
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	18.291	17.164	7%	+1.128
Quota de Mercado (%) (3)	46%	43%	-	3p.p.
Clientes (mil)	4.024	3.713	8%	+311
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	3.704	3.852	-4%	-148
Quota Mercado (%) (2) (4)	-	11%	-	-
Clientes (mil)	592	501	18%	+92
Investimento Operacional (€ M)	17	16	7%	+1
Empregados (#)	373	356	5%	+17

As nossas actividades de fornecimento de electricidade e gás em Portugal e Espanha estão integradas numa plataforma única de energia, o que permite a existência de uma estrutura comercial ágil e competitiva. As subsidiárias do Grupo EDP que operam neste segmento de negócio têm contratos intra-grupo para abastecimento de electricidade e gás com as nossas áreas de produção e 'trading' de energia.

Comercialização de Energia em Espanha

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Espanha** manteve-se estável durante 2016, em €136M, reflexo do impacto misto de acréscimo de volume comercializado, de uma política comercial mais selectiva no negócio de comercialização de gás e de algumas oportunidades de trading de gás.

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre aumentou 8% em 2016, em linha com a expansão do portfólio de clientes nos últimos 12 meses. A quota de mercado (incluindo apenas volume de retalho) manteve-se quase estável em 9%. O **volume de gás** vendido caiu 28% vs. 2015, para 19TWh em 2016, reflexo da estratégia da EDP de enfoque nos segmentos mais atractivos e de temperaturas mais amenas. A quota de mercado (incluindo apenas volume de retalho) manteve-se estável, em 3% em 2016.

Os **custos operacionais líquidos**⁽¹⁾ subiram 16% em termos homólogos, para €120M em 2016, reflexo do acréscimo de custos com serviços a clientes decorrente da expansão do portfólio. O **EBIT** em 2016 beneficiou da reversão de provisões realizadas em anos anteriores.

Comercialização de Energia em Portugal

O forte ritmo de passagem de clientes para o mercado livre ao longo dos últimos anos está agora a abrandar, uma vez que a maior parte dos clientes já faz parte do mercado livre. No final de Dez-16, o número de clientes no mercado livre atingiu 4,7M (+367 mil clientes durante 2016), enquanto a maioria dos clientes que permanece no mercado regulado corresponde ao segmento residencial.

Neste contexto, a EDP expandiu o seu portfólio em 8% nos últimos 12 meses (+311 mil), para 4,0M de clientes em Dez-16, ainda que evidenciando um abrandamento na captação de novos clientes face aos 12 meses anteriores (+657 mil clientes). Em linha com a estratégia de promoção da satisfação dos nossos clientes e de aumento da receita por cliente, a EDP: (i) expandiu a sua oferta dual (electricidade + gás) em 18% face a 2015, (ii) intensificou a sua oferta de serviços energéticos; e (iii) o número de reclamações por mil clientes caiu 46% vs. 2015.

A **margem bruta da EDP na actividade de comercialização em Portugal** subiu 30% (+€43M face a 2015), para €186M em 2016, impulsionada pela expansão do portfólio de clientes e pelo aumento de margem obtida por cliente.

Os **custos operacionais líquidos**⁽¹⁾ subiram €20M em termos homólogos, para €142M em 2016, reflexo da expansão do portfólio (acréscimo de custo com serviços a clientes, como sejam call centers, facturação, provisionamento) e aumento do peso de clientes residenciais no portfólio. A EDP está a criar espaço para reduzir o custo por cliente através de um aumento da taxa de digitalização: a facturação electrónica cresceu 28% em termos homólogos enquanto as facturas emitidas em papel caíram 5% vs. 2015.

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

(2) Quota de mercado no mercado retalhista (exclui vendas grossistas); (3) Dados a Nov-16, conforme informação disponível na ERSE; (4) Com base na informação disponível mais recente: Jun-15.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.453	1.350	8%	+104
Forn. e serviços externos	305	293	4%	+12
Custos com Pessoal	94	84	11%	+10
Outros custos operac. (líq.)	(116)	(170)	-31%	+53
Custos Operacionais Líq. (1)	282	207	36%	+75
EBITDA	1.171	1.142	3%	+29
Provisões	5	(0)	-	+5
Amortizações e imparidades	602	565	7%	+38
EBIT	564	578	-2%	-14
Resultados financeiros	(350)	(285)	23%	-65
Resultados em associadas	(0)	(2)	-88%	+1
Resultados Antes de Impostos	214	291	-27%	-77

Opex Performance	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Core Opex/MW Médio (€mil) (2)(3)	42,8	45,1	-5%	-2
Empregados (#)	1.083	1.018	6%	+65

Dados Gerais	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	10.052	9.281	8%	+770
Europa	4.986	4.965	0%	+22
América do Norte	4.861	4.233	15%	+629
Brasil	204	84	143%	+120
Electric. Produzida (GWh)	24.473	21.388	14%	+3085
Factor méd. utilização (%)	30%	29%	-	1 p.p.
Preço méd. venda (€/MWh)	61	64	-5%	-3
EBITDA (€ M)	1.171	1.142	3%	+29
Europa (3)	666	690	-3%	-24
América do Norte	502	462	9%	+40
Brasil	25	12	104%	+13
Outros & Ajustam.	(22)	(22)	0%	-
EBIT (€ M)	564	578	-2%	-14
Europa (3)	360	401	-10%	-41
América do Norte	212	195	9%	+17
Brasil	17	7	136%	+10
Outros & Ajustam.	(25)	(25)	1%	-
Investim. Operac. (€ M)	1.029	901	14%	+127
Europa (3)(4)	131	182	-28%	-52
América do Norte	841	646	30%	+195
Brasil	57	73	-22%	-16

Dados da Acção	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	7,15	5,87	22%	1,3
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	335	645	-48%	-310
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.421	3.042	-20%	-621
Dívida Líquida	2.755	3.707	-26%	-952
Interesses não controláveis	1.448	863	68%	+585
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (5)	1.520	1.165	31%	+355
Valor Contabilístico	6.125	5.971	3%	+154
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,05	1,09	3%	-0,03

Resultados Financeiros (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(179)	(189)	6%	+11
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(90)	(79)	-14%	-11
Custos capitalizados	23	23	0%	+0
Diferenças Cambiais	10	(3)	-	+12
Outros	(114)	(37)	-	-77

Resultados Financeiros	(350)	(285)	-23%	-65
------------------------	-------	-------	------	-----

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Dez-16, a EDPR operava 10.408MW (+770MW em 2016 vs. 2015), 356MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com CAEs contratados ou tarifas garantidas e está geograficamente disperso: 56% na Europa, 42% na América do Norte e 2% no Brasil.

O EBITDA da EDPR cresceu 3% (+€29M), para €1.171M em 2016, impactado pelo ganho com a aquisição da ENEOP em 2015 (€125M) e outros write-offs (€68M). Excluindo itens não recorrentes, a contribuição do EBITDA recorrente aumentou 8%, (+12% reportado ao nível da EDPR devido ao diferente critério de materialidade - adaptado à dimensão de cada grupo de empresas) reflectindo: (i) a maior capacidade média em operação (+11%); e (ii) o maior factor médio de utilização (+1pp); factores estes, que mais do que compensaram a diminuição do preço médio de venda (-5%) e o aumento dos custos operacionais (+6%) em 2016 vs. 2015.

A produção cresceu 14% vs. 2015, para 24,5TWh em 2016, suportada pelo aumento da capacidade média em operação e pelo factor médio de utilização, ligeiramente mais elevado em 2016 +1pp, nos 30% em 2016). O factor de eolicidade esteve, no entanto, abaixo da média histórica (P50) situando-se nos 96% em 2016 (-€29M no EBITDA). O preço médio de venda diminuiu 5% em 2016 face a 2015, para os €60,5/MWh, impulsionado pelo efeito do mix de geração (produção vs. preços) e preços de mercado mais baixos nos Estados Unidos, e um menor volume nas vendas de certificados de energia renovável na Polónia em 2016.

Os custos operacionais (fornecimentos e serviços externos + custos com pessoal) subiram 6% face a 2015 (+€22M), reflectindo o aumento do número de colaboradores (1.083 colaboradores em 2016 vs. 1.018 em 2015) e maiores custos de operação e manutenção (+€6M em 2016 face a 2015), ambos resultantes do crescimento do portfólio de produção. Os custos operacionais em função dos MWs médios diminuíram 5% para 42,8K/MW médio em 2016 demonstrando a rigorosa disciplina de custos da EDPR. Outros custos operacionais (líquidos) diminuíram €53M (-31% face a 2015), reflexo das novas parcerias institucionais e menores custos com impostos sobre a geração em Espanha.

O EBIT diminuiu 2% face a 2015, para €564M em 2016. As D&A, imparidades e provisões aumentaram 8% (+€43M vs. 2015) reflectindo: o aumento dos MWs médios em operação, +€9M de imparidades e provisões para contingências, e a consolidação dos activos da ENEOP, desde Set-15.

O investimento operacional totalizou €1.029M em 2016 (+14% vs. 2015): 82% do total foi alocado à América do Norte, a principal região driver de crescimento da EDPR em 2016-2020; 12% à Europa e 6% ao Brasil. O encaixe obtido na estratégia de rotação de activos totalizou €1.189M em 2016, reflexo de: (i) acordo com a Axium nos EUA (€276M), em Jan-16; (ii) acordo com a Vortex na Europa (€550M), em Abr-16; e (iii) a venda de activos eólicos na Polónia e em Itália à CTG (€363M), em Out-16.

A dívida líquida da EDPR a Des-16 ascendeu a €2,8MM (vs. €3,7MM em Dez-15), reflectindo: i) os fluxos de caixa operacional (+€869M); (ii) os investimentos no período; (iii) a venda de participações minoritárias; e (iv) o encaixe líquido proveniente das parcerias institucionais (+€452M). Adicionalmente, a evolução da dívida líquida traduz os dividendos pagos (-€109M), as diferenças cambiais (-€65M) e outros. Os passivos relativos a parcerias institucionais ascenderam a €1.520M a Dez-16, reflectindo os benefícios fiscais pagos a investidores (€172M), e o estabelecimento de novas parcerias de financiamento durante o período. Os interesses não controláveis, ao nível do balanço, aumentaram €585M em 2016 totalizando €1.448M, resultado das participações minoritárias em activos na América do Norte (c63%), na Europa (c33%) e no Brasil (c4%).

Os custos financeiros líquidos aumentaram em €65M vs. 2015, para €350M em 2016. As outras despesas financeiras tiveram um impacto negativo de €77M face a 2015, que inclui €25M, reflexo do cancelamento do financiamento em alguns projetos, €14M da descontinuação do método de contabilização de hedging em Espanha, e os custos financeiros transitados com a consolidação da ENEOP. Os juros líquidos pagos caíram 6% face a 2015, devido ao menor custo médio da dívida (4,0% em 2016 vs. 4,3% em 2015). Os custos com parcerias institucionais aumentaram €11M face a 2015, reflexo de novas parcerias institucionais. As diferenças cambiais tiveram um impacto de +€12M em 2016 vs. 2015.

