



2015 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, 3 de Março de 2016

Demonstração Resultados (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	5.455	5.367	2%	+88
Fornecimentos e serviços externos	921	897	3%	+24
Custos com pessoal, benef. aos empregados	653	555	18%	+98
Outros custos operacionais (líquidos)	(43)	272	-	-315
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.531	1.725	-11%	-194
EBITDA	3.924	3.642	8%	+282
Provisões	16	52	-69%	-36
Amortizações e imparidades exercício (2)	1.465	1.397	5%	+67
EBIT	2.443	2.193	11%	+250
Resultados financeiros	(833)	(572)	-46%	-261
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	(24)	15	-	-39
Resultado antes de impostos	1.587	1.636	-3%	-49
IRC e Impostos diferidos	278	311	-11%	-33
Contribuição extraord. sector energético	62	61	1%	+1
Resultado líquido do período	1.247	1.264	-1%	-17
Accionistas da EDP	913	1.040	-12%	-128
Interesses não controláveis	334	223	50%	+111

Dados-chave Operacionais	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.084	11.798	2,4%	+287
Capacidade instalada (MW)	24.364	22.469	8,4%	+1.895

Dados-chave Financeiros (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
FFO	2.606	2.440	7%	+167
Investimento operacional	1.788	1.872	-4%	-84
Manutenção	604	623	-3%	-19
Expansão	1.184	1.249	-5%	-65
Investimento Líquido	1.735	1.794	-3%	-58

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Dez-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.670	8.681	0%	-12
Dívida líquida	17.380	17.042	2%	+338
Receb. futuros da actividade regulada	2.477	2.504	-1%	-27
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,4x	4,7x	-5%	-0,2x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3,8x	4,0x	-6%	-0,2x

Em 2015, o EBITDA da EDP aumentou 8% em termos homólogos, para €3.924M. De notar que o crescimento foi impactado por: (i) em 2015, +€295M decorrente da compra a desconto de 50% de Pecém I no Brasil no segundo trimestre (2T); +€89M da venda de activos de gás em Espanha no 1T; e +€57M ao nível da EDPR no segundo semestre; (ii) em 2014, +€131M com a venda de 50% de Jari/ Cachoeira-Caldeirão, +€81M resultante do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) em Portugal e do novo programa de pré-reformas. Excluindo estes efeitos, o **EBITDA** subiu 2%, para €3.483M. Apesar do efeito de expansão de portfólio, o crescimento ficou condicionado pelo impacto cambial desfavorável (-€51M essencialmente explicado pela depreciação do Real face ao Euro) e pela baixa produção renovável nos nossos principais mercados, nomeadamente hídrica (em Portugal, com uma hidraulicidade 26% abaixo da média histórica; no Brasil com um défice hídrico de 15%) e eólica (3% abaixo da média histórica). No **mercado Ibérico**, o EBITDA caiu 9%, para €1.924M em 2015, reflexo da fraca hidraulicidade, menor resultados obtidos na gestão de energia. O EBITDA da **EDPR** cresceu 26%, para €1.142M em 2015, impulsionado pelo acréscimo de 10% na capacidade instalada média, melhores preços de venda em Espanha, por um impacto cambial favorável (+€74M essencialmente por via da apreciação em 20% do USD face ao Euro) e de um ganho não recorrente líquido de +€57M. O EBITDA da **EDP Brasil** subiu 38%, para €857M em 2015, ajudado por alguns sinais de recuperação da seca e pelo já referido ganho resultante da aquisição de 50% de Pecém I. Ainda ao nível da EDP Brasil, não obstante uma melhoria no 4T15, a situação de seca teve um impacto negativo no EBITDA (-€95m em 2015), mitigada pela operação de Pecém I (+€146M ex-FX), existindo também um impacto negativo da depreciação do Real Brasileiro face ao Euro (-€125M em 2015).

Excluindo o impacto líquido de reestruturações em 2014 (+€81M, conforme descrito acima) e €16M de custos adicionais com benefícios de empregados, os **custos operacionais** do Grupo EDP subiram 2% em termos homólogos, para €1.558M em 2015, reflectindo: (i) uma queda de 1% na Península Ibérica, suportada por uma redução do número de colaboradores; (ii) subida de 8% na EDPR (excluindo impacto cambial), fruto da expansão de capacidade; (iii) acréscimo de 9% no Brasil, em moeda local, reflexo da consolidação integral de Pecém I e de um apertado controlo de custos. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** totalizaram -€43M em 2015 (vs. custo de €272M em 2014), influenciados por: (i) já referidos ganhos em Pecém I, activos de gás e EDPR, em 2015, e Jari/Cachoeira em 2014; e (ii) acréscimo custos suportados com impostos sobre a geração e clawback. Os custos relativos a 2015 suportados com impostos sobre geração e tarifa social em Espanha; com o clawback, tarifa social e contribuição extraordinária do sector de energia, em Portugal; ascenderam a €262M em 2015 (+€36M em termos homólogos). Os critérios de elegibilidade no acesso à tarifa social de electricidade em Portugal foram alargados em Nov-14. O 'desconto' associado, suportado pelo produtores em regime ordinário, ronda 20%. Em conformidade, e na sequência do esforço de marketing por parte da EDP com o intuito de melhorar a percepção do consumidor quanto a este benefício social, o número total de contratos com tarifa social aumentou de 43 mil em Dez-14 para 100 mil em Dez-15.