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

(2) Core Opex definido por Fornecedores e Serviços (incluindo actividades de O&M) e custos pessoais; (3) Inclui custos da Holding e ajustamentos ao nível da EDPR Europa; (4) Líquido de incentivos ao investimento (5) Líquido de proveitos diferidos;

América do Norte	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,11	1,11	0%	-0,0
Capacidade instalada (MW)	4.861	4.233	15%	+629
CAE/Coberturas/Tarifa	4.276	3.689	16%	+587
Mercado	585	544	8%	+42
Factor médio de utilização (%)	33%	32%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	12.576	11.103	13%	+1.473
CAE/Coberturas/Tarifa	10.426	9.355	11%	+1.071
Mercado	2.151	1.749	23%	+402
Preço médio de venda (USD/MWh)	46,4	51,0	-9%	-4,6
CAE/Coberturas/Tarifa	48,5	51,9	-7%	-3,5
Mercado	34,6	43,8	-21%	-9
Margem Bruta Ajustada (USD M)	781	772	1%	+8
Margem Bruta (USD M)	562	553	2%	+9
Receitas PTC & Outras (USD M)	219	219	0%	-0
EBITDA (USD M)	555	513	8%	+42
EBIT (USD M)	235	216	9%	+19
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	886	717	24%	+169
Inv. Operacional Bruto	886	717	24%	+169
Capacidade em construção (MW)	100	200	-50%	-100

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendeu a 4.861MW em Dez-16, dos quais: 4.631MW nos EUA, 30MW no Canada, e 200 MW no México. As novas adições de capacidade nos últimos 12 meses (+629MW) concentraram-se sobretudo nos EUA, e no último trimestre (4T16). O crescimento da EDPR na América do Norte assenta em projectos com CAE, que reforçam o perfil de baixo risco do grupo. Da capacidade instalada total 4,3GW (~88%) está sob contratos de remuneração de longo prazo (CAE/Cobertura), que permite maior visibilidade na geração de fluxos de caixa. Adicionalmente, a EDPR detém participações noutros projectos eólicos, com uma capacidade equivalente a 179MW.

O EBITDA aumentou 8% (+USD42M) para USD555M em 2016 vs. 2015, suportado por: (i) aumento da produção (+13%, para 13GWh) reflectindo o aumento da capacidade instalada nos últimos 12 meses; e (ii) o melhor factor médio de utilização (33% vs. 32% em 2015) que mais do que compensou o menor preço médio de venda de USD46,4/MWh (-9% face a 2015). A **volatilidade** registada foi mais forte, particularmente na Oeste e Centro aproximadamente ~+3pp, justificando a subida em 1pp vs. 2015 do factor médio de utilização. O **preço médio de venda** foi impactado negativamente por: (i) preços CAE/Coberturas/tarifas 'feed-in' mais baixos (-7% face ao período homólogo), para USD48,5/MWh; e (ii) menores preços de mercado que caíram em 21% face a 2015, para USD34,6MWh em 2016. Os CAE/Coberturas/tarifas 'feed-in foram impactados por preços mais baixos assim como pelo fim de um CAE referente a um parque eólico nos EUA, de 200MW, em Dez-15. O preço realizado no mercado grossista apresentou uma descida, reflectindo menores receitas com as vendas dos certificados verdes, assim como a passagem do anterior PPA (200MW) para mercado. No **Canada**, o preço médio de venda de USD109/MWh foi 3% menor em termos homólogos, devido essencialmente ao impacto forex.

A Dez-16, a EDPR contava com 629MW de **nova capacidade eólica** instalada na América do Norte: +250MW em Hidalgo no Texas (EUA); +101MW de Timber Road III em Ohio (EUA); +78MW de Jericho Rise em Nova Iorque (EUA); e +200MW em Coahuila (México). A **nova capacidade eólica em construção** era de +100MW no Indiana (Meadow Lake VI). Adicionalmente em Nov-16, a EDPR assinou um contrato CAE de 20 anos para 75MW nos EUA (Meadow Lake VI) com comissionamento previsto para 2018.

No âmbito da sua **estratégia de rotação de activos**, a EDPR encaixou USD308M no 1T16, pela venda à Axium de uma participação minoritária num portefólio de activos eólicos nos EUA com uma capacidade de produção de 1.002MW.

No que respeita a **estruturas de financiamento com parceiros institucionais**, a EDPR: (i) recebeu USD238M no 1T16 da parceria estabelecida com a Google em Out-15, relativa ao parque eólico de Waverly nos EUA; (ii) acordou em Dez-16, o financiamento através de uma parceria institucional de USD114M em troca de uma participação de 101 MW no projecto Amazon Wind Farm (Timber Road III); e (iii) recebeu em Dez-16, o financiamento de uma parceria institucional de USD342M em troca de uma participação minoritária em dois projetos eólicos de 328MW (250MW - Hidalgo e 78MW - Jericho Rise) acordado em Set-16.

Brazil	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,86	3,70	-4%	+0,16
Capacidade instalada (MW)	204	84	143%	+120
Factor médio de utilização (%)	35%	30%	-	4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	666	222	200%	+444
Preço médio de venda (R\$/MWh)	216	370	-42%	-154
Margem Bruta (R\$ M)	133	79	68%	+54
EBITDA (R\$ M)	97	45	113%	+51
EBIT (R\$ M)	66	27	147%	+39
Investimento operacional (R\$ M)	219	270	-	-51
Capacidade em construção (MW)	127	120	6%	+7

O EBITDA da EDPR no Brasil aumentou 113% face a 2015, para R\$97M em 2016, reflectindo (i) +120MW de nova capacidade em operação (Baixa do Feijão); e (ii) aumento de 5pp no factor médio de utilização, para 35% em 2016, que mais do que compensou a descida no preço médio de venda para os R\$216/MWh em 2016, face aos R\$370/MWh em 2015, devido ao menor preço PPA de Baixa do Feijão.

A capacidade instalada da EDPR no Brasil (204MW) opera ao abrigo de contratos de longo-prazo, permitindo maior visibilidade na geração de cash-flow. Da **capacidade total instalada de 204MW**, 120MW iniciaram a sua operação no 1T16 com um preço CAE de R\$97/MWh. A Dez-16 a EDPR tinha 127MW em construção: o projecto eólico JAU & Aventura com CAE de 20 anos e com data de iniciar operação prevista para 2017; e o parque eólico Babilônia (140 MW, em desenvolvimento) com CAE de 20 anos e com data de operação prevista para 2018.

- Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas ou Preços de mercado; Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação de cada Estado
- Incentivo fiscal: (i) PTC ao longo de 10 anos desde a data de operação (\$23/MWh em 2013); (ii) Parques eólicos com construção em 2009/10 podem optar por 30% *cash grant* em detrimento do PTC
- Tarifa *Feed-in* por 20 anos (Ontário)
- Contratos bilaterais sob o regime de auto-fornecimento
- Capacidade instalada no âmbito do programa PROINFA
- Leilões competitivos com atribuição de CAEs durante 20 anos

Espanha	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	-
Factor médio de utilização (%)	26%	26%	-	0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	4.926	4.847	2%	+80
Prod. c/capac. complement (GWh)	4.528	4.438		
Produção Standard (GWh)	4.100	4.100		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	429	338		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	398	409		
Preço médio de venda (€/MWh)	76,2	76,1	0%	+0
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	34	45	-24%	-11
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	22,2	-		
Complemento (€M)	158	158,0		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	26,3	-8,4		
Margem Bruta (€ M) (1)	375	367	2%	+8
EBITDA (€ M) (1)	252	241	5%	+11
EBIT (€ M) (1)	120	117	3%	+3
Capacidade instalada (MW Equity)	177	177	0%	-
Investimento operacional (€ M)	11	5	145%	+7
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-

Portugal	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.251	1.247	0%	+4
Factor médio de utilização (%)	28%	27%	2%	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.047	1.991	53%	+1.056
Preço médio de venda (€/MWh)	88,0	95,0	-7%	-7
Margem Bruta (€ M)	268	190	41%	+78
EBITDA (€ M)	223	278	-20%	-55
EBIT (€ M)	151	234	-36%	-83
Capacidade instalada (MW Equity)	-	-	-	-
Investimento Operacional (€ M)	29	16	84%	+13
Capacidade em Construção (MW)	3	-	-	+3

Em Espanha, a capacidade instalada da EDPR manteve-se estável em 2.194MW em 2016 (MW EBITDA), à qual acrescentaram 177MW, correspondentes à posição minoritária da EDPR noutros projectos eólicos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

O EBITDA da EDPR em Espanha totalizou €252M em 2016 (+2% face a 2015, para 4,9TWh). A produção total aumentou fruto de um melhor desempenho operacional, resultado de um **preço médio de venda** de €76,2/MWh e um **factor médio de utilização** de 26% (estável face a 2015). O **preço médio de venda** foi impactado por um menor preço realizado em mercado, €34,3/MWh em 2016 vs. €45,3/MWh em 2015, reflectindo +€22M de ajustamentos regulatórios⁽²⁾. Os ganhos com a capacidade contratada em Espanha totalizaram €26M no período. Note-se que 91% da capacidade em Espanha tem direito a receber um complemento de capacidade. No sentido de reduzir a sua exposição à volatilidade dos preços de mercado, a EDPR acordou 2,5TWh a €44/MWh para 2017.

Em Portugal, a EDPR detém um portfólio de 1.251MW, incluindo 613MW, resultantes da consolidação integral da ENEOP desde Set-15 e 2MW de capacidade em energia solar. Em Dez-16, a EDPR tinha +3MW em construção de capacidade solar para ser adicionado ao portfólio de activos renováveis no final de 2017.

O EBITDA da EDPR em Portugal totalizou €223M em 2016, -€55M face a 2015, fruto de €125M de um ganho não recorrente em 2015, resultado da aquisição de controlo sobre alguns activos da ENEOP. **Ajustado deste evento, o EBITDA teria aumentado 44%**, reflectindo: (i) um aumento na produção em Portugal (3,1GWh em 2016 vs. 2GWh em 2015), resultado da consolidação total da ENEOP desde Set-15; e (ii) um maior **factor médio de utilização** +1pp para 28% em termos homólogos - ainda assim, acima da média de longo prazo (factor de eolicidade: 1,00 em 2016). O **preço médio de venda** caiu 7% em 2016 para os €88MWh, devido ao menor preço das tarifas nos parques eólicos transferidos da ENEOP.

Em linha com a **estratégia de rotação de activos**, em Abr-16 a EDPR chegou a acordo com a EFG Hermes para a venda da participação de 49% do capital e dos respectivos suprimentos num portfólio europeu de parques eólicos, representativo de 664MW para €550M, dos quais 348MW localizados em Espanha e 191MW em Portugal (parte dos activos da ENEOP).



• Energia eólica recebe preço da *pool* e um prémio por MW, se necessário, para atingir o retorno pre-definido como obrigações do governo Espanhol a 10 anos + 300pb (actualmente 7,4%); A cada 3 anos, existirão revisões provisórias para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado (€50/MWh – cenário regulador).

• Prémio calculado tendo por base activos padrão (factor de utilização *standard*, produção e custos); complemento de capacidade por MW, dependente do ano de entrada em funcionamento e aplicável até completar 20 anos após o comissionamento



• MW EBITDA: Tarifa *Feed-in* actualizada com inflação e negativamente correlacionada com o factor de utilização. Duração: 15 anos (tarifa *Feed-in* com inflação) + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh). A extensão da tarifa por 7 anos a partir do 16º ano de operação foi assegurada mediante um pagamento anual a efectuar entre 2013 e 2020 (€4M/ano no caso da EDPR)

• ENEOP (MW Equity): preço definido em concurso competitivo internacional, duração de 33 GWh de produção (por MW) até um limite de 15 anos. Tarifa inicial de c.€74/MWh ajustada por inflação nos anos seguintes.

Resto da Europa	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.491	1.523	-2%	-32
Factor médio de utilização (%)	25%	27%	-8%	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.257	3.225	1%	+32
Preço médio de venda (€/MWh)	83	86	-3%	-3
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	468	-11%	-50
Factor médio de utilização (%)	25%	28%	-10%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	951	951	0%	-0
Preço médio de venda (PLN/MWh)	325	367	-11%	-42
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,36	4,18	-4%	+0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	26%	26%	-1%	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.143	1.127	1%	+16
Preço médio de venda (RON/MWh)	340	321	6%	+19
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,49	4,45	-1%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	388	364	7%	+24
Factor médio de utilização (%)	23%	26%	-11%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	777	785	-1%	-8
Preço médio de venda (€/MWh)	90	91	0%	-0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	215	171	26%	+44
Factor médio de utilização (%)	25%	27%	-4%	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	386	362	7%	+24
Preço médio de venda (€/MWh)	113	114	-1%	-1
Margem Bruta (€ M)	268	272	-1%	-4
EBITDA (€ M)	194	179	9%	+15
EBIT (€ M)	96	70	37%	+26
Investimento Operacional (€ M)	90	170	-47%	-80
Capacidade em Construção (MW)	18	24	-23%	-6

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, a EDPR tinha uma capacidade instalada total de 1.541MW, em Dez-16, +18MW em termos homólogos (+44MW em Itália, +24Mw em França e -50MW na Polónia) e 18MW **em construção** em França.

O EBITDA da EDPR no Resto da Europa aumentou 9% vs. 2015 (+€15M), para €194M em 2016, fomentado por um aumento da capacidade média em operação (+9%) e ganhos de eficiência operacional, que mitigaram a fraca eolicidade na Europa, com um factor médio de utilização de 25% (-2pp em 2016 vs. 2015) e um menor preço médio de venda, €83/MWh (-3% em termos homólogos).

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica -50MW face a 2015, resultado da venda de 60% de um parque eólico na Polónia com o objectivo de completar a aquisição da quota remanescente (35%) de um parque de 54MW, que já consolidava. A **produção eólica** manteve-se estável em 951GWh, suportada pelo aumento da capacidade média em operação (11%) que mitigou a menor capacidade total e menor factor médio de utilização de 25% (-2pp face a 2015). O **preço médio de venda** caiu 11% no período, para PLN325/MWh, face às menores receitas em certificados verdes.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A **produção** aumentou 1% face a 2015, para 1.143MWh em 2016 (67MWh provenientes de energia solar), resultado de um menor factor médio de utilização de 26% em 2016. O **preço médio de venda aumentou 6% em 2016**, para RON340/MWh com os preços a recuperarem substancialmente.

Em França, a EDPR adicionou 24MW de nova capacidade, expandindo a sua capacidade instalada para 388MW, a Dez-16. A **produção eólica** diminuiu 1% face ao período homólogo, para 777GWh em 2016, reflexo de um menor factor médio de utilização de 23% vs. 26% em 2015. A **tarifa média** foi de €90/MWh (mantendo-se estável em termos homólogos) reflexo da estrutura de preço CAE.

Na Bélgica, os 71MW em operação registaram uma queda de 16% em termos homólogos, para 128 GWh, fruto de um factor médio de utilização mais baixo, -4pp vs. 2015. O **preço médio de venda** permaneceu estável em €106/MWh em 2016, reflectindo a actual estrutura de preços CAEs.

Em Itália, a EDPR opera uma capacidade total de 144MW de tecnologia eólica em 2016. A **produção eólica** avançou 23% para 258GWh, reflectindo a maior capacidade média em operação. O **preço médio de venda** diminuiu 1%, para €117/MWh em 2016, devido à diversidade de parques eólicos em operação (leilões vs. antigo regime).

Em linha com o programa de **asset rotation** acordado em Abril de 2016, os restantes 125MWh, do portfólio Europeu de activos eólicos, estão localizados em França (54MW) e na Bélgica (71MWh).

Em Out-16, a EDPR conclui a venda de uma participação minoritária de 49% de activos eólicos na Polónia e em Itália com 548 MW de capacidade às subsidiárias da CTG (ACE Poland S.A.R.L. and ACE Italy S.A.R.L.) por €363M.

- Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN171,52/MWh para 1T17) 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).
- Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; Activos eólicos recebem 2 CV/MWh até 2017 e 1 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos. Dos 2 CV, até 2017, 1 CV apenas poderá ser vendido após Jan-2018. Activos de energia solar recebem 6 CV/MWh durante 15 anos. Dos 6 CV, até Mar-2017, 2 CV apenas podem ser vendidos após Abr-17. Valor dos CV com limite superior e inferior (€59,9 / €29,4)
- Tarifa *Feed-in* por 15 anos: (i) Primeiros 10 anos: €82/MWh; ajustado à inflação; (ii) Anos 11-15: €82/MWh @2.400 horas, decrescendo para €28/MWh @3.600 horas
- Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; preços máximos e mínimos para Wallonia (€65/MWh-100/MWh) e Flandres (€90/MWh-100/MWh); Opção de negociar CAEs de longo-prazo
- Projectos em operação antes de 2013 recebem: (i) Para 2015, preço do CV é €97,4; (ii) A partir de 2016, 'preço de mercado + incentivo (incentivo = 1 x (€180/MWh - "P-1") x 0,78). Novos projectos: leilões com atribuição de CAEs (20 anos)

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.727	1.675	3%	+52
Fornecimentos e serviços externos	335	345	-3%	-10
Custos com pessoal	120	123	-2%	-2
Custos com benefícios sociais	31	33	-8%	-3
Outros custos operacionais (líquidos)	252	143	76%	+109
Custos Operacionais Líquidos (1)	738	644	15%	+94
EBITDA	990	1.031	-4%	-41
Provisões	(1)	7	-	-8
Amortizações e imparidades	342	331	3%	+11
EBIT	649	693	-6%	-44

Capex & Opex Performance	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	455	468	-3%	-12
Custos control./cliente (€/cliente)	67	58	15%	+9
Custos control./km de rede (€/km)	1.757	1.814	-3%	-57
Empregados (#)	3.806	3.867	-2%	-61
Investimento Operacional (€ M)	346	377	-8%	-31
Rede de Distribuição (Km)	259	258	0%	+1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	1.065	2.306	-54%	-1.242
Espanha - Défice Tarifário				
Início do período	70	2	-	+68
Défices tarifários anos anteriores (4)	-	68	-	-68
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (3)	-2	-	-	-2
Fim do período	68	70	-3%	-2

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	2.021	2.203	-8%	-182
Recuperações no período (2)	(2.549)	(1.605)	-59%	-944
Gerado no período	1.265	1.356	-7%	-91
Outros (3)	8	67	-89%	-60
Fim do período	744	2.021	-63%	-1.277

Portugal - CMEC's				
Início do período	216	112	92%	+103
(Recuperado)/Devolvido no Período	(132)	(56)	-134%	-76
Gerado no período	169	160	6%	+10
Outros	-0	0	n.m.	-0
Fim do período	253	216	17%	+37

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

O EBITDA das redes reguladas recuou 4% (-€41M) em termos homólogos, para €990M em 2016, reflectindo o ganho não recorrente de €89M fruto da venda de activos de gás em Espanha à Redexis no 1S15. **Excluindo este impacto, o EBITDA das Redes Reguladas aumentou 5% (+€48M) em 2016 vs. 2015**, impulsionado pela aplicação dos novos termos regulatórios na distribuição de electricidade em Espanha, a partir de 1-Jan-16, e por um controlo estrito dos custos.

A **margem bruta** aumentou 3% em 2016 (+€52M) reflexo de: (i) em Espanha, maiores proveitos na distribuição de electricidade; (ii) em Portugal, a menor taxa de retorno sobre o RAB na distribuição de gás (decorrente de revisão regulatória aplicável desde Jul-16) e redução de proveitos regulados na comercialização de electricidade de último recurso (fruto da contracção de actividade), foram compensados pelo acréscimo de proveitos na distribuição de electricidade, fruto da subida da taxa de retorno sobre o RAB (de 6,34% em 2015 para 6,48% em 2016, em linha com a subida das yields a 10 anos das OTs portuguesas) e da expansão de actividade.

Os **custos controláveis** recuaram 3% no período (-€12M), em virtude de uma redução em serviços ao cliente e no número de colaboradores (-2%). O **investimento operacional** ascendeu a €346M em 2016, incluindo investimento de €33M em redes inteligentes, em Portugal.

Em Portugal, a dívida acumulada do sistema eléctrico diminuiu €118M em 2016, para €5,1MM a Dez-16. Esta queda concentrou-se no 2S16 (-€200M, dos quais €170M no 4T16), suportada por: (i) execução do plano de sustentabilidade do sistema em linha com o esperado, mediante uma estabilização de custos do sistema, reforçada pelo efeito das medidas de estabilidade introduzidas no passado; (ii) eolicidade normalizada; (iii) um menor sobrecusto do regime especial, resultado de tarifas médias inferiores e um preço médio da pool mais alto.

Os **activos regulatórios na P. Ibérica da EDP** diminuíram aproximadamente €1,2MM durante 2016, de €2.306M em Dez-15 para €1.065M em Dez-16, suportados por Portugal.

Em Portugal, o montante de activos regulatórios da actividade de electricidade (distribuição e CUR) e distribuição de gás caiu de €2.021M em Dez-15 para €744M em Dez-16, reflexo de: **(1)** -€2.237M pela venda sem recurso do direito sobre défices tarifários de 2014-16; **(2)** +€1.252M de défice tarifário ex-ante para 2016, a recuperar em 5 anos e até 2020, remunerado a uma taxa anual de 2,24%; **(3)** -€317M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; **(4)** +€22M de novos desvios tarifários criados no sistema em 2016; e **(5)** -€4M de impacto líquido na distribuição de gás. O principal factor gerador do desvio tarifário na electricidade em Portugal em 2016 foi o maior sobrecusto de produção em regime especial (€62/MWh em 2016 vs. €59/MWh assumidos pela ERSE no cálculo das tarifas de 2016), compensado por um custo médio de aquisição de electricidade na CUR inferior ao esperado.

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** aumentou de €216M em Dez-15 para €253M em Dez-16, devido a: **(1)** recuperação de €132M através das tarifas de 2016, relacionado com desvios negativos de 2014 e 2015, e **(2)** €169M de desvio negativo em 2016, que deverá ser recebido ao longo de 2017-2018 (detalhes na página 11).

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** ascendeu a €68M em Dez-16, correspondente à participação da EDP Espanha no défice tarifário de gás em Espanha.

Em 15-Dez-16, a ERSE divulgou a **o documento final de tarifas para 2017**, segundo o qual a dívida tarifária do sistema eléctrico português deverá diminuir €547M em 2017. Alguns dos pressupostos assumidos são: (1) um prémio sob o preço médio da produção em regime especial de €58,9/MWh; (2) um preço médio de electricidade no mercado de €50,9/MWh (baseado num preço pool médio de €47,3/MWh); (3) uma produção em regime especial de 21,6TWh (em linha com o volume real de 2016); (4) recuperação de €1,6MM de défice através de tarifas, montante este, claramente acima do novo défice ex-ante a criar em 2017 (€1,3MM, a reembolsar entre 2017 e 2021, com uma taxa de retorno de 1,88%). Adicionalmente, a revisão tarifária para 2017 inclui o impacto da aplicação da Portaria n.º 268-B/2016, de 13-Out-16, segundo a qual os produtores de energia eléctrica em regime especial, que beneficiem de remuneração garantida, deverão devolver ao sistema em 2017 outros incentivos recebidos no passado, num total estimado de €140M. Este montante abaterá à dívida (50%) e ao aumento tarifário.

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

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

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

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.243	1.243	-0%	-0
Fornecimentos e serviços externos	250	262	-5%	-12
Custos com pessoal	92	94	-2%	-2
Custos com benefícios sociais	27	32	-15%	-5
Rendas de concessão	253	251	1%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	4	(13)	-	+17
Custos Operacionais Líquidos (1)	625	626	-0%	-0
EBITDA	617	618	-0%	-0
Provisões	(2)	8	-	-10
Amortizações e imparidades	244	240	2%	+4
EBIT	376	370	2%	+6

Margem Bruta	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	1.243	1.243	-0%	-0
Margem bruta regulada	1.238	1.240	-0%	-3
Margem bruta não-regulada	5	3	81%	+2
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	1.196	1.186	1%	+10
Electricidade distribuída (GWh)	44.599	44.277	1%	+322
Pontos de ligação à rede (mil)	6.142	6.107	1%	+35
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	42	51	-17%	-9
Clientes fornecidos (mil)	1.399	1.731	-19%	-332
Electricidade vendida (GWh)	4.202	5.675	-26%	-1.473

Investimento & Custos Operac.	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	341	356	-4%	-14
Custos control./cliente (€/cliente)	55,6	58,3	-5%	-3
Custos control./km de rede (€/km)	1.515	1.582	-4%	-67
Empregados (#)	3.257	3.340	-2%	-83
Investimento Operacional (€ M)	270	307	-12%	-37
Rede de distribuição (Km)	225	225	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	52	54	-4%	-2

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal atingiu €617M em 2016, reflectindo o impacto de um apertado controlo de custos e uma margem bruta estável suportada por: (i) acréscimo de proveitos na distribuição, beneficiando de um aumento de 14pb na taxa de retorno sobre a base de activos regulados (RoRAB), compensado no entanto por: (ii) contração da actividade de comercialização de último recurso (CUR) resultante da passagem de clientes para o mercado livre.

Os proveitos regulados na actividade de distribuição em 2016 aumentaram 1% vs. 2015 (+€10M) para €1.196M, ficando €14M acima das estimativas iniciais da ERSE, reflexo de um aumento de 14pb vs. 2015 no RoRAB, para 6,48% em 2016 (vs. 6,34% definidos pela ERSE) e de uma maior actividade (procura e número de clientes). A electricidade distribuída cresceu 0,7% vs. 2015 (em linha com o número de clientes), suportado por um aumento de 2,8% no 4T16 face ao 4T15.

Os proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU) caíram 17% (-€9M) em termos homólogos, para €42M em 2016, influenciados pela passagem de clientes para o mercado livre. Como parte das regras e calendário definidos para a extinção de tarifas reguladas em Portugal, a EDP SU deixou de poder contratar novos clientes (desde 1-Jan-13). O volume de energia fornecida pelo CUR recuou 26% vs. 2015, para 4,2TWh em 2016. O número total de clientes fornecidos diminuiu em 332 mil (-19%) no período, para 1.399 mil em Dez-16 (representando 23% do número total de clientes de electricidade), concentrando-se sobretudo no segmento residencial.

Os custos operacionais controláveis em 2016 caíram 4% face a 2015 (-€14M), suportados por uma redução de serviços ao cliente e por uma redução de 2% número de colaboradores.

O investimento operacional diminuiu 12% face ao período homólogo para €270M em 2016, incluindo €33M de investimento em redes inteligentes. O tempo de interrupção equivalente diminuiu de 54 minutos em 2015 para 52 minutos em 2016.

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

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

(2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (3) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha				Gás Espanha				Gás Portugal				Actividade Redes Reguladas	2016	2015	% Δ	Abs. Δ
	2016	2015	% Δ	Abs. Δ	2016	2015	% Δ	Abs. Δ	2016	2015	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	222	167	33%	55	195	201	-3%	-5	68	64	6%	4	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	43	38	12%	5	30	30	-2%	-0	13	15	-8%	-1	Electricidade Espanha	663	660	0%	+2
Custos Pessoal	18	18	2%	0	9	9	-9%	-1	2	2	23%	0	Gás Espanha	1.008	918	10%	+90
Custos Benefícios sociais	3	1	236%	2	1	0	23%	0	0	0	-37%	-0	Gás Portugal	342	330	4%	+12
Outros custos operac. (líq.)	(3)	(8)	-59%	4	(3)	(88)	n.m.	85	(1)	0	-	-1	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	61	49	24%	12	36	(48)	-	84	15	17	-12%	-2	Electricidade Espanha	9.190	9.168	0%	+22
EBITDA	161	118	36%	43	159	248	-36%	-89	52	47	12%	6	Gás Espanha	26.441	27.093	-2%	-0,6k
Provisões	1	0	-	1	(0)	(0)	n.m.	0	0	(1)	n.m.	1	Gás Portugal	7.114	6.907	3%	+207
Amortizações e imparidades	41	36	14%	5	41	39	5%	2	16	16	1%	0	Rede (Km)				
EBIT	119	82	45%	37	118	209	-44%	-92	36	31	16%	5	Electricidade Espanha	20.520	20.396	1%	+124
Investimento operacional	34	32	6%	2	19	17	9%	2	22	20	14%	3	Gás Espanha	8.101	7.715	5%	+387
Margem Bruta	222	167	33%	55	195	201	-3%	-5	68	64	6%	4	Gás Portugal	5.085	4.856	5%	+230
Margem Bruta Regulada	182	157	16%	25	169	178	-5%	-9	61	62	-1%	-1	Empregados (#)				
Margem Bruta não-regulada	40	10	283%	29	26	23	14%	3	7	2	198%	4	Electricidade Espanha	302	297	2%	+5
													Gás Espanha	182	165	10%	+17
													Gás Portugal	65	65	0%	-

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** aumentou 36% face a 2015, para €161M em 2016, suportado pelos novos termos regulatórios anunciados em Jun-16 e aplicáveis desde 1-Jan-16. A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias aumentou 0,2% vs. 2015, para 9,2TWh.

Em Dez-13, o Governo aprovou a Lei 24/2013 e RD 1048/2013, que estabelece o novo quadro regulatório para os activos de distribuição de electricidade, mantendo os princípios anunciados em Jul-13 pelo DL 9/2013 (taxa de retorno sobre os activos correspondente a um prémio de 200pb sobre as yields das OTs espanholas a 10 anos, equivalente a 6,5%). Os termos finais aplicáveis aos proveitos permitidos da distribuição de electricidade foram anunciados no IET 2660/2015 e IET 980/2016 (Jun-16). Consequentemente, esta nova metodologia será aplicável para o período 2016-19.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

Em Dez-16, a EDP integrou no seu portfolio os activos de distribuição de gás propano liquefeito (GPL) localizados nas principais regiões de actividade da Naturgas (País Basco, Astúrias e Cantábria), comprados à Repsol por um "enterprise value" de €116M. Como resultado, foram incluídos 82 mil pontos de distribuição GPL no portfolio da EDP (expansão de 9%), ainda que com impacto imaterial no volume e resultados de 2016. Estes activos representam um contributo anual expectável para o EBITDA de €13M.

Em 2016, o **EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha** ascendeu a €159M (-€89M vs. 2015), traduzindo um ganho não recorrente de +€89M em 2015, proveniente da venda de activos de gás detidos pela Gas Energía Distribución Murcia à Redexis. Excluindo este impacto, o EBITDA manteve-se estável face ao período homólogo, reflectindo o menor volume de gás distribuído e a exclusão do perímetro de consolidação de activos de gás vendidos em 1T15. O **volume de gás distribuído** caiu 2% em 2016 face a 2015, para 26,4TWh, reflectindo as condições meteorológicas mais amenas, em particular durante o 2S16.

De acordo com uma Ordem Ministerial de Dez-16, os proveitos regulados da distribuição de gás natural atribuíveis à EDP Espanha em 2017 ascendem a €175M (+1,7% vs. 2015).

ACTIVIDADES DE GÁS REGULADAS EM PORTUGAL

O **EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal** ascendeu a €52M em 2016 (+€6M vs. 2015), reflectindo uma taxa de retorno sobre o RAB de 7,85% no 1S16 e 6,2% no 2S16. O **volume de gás distribuído** aumentou 3% vs. 2015, para 7,1TWh em 2016, relacionada com a expansão do portfólio de clientes.

Em 15-Jun-16, a ERSE revelou a proposta que visa uma diminuição média de 18,6% na tarifa de gás (CUR) para pequenos clientes (consumo em baixa pressão inferior <= 10 m³/ano) a vigorar a partir de 1-Jul-2016 até 30-Jun-2017. De acordo com o novo plano regulatório do gás natural, a taxa de retorno sobre o RAB está indexada à média das yields das OTs de Portugal a 10 anos, no período entre 1-Abr e 31-Mar anterior ao início de cada ano regulatório, com um mínimo de 5,7% e um máximo de 9,3%. A taxa de retorno preliminar para o ano gás compreendido entre Jul-15 e Jun-16 foi definida em 6,2%. Os proveitos permitidos para o ano regulatório compreendido entre Jul-16 e Jun-17 ascendem a €54M.

Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	3.277	3.072	7%	+205
Fornecimentos e serviços externos	613	547	12%	+66
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	447	419	7%	+28
Outros custos operacionais (líquidos)	(117)	(960)	-88%	+843
Custos Operacionais Líquidos (1)	943	6	16534%	+937
EBITDA	2.334	3.066	-24%	-732
Provisões	30	35	-15%	-5
Amortizações e imparidades	560	470	19%	+91
EBIT	1.745	2.562	-32%	-817
Resultados financeiros	(654)	(668)	2%	+14
Resultados em associadas	(115)	(114)	-1%	-2
Resultados Antes de Impostos	975	1.780	-45%	-805

Consolidado (€ M)			
2016	2015	Δ %	Δ Abs.
849	831	2%	+19
159	148	7%	+11
116	113	2%	+3
(19)	(288)	-94%	+269
256	(27)	-	+283
593	857	-31%	-264
8	9	-19%	-2
145	127	14%	+18
440	721	-39%	-280
(170)	(181)	-6%	+11
(30)	(31)	-3%	+1
241	509	-53%	-268

Energias do Brasil	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	13,40	12,04	11%	+1,36
Total de accções (milhões) ²	606,9	476,4	-	-
Accções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Nº de accções detidas pela EDP (milhões) ²	310,8	243,0	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	3,43	4,31	26%	-0,88
Euro/Real - Taxa média do período	3,86	3,70	-4%	+0,16
Tx de inflação (IPCA)	6,3%	10,7%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,5	1,6	-	-0,1
Custo Médio da Dívida (%)	12,1	11,9	-	0,1p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	14,0	13,2	-	0,8p.p.
Empregados (#)	2.927	2.940	0%	-13

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	3.517	5.035	-30%	-1.518
Recebimentos futuros da act. Regulada	(392)	735	-	-1126
Interesses não controláveis	1.463	1.675	-13%	-212
Valor contabilístico dos C. Próprios	7.572	5.869	29%	+1703

Investimento	(R\$ M)			
	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	652	420	55%	+232
Investimento Financeiro	497	566	-12%	-69

(€ M)			
2016	2015	Δ %	Δ Abs.
169	114	49%	+55
122	168	-27%	-45

Resultados Financeiros (R\$ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(488)	(524)	7%	+36
Custos capitalizados	6	2	161%	+4
Diferenças Cambiais e Derivados	(159)	(133)	-20%	-26
Outros	(13)	(13)	5%	+1
Resultados Financeiros	(654)	(668)	2%	+14

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') diminuiu 24% no período (-R\$732M) para R\$2.334M em 2016, impactado pelo ganho de R\$278M com a aquisição da central mini-hídrica do Pantanal no 1T16, pelo ganho de R\$885M com a aquisição de Pecém no 2T15 e pelo ganho intragrupo com a alienação de activos à EDPR (R\$69M), todos reconhecidos ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. **Ajustado por estes efeitos não-recorrentes da venda do Pantanal e Pecém**, o EBITDA teria caído 6% vs. 2015 para R\$2.056m. O EBITDA da geração e comercialização subiu R\$111M para R\$1.400M, reflectindo a consolidação integral de Pecém, desde 15 de Maio de 2015 (+R\$47M), e a melhor performance das barragens (+R\$95M vs. 2015), devido a um impacto menos severo do défice hídrico em 2016 vs. maior impacto em 2015 (GSF em 87% nos 2016 vs. 85% nos 2015 e o PLD de R\$94/MWh em 2016 vs. R\$288/MWh em 2015). O EBITDA da distribuição diminuiu R\$170M para R\$767M em 2016, impactado por perdas com volumes sobre-contratados na Bandeirante, pela contracção na procura, e o impacto positivo das diferenças cambiais na central Itaipu em 2015 (recuperados ao nível dos resultados financeiros), que foram parcialmente mitigados pelo impacto positivo extraordinário resultante da atualização do valor residual dos ativos das concessões em 2016 face a 2015. A performance do EBITDA em Euros foi penalizada pela desvalorização de 4% do BRL face ao EUR (impacto de -€26M).

Os custos operacionais líquidos aumentaram R\$937M face a 2015 devido ao reconhecimento dos mencionados ganhos de capital ao nível dos 'outros proveitos operacionais' e pelo impacto positivo da atualização do valor residual dos ativos das concessões em 2015 (incluídos na margem bruta em 2016). Ao nível do Opex, os custos subiram 10% fruto da consolidação de Pecém. Numa comparação pro-forma, com Pecém consolidado integralmente desde Jan-15, os custos teriam crescido 4%, apesar de uma inflação de 6%. Os custos com pessoal subiram 7% vs. 2015, ou 3% excluindo Pecém, claramente abaixo da inflação.

Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 12% vs. 2015, ou 5% excluindo Pecém.

A dívida líquida diminuiu 30% (-R\$1,5MM) vs. 2015, sobretudo devido ao impacto do aumento de capital de R\$1,5MM 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 diminuiram 2% face a 2015 para R\$654M em 2016, com um custo médio de dívida de 12,1%, apesar da subida da taxa de juro de mercado - CDI - de 13,2% para 14,0%.

Os resultados em associadas totalizaram -R\$115M em 2016, reflectindo a contribuição negativa de São Manoel, sobretudo causada por uma imparidade de R\$153M, assim como o impacto negativo da Cachoeira-Caldeirão (-R\$23M em 2016), que iniciou a produção em 2016, parcialmente mitigados pela central hídrica de Jari (+R\$11M em 2016), que iniciou operação em 2015.

A Dez-16, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos ~34% do seu nível máximo (vs. 30% a Dez-15). A contracção da procura durante 2015/2016, a par da recuperação do nível hídrico dos reservatórios, permitiu a retoma do GSF e a menor geração térmica, retraindo o preço médio de electricidade (PLD) para próximo do seu mínimo, apesar de alguma recuperação no 4T durante a estação seca. Espera-se que alguma capacidade térmica continue a funcionar durante o 2017, esperando-se, portanto, algum défice hídrico. Durante os 2016 verificou-se alguma recuperação da procura, mas ainda a baixos níveis (+0,7% vs. 2015).

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

(2) Nº de accções inclui aumento capital aprovado a 8 de Julho.

DR Operacional (R\$ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.664	1.569	6%	+95
Forn. e serviços externos	410	357	15%	+53
Custos c/ pessoal e benef. aos empreg	287	294	-2%	-7
Outros custos operac. (Liq.)	200	(18)	-	+218
Custos Operacionais Líquidos (1)	896	632	42%	+264
EBITDA	767	937	-18%	-170
Provisões	31	35	-13%	-5
Amortizações e imparidades	184	181	2%	+3
EBIT	553	721	-23%	-168

O EBITDA da distribuição caiu R\$170M vs. 2015 para R\$767M em 2016, devido a: (i) sobre-contratação na Bandeirante (-R\$35M em 2016 vs. +R\$36M em 2015); (ii) queda na procura (-R\$40M em 2016 face a 2015); (iii) menor impacto dos efeitos cambiais de Itaipu (R\$0M em 2016 vs. R\$43M em 2015); mitigado pelo (iv) ganho de R\$194M em 2016 (vs. R\$153M em 2015) devido ao impacto da actualização do valor terminal dos activos fixos.

A margem bruta aumentou 6% vs. 2015 para R\$1.664M em 2016, reflexo da actualização do valor terminal de activos fixos que, desde Dez-16, passaram a ser incluídos na margem bruta (R\$194M em 2016, resultado sobretudo da 7ª revisão tarifária periódica da Escelsa que resultou num aumento de 27% na base de activos regulatórios (RAB)). A margem bruta foi também impactada por **receitas reguladas** estáveis (R\$1.557M em 2016), fruto essencialmente da diminuição da procura (-R\$40M vs. 2015), parcialmente mitigada pelo reajustamento tarifário anual, o qual foi positivo para a Escelsa e negativo para a Bandeirante, resultado da revisão tarifária de 2015. Mais significativamente, a margem bruta foi impactada pela sobre-contratação da Bandeirante (-R\$35M em 2016 vs. +R\$36M em 2015) e positivamente impacto pelos efeitos cambiais de Itaipu em 2015 (totalmente compensado ao nível dos resultados financeiros; e com impacto neutro na margem bruta e no EBITDA em 2016). Se excluído o impacto da actualização do valor terminal de activos fixos, a margem bruta teria diminuído 6% para R\$1.470M em 2016 face a R\$1.569M em 2015.

Margem Bruta	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.664	1.569	6%	+95
Receitas reguladas	1.557	1.560	-0%	-2
Outros	107	9	1029%	+97

O volume de energia vendida desceu 4% no período, traduzindo uma redução de 21% da procura no segmento industrial. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre diminuiu 3% vs. 2015 para 9,7TWh em 2016, reflectindo uma menor produção industrial causada pelas negativas condições macroeconómicas do Brasil assim como a paralisação de um cliente importante, da indústria mineira, na área de concessão da Escelsa.

Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
início do período	735	602	22%	+133
Desvios períodos anteriores	(475)	(425)	12%	-50
Desvio do ano (2)	(652)	773	-	-1.424
CDE/Conta ACR (3)	-	(214)	-	+214
Final do período	(392)	735	-	-1.126

A redução da procura teve um impacto ligeiramente negativo na margem bruta, parcialmente compensado pela trajectória de redução de perdas não-técnicas, apesar da crise económica no Brasil. As perdas não-técnicas na baixa tensão decresceram para ambas as DisCos: Escelsa ficou em 13,5% (-1,4pp vs. 2015) e a Bandeirante em 10,0% (-0,6 pp vs. 2015). As provisões para cobrança duvidosa cresceram em 2016 para R\$103M (+R\$28M vs. 2015; -R\$5 vs. 3T16), devido à crise económica e aos aumentos tarifários em 2014-15, os quais começarão agora a retroceder. A EDPB tem mitigado a situação aumentando a proximidade com os clientes. Adicionalmente, em 2016, a Bandeirante foi impactada pela sobre-contratação (-R\$35M em 2016), uma vez que os volumes de energia contratados ultrapassaram em mais de 5% os volumes consumidos pelos clientes. O rácio de 105% entre volumes capturados/vendidos é patamar a partir do qual os ganhos/perdas com vendas no mercado à vista (a PLD) de excedentes de energia não são repassados para a tarifa, o que em 2016 tem originado uma perda já que o preço de curto prazo (PLD) tem caído, sendo agora menor que os preços contratados no “sourcing” de longo prazo. O modelo de mercado está a ser revisto para 2017, o que poderá permitir um maior ajuste dos volumes entre o mercado regulado e o liberalizado, levando a uma redução significativa na sobre-contratação.

Cientes Ligados (Milhares)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Bandeirante	1.804	1.780	1%	+24
Escelsa	1.512	1.476	2%	+35

A Dez-16, os **recebimentos futuros da actividade regulada** tornaram-se negativos (de facto, pagamentos futuros) e totalizaram -R\$392M (vs. R\$735M a Dez-15). Em 2016, foi criado um desvio tarifário positivo de R\$652M, essencialmente relacionado com custos de energia inferiores aos incorporados nas tarifas. Adicionalmente, foram recebidos R\$475M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro diminuiu R\$1.126M vs. Dez-15, para -R\$392M a Dez-16, a devolver ao sistema nos próximos anos. As revisões tarifárias da Escelsa em Ago-16 (+3% revisão tarifária) e da Bandeirante (-24% revisão tarifária) já têm em conta os ativos regulatórios negativos a serem recuperados pelo sistema. Note-se que o WACC é de 8,1%, real depois de impostos, a aplicar aos activos de distribuição aquando do 4º ciclo de revisão regulatória que começou com a Bandeirante em Out-15 e com a Escelsa a Ago-16.

Electricidade Distribuída (GWh)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Bandeirante	14.502	14.623	-1%	-121
Escelsa	9.923	11.091	-11%	-1.168
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	9.680	10.018	-3%	-338

Electricidade Vendida (GWh)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Bandeirante	8.597	8.905	-3%	-309
Residencial, comercial e outros	6.742	6.538	3%	+204
Industrial	1.855	2.367	-22%	-512
Escelsa	6.135	6.473	-5%	-338
Residencial, comercial e outros	5.244	5.370	-2%	-125
Industrial	890	1.103	-19%	-213

Os custos operacionais controláveis subiram 6% no período, para R\$658M em 2016, devido a um aumento dos fornecimentos e serviços externos, reflexo de maiores despesas com O&M, TI e serviços ao cliente, parcialmente mitigado pelos custos com o pessoal que, apesar da actualização salarial anual (abaixo dos níveis de inflação), foram impactados pelos gastos associados ao programa de reforma antecipada no 4T15. Os **outros custos operacionais** aumentaram R\$218M vs. 2015, que resultou num ganho de +R\$153M em 2015, devido à actualização do valor terminal de ativos das concessões, incluído na margem bruta de 2016, assim como um impacto de +R\$28M vs. 2015 reflexo das provisões para cobrança duvidosa. O **investimento operacional** subiu 50% vs. 2015 para R\$481M em 2016, resultado de um investimento nas actividades de serviço ao cliente e de um reforço na qualidade do serviço na rede.

Investimento e Custos Operac.	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	658	621	6%	+37
Custos control./cliente (R\$/cliente)	198	191	4%	+8
Custos control./km rede (R\$/km)	7	7	5%	+0
Empregados (#)	2.170	2.210	-2%	-40
Invest. Operacional (R\$M)	481	320	50%	+161
Rede de Distribuição ('000 Km)	92	91	1%	+1

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

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

DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.560	1.423	10%	+137
Fornecimentos e serviços externos	144	123	17%	+21
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	93	69	34%	+24
Outros custos operacionais (líquidos)	(54)	(1)	-	-54
Custos Operacionais Líquidos (1)	182	191	-5%	-9
EBITDA	1.378	1.232	12%	+145
Provisões	2	0	404%	+2
Amortizações e imparidades	351	274	28%	+77
EBIT	1.024	958	7%	+67

Dados Chave	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.560	1.423	10%	+137
Hídrica	993	889	12%	+104
Receitas contratadas (CAE) e Outros	1.020	1.185	-14%	-165
Impacto GSF (líqº de coberturas)	(26)	(295)	91%	+269
Térmica	567	534	6%	+33
Receitas contratadas (CAE)	743	528	41%	+215
Outros	(177)	5	-	-182
Capacidade Instalada (MW)	2.466	2.517	-2%	-51
Hídrica	1.745	1.797	-3%	-51
Térmica	720	720	0%	+0
Capacidade Instalada (MW Equity)	296	187	59%	+110
Electricidade Vendida (GWh)	13.185	12.292	7%	+893
Contratada (CAE)	11.978	10.693	12%	+1.285
Hídrica	7.546	7.729	-2%	-184
Térmica	4.432	2.964	50%	+1.469
Outra	1.207	1.599	-24%	-392
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)	166	175	-5%	-9
Investimento Operacional (R\$ M)	145	94	55%	+51
Investimento Financeiro (R\$ M)	497	566	-12%	-69
Empregados (#)	511	538	-5%	-27

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Pecém	504	457	10%	+47
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	435	335	30%	+100
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	222	266	-16%	-44
Outros (100%)	216	174	24%	+43
EBITDA	1.378	1.232	12%	+145

Comercialização	2016	2015	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	49	77	-36%	-28
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	26	19	36%	+7
EBITDA (R\$ M)	23	57	-61%	-35
Vendas electricidade (GWh)	12.980	10.600	22%	+2.381

O EBITDA da actividade de produção no Brasil subiu 12% vs. 2015 (+R\$145M em 2016) para R\$1.378M em 2016, reflectindo a consolidação integral de Pecém desde Maio-15 (+R\$47M vs. 2015), e a melhor performance das barragens (+R\$98M face a 2015) devido a um impacto negligenciável do défice hídrico vs. 2015 causado pela queda dos preços de PLD (PLD de R\$94/MWh em 2016 vs. R\$228/MWh em 2015), mas também devido à maior protecção contra o défice hídrico no âmbito do seguro subscrito em Dez-15.

A margem bruta hídrica aumentou R\$104M vs. 2015 para R\$993M em 2016 (-R\$52M no 4T16 vs. 4T15), devido à referida queda nos preços de PLD, mas também ao menor GSF no período (GSF a 87% vs. 85% em 2015, apesar de um menor GSF de 87% no 4T16 vs. 94% no 4T15, devido a um menor volume de chuva). Adicionalmente, a EDPB subscreeu um seguro hídrico para um nível de c92% para uma parte dos seus activos (zero impacto se GSF baixa dos 92%). Da total garantia física do portfólio, 47% subscreeu o seguro. No total, nos 2016 o impacto do GSF (líquido de 7% do volume deixado para hedge e seguro), representou uma perda de R\$26M face a uma perda de R\$295M em 2015. Os impactos referidos foram parcialmente compensados pela diminuição do preço da energia hídrica, que atingiu R\$166/MWh em 2016, 5% abaixo de 2015. Os preços dos CAE são actualizados à inflação, embora o decréscimo verificado face a 2015 seja justificado pelo fim do PPA da central hídrica de Peixe Angical em Jan-16. A maior parte da capacidade instalada foi vendida em contractos de curto-prazo a preços mais baixos (~R\$160/MWh vs. anteriores ~R\$210/MWh). Adicionalmente, **o volume de geração hídrica vendido** caiu 2% face a 2015 sobretudo suportado por (i) venda da central mini-hídrica do Pantanal em Jan-16; e (ii) a anteriormente referida estratégia de alocação de 7% dos volumes para o mercado de curto prazo com o propósito de mitigar o défice hídrico que ainda ocorre no sistema.

A margem bruta de Pecém foi de R\$567M em 2016, dos quais R\$743M resultam de receitas com o PPA da central. Desde a aquisição de Pecém, a EDPB alcançou importantes melhorias em termos operacionais (disponibilidade de 88% em 2016 e 94% no 4T16, penalizado por trabalhos de manutenção programados no 3T16), em termos regulatórios (uma fórmula menos penalizadora para cálculo de indisponibilidade foi aprovada em Dez-15) e em termos de mercado (decréscimo no preço de curto prazo permitiu um decréscimo no custo com penalidades por indisponibilidade passada). De notar ainda que, apesar de imaterial, o EBITDA de Pecém em 2016 foi positivamente impactado no 1T16 (R\$67M) pela recuperação de um seguro relacionado com a paragem de um dos grupos da central em 2014. No entanto, o 4T16 apresentou um EBITDA de R\$78M (-R\$134 vs. 2015, resultado do impacto positivo das provisões para penalidades por indisponibilidade no 4T15 no valor de R\$90 assim como R\$31M de impacto no 4T16 resultado de uma despesa extraordinário, com o objetivo de manter em operação a usina, devido à falta de chuva no estado do Ceará).

A EDPB opera 2,8GW de capacidade, dos quais 0,3GW correspondem à posição da EDPB em projectos consolidados pelo método de equivalência patrimonial. A capacidade consolidada por equivalência patrimonial refere-se a 50% na central hídrica de Santo António do Jari (373MW) e Cachoeira Caldeirão (219MW, em funcionamento total desde Ago-16), ambos em parceria com a CTG. Em 2016, Jari contribuiu com um resultado líquido de R\$11M (+R\$34M vs. 2015), 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\$23M (@50%), fruto de maiores custos financeiros, em função do início da vida útil do projecto. São Manoel, um projecto de 700MW (detido em 33,3% pela EDPB em parceria a CTG e Furnas), contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$104M, reflexo de uma imparidade de R\$153M causado por uma revisão do investimento operacional após a substituição do contrato de e Engineering Procurement and Construction (EPC).

O investimento operacional aumentou 55% no período para R\$145M em 2016 devido a manutenções em Pecém. De notar que os investimentos nos projectos hídricos de Cachoeira Caldeirão (100% concluído) e São Manoel foram classificados como 'investimentos financeiros' (consolidação por equivalência patrimonial); em 2016, os **investimentos financeiros** totalizaram R\$497M, maioritariamente alocados aos trabalhos de construção de São Manoel. São Manoel está em construção (83% concluído), com CAE a partir de Maio-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade diminuiu 36% no período (-R\$28M) para R\$49M em 2016, reflectindo menores margens tendo em conta o panorama actual de baixos preços de mercado, apesar de ter registado uma melhoria de R\$20M no 4T16 vs. 4T15.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2016 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas Ibérica	P. EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	960	8.388	5.493	1.485	2.427	(4.157)	14.595
Margem Bruta	639	1.089	1.727	1.453	849	(21)	5.738
Fornecimentos e serviços externos	46	262	335	305	159	(158)	948
Custos com pessoal e benefícios sociais	50	80	151	94	116	169	661
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	15	211	252	(116)	(19)	28	370
Custos Operacionais	110	553	738	282	256	39	1.979
EBITDA	529	536	990	1.171	593	(60)	3.759
Provisões	2	(21)	(1)	5	8	(7)	(15)
Amortizações e imparidades (1)	128	234	342	602	145	59	1.510
EBIT	399	323	649	564	440	(112)	2.264

2015 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	1.137	9.026	5.406	1.372	2.734	(4.157)	15.517
Margem Bruta	718	879	1.675	1.350	831	3	5.455
Fornecimentos e serviços externos	58	219	345	293	148	(142)	921
Custos com pessoal e benefícios sociais	64	70	156	84	113	165	653
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	13	226	143	(170)	(288)	33	(43)
Custos Operacionais	135	516	644	207	(27)	56	1.531
EBITDA	583	364	1.031	1.142	857	(53)	3.924
Provisões	(0)	11	7	(0)	9	(11)	16
Amortizações e imparidades (1)	161	200	331	565	127	80	1.465
EBIT	422	152	693	578	721	(122)	2.443

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.135	3.812	3.657	3.912	3.787	3.361	3.437	4.011	3%	17%
Custo com vendas de energia e outros	(2.712)	(2.486)	(2.346)	(2.518)	(2.240)	(1.938)	(2.143)	(2.536)	-1%	-18%
Margem Bruta	1.423	1.327	1.311	1.394	1.547	1.423	1.294	1.475	6%	14%
Fornecimentos e serviços externos	207	227	224	263	205	230	239	273	4%	15%
Custos com pessoal e benefícios sociais	161	164	148	181	161	162	163	174	-4%	6%
Outros custos operacionais (líquidos)	67	(207)	79	18	51	93	66	161	816%	144%
Custos Operacionais	435	184	450	461	417	486	468	608	32%	30%
EBITDA	988	1.143	860	933	1.130	937	826	867	-7%	5%
Provisões	1	3	6	7	3	(8)	(10)	(0)	-	100%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	337	353	369	406	366	378	371	395	-3%	7%
EBIT	651	788	485	520	760	567	465	472	-9%	1%
Resultados financeiros	(208)	(156)	(262)	(207)	(180)	(228)	(227)	(257)	-24%	-13%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(2)	(22)	(2)	1	(8)	3	2	(19)	-	-
Resultado antes de impostos e CESE	441	610	222	314	573	342	240	196	-38%	-18%
IRC e Impostos diferidos	82	112	42	42	152	91	57	(211)	-	-
Contribuição Extraordinaria para o sector energetico	61	-	-	1	59	-	2	1	-10%	-38%
Resultado líquido do período	298	498	180	271	362	251	181	406	50%	124%
Accionistas da EDP	237	350	149	177	263	209	143	346	95%	142%
Interesses não controláveis	62	148	31	94	100	42	38	60	-36%	59%

Nota: Os dados trimestrais do 1T15 estão expressos para reflectir a adopção da IFRIC21.

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

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	2016	2015	Δ MW	Δ %	2016	2015	Δ GWh	Δ %	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16
PPA/CMEC (Portugal)	3.843	4.470	-627	-14%	15.261	14.631	630	4%	4.151	3.639	3.258	3.582	4.627	3.992	3.421	3.221
Hídrico	2.663	3.290	-627	-19%	7.179	4.975	2.204	44%	1.903	1.160	787	1.125	2.854	2.462	916	947
Fio de água	1.056	1.056			3.958	2.486			938	659	393	497	1.430	1.419	499	610
Albufeira	1.607	2.234			3.221	2.489			965	501	394	628	1.424	1.043	416	338
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	8.082	9.657	-1.574	-16%	2.248	2.480	2.471	2.457	1.773	1.530	2.505	2.274
Regime Especial (Ex-Eólico)	184	213	-29	-14%	705	663	42	6%	222	173	84	184	311	262	65	67
Portugal	184	188	-4	-2%	705	532	173	32%	190	138	47	158	311	262	65	67
Mini-Hídricas	160	164			549	349			138	88	4	120	259	214	27	50
Cogeração	24	24			156	183			52	50	43	38	52	48	39	17
Spain	0	25	-25	-	0	131	-131	-	33	35	37	26	0	0	0	0
Cogeração+Resíduos	0	25			0	131			33	35	37	26	0	0	0	0
Produção Liberalizada P. Ibérica	8.678	7.882	796	10%	20.693	18.397	2.296	12%	4.709	4.038	4.572	5.077	5.693	4.734	4.769	5.496
Hídrico	3.537	2.527	1010	40%	8.963	4.559	4.404	97%	1.910	1.175	601	873	3.540	3.153	1.080	1.191
Portugal	3.111	2.101			8.033	3.766			1.495	969	541	760	3.080	2.851	1.002	1.099
Espanha	426	426			930	793			414	206	60	113	460	301	77	92
Carvão	1.224	1.463	-239	-16%	5.150	8.946	-3.796	-42%	2.058	1.972	2.299	2.617	1.333	769	1.411	1.637
Aboño I	342	342			1.989	1.875			524	63	649	639	309	452	561	667
Aboño II	536	536			2.074	4.068			922	1.053	1.077	1.016	854	194	547	480
Soto Ribera II	0	239			0	937			190	358	22	367	0	0	0	
Soto Ribera III	346	346			1.086	2.067			422	497	551	596	170	123	303	490
CCGT	3.736	3.736	0	0%	5.242	3.666	1.576	43%	411	675	1.334	1.246	465	552	1.909	2.316
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			1.648	748			54	133	126	434	168	314	466	700
Lares (2 grupos)	863	863			1.954	1.836			136	429	867	403	63	67	938	886
Castejón (2 grupos)	843	843			1.287	724			143	98	228	255	135	161	503	488
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			353	358			77	15	113	154	99	9	2	242
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	1.239	1.227	12	1%	331	215	339	342	330	230	338	341
Cogeração e Resíduos (2)	25	-	25	-	100	-	100	-	-	-	-	-	26	31	31	12,10
Eólico (Maior detalhe página 15)	9.969	9.199	770	8%	24.334	21.237	3.097	15%	5.757	5.006	4.106	6.367	7.508	5.733	4.695	6.397
Península Ibérica	3.443	3.439			7.970	6.834			2.004	1.529	1.387	1.915	2.696	1.933	1.667	1.674
Resto da Europa	1.491	1.473			3.189	3.155			916	700	605	934	1.078	616	532	964
America do Norte	4.831	4.203			12.508	11.025			2.792	2.728	2.052	3.452	3.680	3.033	2.262	3.532
Brasil	204	84			666	222			46	49	61	66	54	151	234	226
Solar	82	82	0	0%	139	151	-12	-8%	29	50	46	26	27	46	44	22
Brasil (Ex-Eólico)	2.466	2.517	-51	-2%	8.880	8.627	253	3%	1.624	2.247	2.226	2.530	2.764	2.068	1.897	2.151
Hídrico	1.745	1.797	-51	-3%	4.448	5.599	-1.151	-21%	1.624	1.638	1.091	1.247	1.640	853	896	1.059
Lajeado	903	903			2.108	2.723			827	829	477	589	889	396	412	412
Peixe Angical	499	499			1.659	2.005			522	497	445	541	579	327	400	353
Energest	344	396			680	871			274	311	169	117	172	130	84	294
Carvão (Pecém I)	720	720	0	0%	4.432	3.028	1.405	46%	0	610	1.135	1.283	1.124	1.215	1.001	1.092
TOTAL	25.223	24.364	859	4%	70.011	63.706	6.306	10%	16.492	15.154	14.292	17.767	20.931	16.836	14.891	17.353
Consolidado por Equity	Capacidade Instalada - MW (3)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	2016	2015	Δ MW	Δ %												
P. Ibérica Reg. Especial (ex-eólico)	41	46	-5	-11%												
EDPR Eólico	356	356	0	0%												
Brasil Hídrica	296	187	110	59%												
TOTAL	693	589	104	18%												

(1) Capacidade Instalada que contribuiu para proveitos operacionais do período. (2) Com efeitos a 1-Jan-16, a cogeração e resíduos no Regime Especial em Espanha são reportados nas Actividades Liberalizadas na Ibéria. (3) MW atribuíveis a empresas associadas consolidadas pelo MEP

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	2016	2015	Δ GWh	Δ %
Portugal	44.599	44.277	322	0,7%
Muito Alta Tensão	2.115	2.174	-59	-2,7%
Alta / Média Tensão	21.026	21.035	-8	0,0%
Baixa Tensão	21.458	21.069	389	1,8%
Espanha	9.190	9.168	22	0,2%
Alta / Média Tensão	6.946	6.945	1	0,0%
Baixa Tensão	2.244	2.223	21	0,9%
Brasil	24.411	25.396	-985	-3,9%
Clientes Livres	9.063	9.354	-291	-3,1%
Industrial	2.745	3.470	-725	-20,9%
Residencial, Comercial & Outros	12.603	12.572	31	0,2%
TOTAL	78.200	78.841	-641	-0,8%

Clientes Ligados (mil)	2016	2015	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.142	6.107	35,3	0,6%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	24	0,3	1,0%
Baixa Tensão Especial	35	34	0,6	1,7%
Baixa Tensão	6.083	6.048	34,4	0,6%
Espanha	663	660	2,4	0,4%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	-0,0	-0,1%
Baixa Tensão	661	659	2,4	0,4%
Brasil	3.316	3.257	59,3	1,8%
Bandeirante	1.804	1.780	24,2	1,4%
Escelsa	1.512	1.476	35,2	2,4%
TOTAL	10.121	10.024	97,0	1,0%

Redes	2016	2015	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	337.492	335.804	1.688	0,5%
Portugal	225.397	224.849	547	0,2%
Espanha	20.520	20.396	124	0,6%
Brasil	91.576	90.558	1.018	1,1%

Perdas (% da electricidade distribuída)	2016	2015	Δ
Portugal (1)	9,5%	9,7%	-0,2 pp
Espanha	4,0%	4,1%	-0,1 pp
Brasil			
Bandeirante	8,9%	9,0%	-0,1 pp
Técnicas	5,5%	5,4%	0,1 pp
Comerciais	3,4%	3,6%	-0,2 pp
Escelsa	13,9%	13,5%	0,4 pp
Técnicas	8,6%	8,2%	0,4 pp
Comerciais	5,3%	5,3%	0,0 pp

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	2016	2015	Δ GWh	Δ %
Portugal	7.114	6.907	207	3,0%
Baixa pressão	1.093	1.021	73	7,1%
Média pressão	5.997	5.861	136	2,3%
GPL	24	25	-1	-4,8%
Espanha	26.441	27.093	-652	-2,4%
Baixa pressão	7.792	8.256	-464	-5,6%
Média pressão	18.650	18.838	-188	-1,0%
TOTAL	33.555	34.001	-445	-1,3%

Pontos de Abastecimento (mil)	2016	2015	Δ Abs.	Δ %
Portugal	342	330	12	3,8%
Baixa pressão	338	324	13	4,1%
Média pressão	1,5	1,4	0,1	4,3%
GPL	3,1	4,1	-1,0	-24,6%
Espanha	1.008	918	90	9,8%
Baixa pressão	926	917	8	0,9%
Média pressão	0,7	0,7	0	0,6%
GPL	81,8	-	82	-
TOTAL	1.350	1.248	102,7	8,2%

Redes	2016	2015	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	13.187	12.570	616	4,9%
Portugal	5.085	4.856	230	4,7%
Espanha	8.101	7.715	387	5,0%

(1) Exclui Muito Alta Tensão

Principais Acontecimentos 2016

EDP no CDP - Climate Change - A EDP integra a "A List" do CDP - Climate Change, ranking que inclui as empresas que obtiveram classificação máxima A, um estatuto só atingido por 10% das cerca de 2.000 empresas avaliadas.

EDP Brasil mantém-se no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) - Pelo 11º ano consecutivo, a EDP integra a carteira do ISE, mantido pela BM&F Bovespa, estando entre as empresas que se destacam pelo seu compromisso com o desenvolvimento sustentável, qualidade, equidade, transparência e prestação de contas, natureza do produto, além do desempenho empresarial nas dimensões económico-financeira, social, ambiental e de mudanças climáticas.

EDP Renováveis reconhecida pela Institutional Investors - O grupo editorial de informação financeira líder na Europa e América, no ranking dos serviços de utilidade pública europeus, galardou a EDP Renováveis nas categorias: Melhor CEO, segundo lugar no ranking geral; Melhor profissional de Relação com Investidores, terceiro lugar; e Melhor empresa na categoria Relações com Investidores, terceiro lugar.

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

	2016	2015(d)	Δ %
Ind. Sustentab. (a)(b)(c)	106	101	5%
Comp. Ambiental Peso %	93 33%	92 33%	0%
Comp. Económica Peso %	114 37%	105 37%	9%
Comp. Social Peso %	110 30%	104 30%	5%

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

Métricas Económicas

	2016	2015	Δ %
Valor Gerado (€M)	15.900	17.278	-8%
Distribuído	14.551	15.163	-4%
Acumulado	1.349	2.115	-36%
Prov. Serv. Energ. (€M)(1)	1.006	1.008	-
Serv. Eficiência Energ,	93	80	16%

Métricas Sociais

	2016	2015	Δ %
Empregados	11.992	12.084	-1%
Formação (horas)	389.883	443.105	-12%
Acidentes em Serviço (d)(e)	30	49	-39%
Índice Gravidade (Tg) (e)	173	106	63%
Índice Freq. (Tf) (d)	3,0	2,3	31%
Acid. mortais c/ terceiros	7	16	-56%

Métricas Ambientais

	2016	2015	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (b)(g)	18.900	24.783	-24%
NOx	16,2	24,4	-33%
SO2	19,9	24,2	-18%
Partículas	1,2	1,4	-17%
Emissões Específicas Globais (g/KWh)			
CO2 (b)(g)	271,4	391,2	-31%
NOx	0,23	0,39	-39%
SO2	0,29	0,38	-25%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1) (b)	18.931	21.550	-12%
Emissões indirectas (Âmbito 2) (c)(d)	565	982	-42%
Outras emissões indirectas (Âmbito 3) (d)	12.469	14.623	-15%
Consumo de Energia Primária (TJ) (h)	220.587	252.345	-13%
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	93%	90%	2 p.p.
Utilização de Água (10³ m³)	1.509.935	1.750.160	-14%
Total Resíduos para destino final (t)	458.258	642.362	-29%
Matérias Ambientais (€ mil)	133.726	104.620	28%
Investimentos	72.043	53.901	34%
Despesas	61.683	50.719	22%
Multas e Penalidades Ambientais (€)	29.297	34.555	-15%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (b)		Específicas (t/MWh)		Produção (i) (GWh)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Contractos Longo Termo	12.497	12.392	1,00	0,98	12.515	12.684
Carvão Portugal (PPA/CMEC)	7.317	8.684	0,91	0,90	8.082	9.657
Carvão Brasil (Pecém)	5.180	3.708	1,17	1,22	4.432	3.028
Produção Liberalizada	6.237	8.968	0,60	0,71	10.391	12.612
Carvão Espanha (Aboño, Soto)	4.210	7.509	0,82	0,84	5.150	8.946
CCGT Ibéria	2.027	1.459	0,39	0,40	5.242	3.666
Regime Especial	167	158	0,15	0,13	1.117	1.184
Cogeração + Resíduos	167	158	0,15	0,13	1.117	1.184
Produção Térmica	18.900	21.518	0,79	0,81	24.023	26.480
Produção Livre de Emissões de CO2					45.611	36.870
Produção Total			0,27	0,34	69.634	63.350

(a) Os Serviços de Energia dizem respeito apenas a Facturação de Serviços de Eficiência Energética. São considerados apenas os Apoios Públicos reconhecidos em resultados do exercício.

(b) Ao contrário do reportado anteriormente, as emissões estacionárias não incluem agora as resultantes da queima de gases siderúrgicos da ArcelorMittal em centrais da EDP em Espanha, no total de 2.616,1 ktCO2 em 2016 e 3.264,6 ktCO2 em 2015. Estas emissões são alocadas ao sector industrial.

(c) Cálculo das emissões de âmbito 2 segundo a metodologia "location based" do GHG Protocol.

(d) Em 2015, as emissões de âmbito 2 e 3 foram revistas para evitar dupla contagem

(e) EDP + PSE; PSE: Prestadores de Serviços Externos.

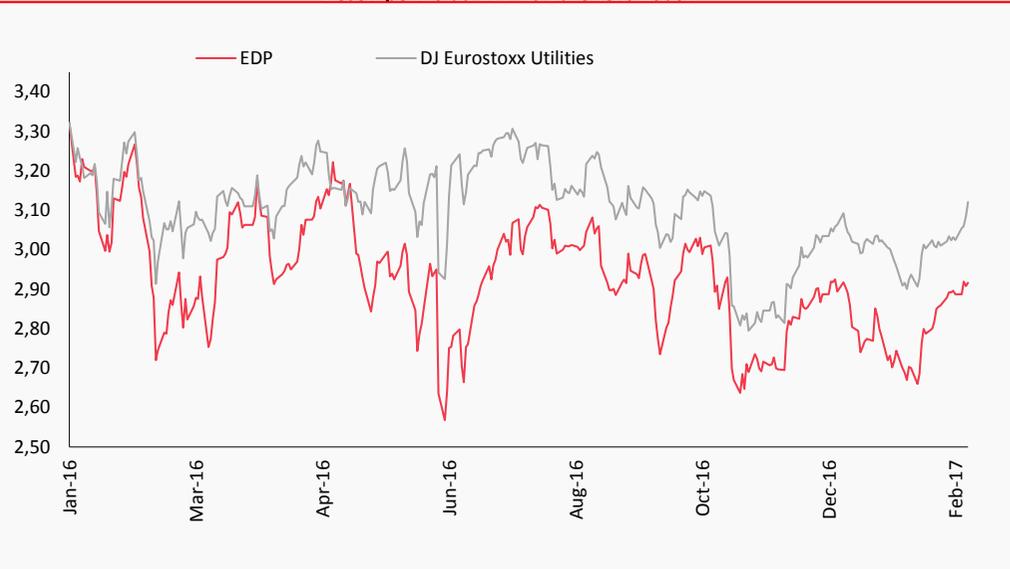
(f) Acidentes com 1 ou mais dias de ausência e mortais.

(g) Inclui apenas as emissões de combustão estacionária.

(h) Inclui frota automóvel.

(i) Inclui vapor (2016: 861 GWh vs 2015: 871 GWh).

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



EDP em Bolsa	YTD	52W	2015
		02-03-2017	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	2,893	2,893	3,321
Max	3,332	3,489	3,749
Min	2,702	2,702	2,951
Média	3,008	3,065	3,371

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	2.099	3.059	5.987
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	24	23	23
Volume Transaccionado (milhões de acções)	698	998	1.776
Volume Médio Diário (milhões de acções)	7,9	7,6	6,8

Dados Acções EDP	2016	2015	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	22,1	21,4	2,9%

Principais Eventos EDP

- 25-Jan:** EDP adquire activos de distribuição de gás no Norte de Espanha à Repsol
- 29-Jan:** Conclusão de venda pela EDP Brasil de duas centrais mini-hídricas no Mato Grosso do Sul
- 29-Jan:** EDP vende 94 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 15-Fev:** Moody's mantém rating da EDP em "Baa3" e outlook em Estável
- 17-Mar:** EDP emite obrigações no montante de € 600 000 000 com vencimento em Março de 2023
- 8-Abr:** Comunicação de participação qualificada – Norges Bank
- 15-Abr:** Participação qualificada do Norges Bank – alteração do título de imputação
- 18-Abr:** EDP vende 700 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 19-Abr:** EDPR anuncia transacção de rotação de activos na Europa, no valor de 550 milhões de euros
- 20-Abr:** Deliberações da Assembleia Geral Anual
- 21-Abr:** Pagamento de Dividendos do exercício de 2015
- 2-Maio:** EDP Brasil aprova aumento de capital de R\$1.500M
- 9-Maio:** EDP Vende 348 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 27-Maio:** EDP assina memorando de entendimento com CTG sobre reforço de parceria estratégica
- 7-Jun:** Aumento de capital EDPB subscrito em 98%
- 7-Jun:** EDP vende 73 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 21-Jun:** Participação qualificada do Norges Bank – alteração do título de imputação
- 1-Jul:** EDP vende 200 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 6-Jul:** EDP exerce opção de compra de 5% do capital da Naturgas
- 18-Jul:** EDP anuncia mandato e Investor Calls para potencial operação de titularização de défice tarifário em Portugal
- 21-Jul:** EDP encaixará 600 milhões de euros pela securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- 2-Ago:** ANEEL aprova revisão tarifária periódica da EDP Escelsa com redução média da tarifa 2,8%
- 4-Ago:** EDP emite obrigações no montante de 1.000 milhões de euros com vencimento em Fevereiro de 2024
- 18-Ago:** Capital Group diminui a sua participação qualificada no capital social da EDP
- 16-Out:** ERSE anuncia proposta de tarifas preços para a energia eléctrica em 2017
- 19-Out:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Bandeirante em -23,53%
- 25-Out:** EDP vende 100 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 27-Out:** EDPR conclui venda de participações minoritárias na Polónia e em Itália
- 27-Out:** EDP vende 76 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 31-Out:** Fitch mantém rating da EDP em "BBB-" e outlook em estável
- 31-Out:** Participação qualificada do Norges Bank – alteração do título de imputação
- 07-Nov:** EDP recompra note entitlements no valor de 250 milhões de euros relativas à emissão "€300 million floating rate notes due 2018"
- 17-Nov:** EDP faz oferta para aquisição em dinheiro de Notes emitidas pela EDP Finance BV ao abrigo das emissões "6.000% Notes due February 2, 2018" e "4.900% Notes due October 1, 2019"
- 29-Nov:** Standard & Poors afirma rating da EDP em "BB+" e outlook positivo
- 02-Dez:** EDP adquire Notes emitidas pela EDP Finance BV ao abrigo das emissões "6.000% Notes due February 2, 2018" e "4.900% Notes due October 1, 2019" por um valor de \$500 milhões
- 06-Dez:** Income Fund of America reduz participação na EDP para 1,88% do capital social
- 13-Dez:** EDP vende 48 milhões de euros do défice tarifário em Portugal

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