O **EBIT** subiu 11% para €2.443M em 2015, traduzindo um acréscimo do EBITDA e amortizações mais elevadas (+5% em termos homólogos, fruto da apreciação cambial do USD e da consolidação integral de Pecém I). Os **custos financeiros líquidos** ascenderam a €833M em 2015, superando os €572M de 2014, influenciados pela mais valia registada em 2014 na venda de 50% da EDP Asia (€118M) e pelo custo total em 2015 (c€50M) decorrente da amortização antecipada de alguns financiamentos mais caros e da actualização de valor de mercado da nossa participação no capital do BCP. O custo médio da dívida manteve-se estável em 4,7%. Os **interesses não controláveis** ascenderam a €334M em 2015, incluindo €127M referente à parte atribuível a minoritários dos ganhos não recorrentes na EDP Brasil. Em suma, o **resultado líquido da EDP** caiu 12% em 2015, para €913M. Ajustado dos impactos não recorrentes registados 2014 (+€136M; detalhes na pág. 4) e em 2015 (+€163M; detalhes na pág. 4), o resultado líquido recuou 17% no ano, para €749M em 2015, penalizado pela fraca hidraulicidade e eolicidade, menores resultados com gestão de energia e por um impacto cambial desfavorável.

A **dívida líquida** subiu de €17MM em Dez-14, para €17,4MM em Dez-15. Considerando o encaixe de €0,5MM em Jan-16, que resultou da venda acordada no 4T15 de uma posição minoritária em activos eólicos à Axium e de uma nova estrutura com investidores institucionais, a dívida líquida situar-se-ia em €16,9MM. A evolução da dívida líquida em 2015 reflecte: i) a consolidação integral de Pecém I (+€0,6MM), parcialmente compensada pela emissão obrigacionista híbrido, com a atribuição de uma componente de 50% de capitais próprios (€0,375MM); ii) redução em €1,5MM por via de geração de fluxo de caixa operacionais (FFO), líquido de investimento em manutenção e variação de fundo maneio; (iii) aumento de €0,7MM por via do pagamento de dividendos relativo a 2014; (iv) aumento de €0,8MM resultantes do impacto líquido do investimento em expansão (nova capacidade hídrica e eólica), mudanças em fundo de maneio com fornecedores de imobilizado, recebimentos líquidos de parceiros institucionais e desinvestimentos líquidos. v) +€86M resultante da apreciação cambial do USD face ao Euro. A posição de liquidez financeira (caixa e linhas de crédito disponíveis) do Grupo EDP a Dez-15 ascende a €5,4MM, cobrindo as necessidades de refinanciamento da EDP para além de 2017.

O Conselho de Administração Executivo irá propor na Assembleia Anual de Accionistas a distribuição de um dividendo relativo ao exercício de 2015 no valor de €0,185 por acção.

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

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15	4T15 YoY		4T15 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	583	671	-13%	-88	176	180	156	159	153	169	144	117	-26%	-42	-19%	-27
Actividades Liberalizadas	364	416	-13%	-53	186	125	54	51	102	81	93	88	74%	37	-5%	-5
Redes Reguladas P. Ibérica	1.031	1.042	-1%	-11	245	314	257	226	324	245	242	221	-2%	-5	-9%	-21
Eólico e Solar	1.142	903	26%	+239	271	223	147	261	295	253	235	360	38%	99	54%	126
Brasil	857	619	38%	+238	127	139	108	245	129	372	154	202	-18%	-43	31%	48
Outros	(53)	(9)	-486%	-44	2	(2)	(2)	(7)	(15)	24	(7)	(55)	-653%	-48	-698%	-48
Consolidado	3.924	3.642	8%	+282	1.007	980	721	935	988	1.143	860	933	0%	-2	8%	73

O EBITDA consolidado ascendeu a €3.924M em 2015, 8% acima de 2014, incluindo: (i) em 2014, +€131M obtido na venda de 50% da posição em Jari/ Cachoeira-Caldeirão e +€81M de impacto líquido de reestruturação no grupo (novo Acordo Colectivo de Trabalho em Portugal, 'ACT', e do programa de pré-reformas); (ii) em 2015, +€295M decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I (1S15), +€89M obtido na venda de activos de gás à Redexis (2T) e perto de +€57M de impacto líquido na EDPR. Excluindo estes efeitos, o EBITDA ajustado subiu 2%, para €3.483M, suavizado pelo proveito de €64M registado em 2014 por força do reconhecimento de activos regulatórios criados no Brasil em 2013.

Em 2015, o EBITDA foi penalizado por condições atmosféricas adversas em diferentes geografias. No Brasil, a intensificação da seca traduziu-se num défice de geração hídrica de 15% em 2015 (face a 9% em 2014), reduzindo o EBITDA em €95M em 2015 – ainda assim, as medidas tomadas no 4T15, com uma limitação do risco de hidraulicidade a um máximo de 8% em 40% do nosso portfólio (efectivo a partir de 1-Jan-15), a par de um preço de mercado mais baixo e de uma amenização da seca, proporcionaram uma recuperação do EBITDA em €32M no 4T15 face ao 4T14. Em Portugal, a hidraulicidade ficou 26% aquém da média histórica em 2015, o que compara com um prémio de 27% em 2014. Na EDPR, a eolicidade ficou 3% aquém do cenário P50 em 2015, face a +1% em 2014. O impacto cambial no EBITDA ascendeu a -€51M em 2015 (-1% do EBITDA), reflexo da depreciação do BRL (-16%) e da apreciação do USD (+20%), ambos face ao Euro.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (15% do EBITDA) - O EBITDA caiu 13% para €583M em 2015, impactado pela inferior produção em mini-hídricas (-45% face a 2014), pela depreciação natural da base de activos em CAE/CMEC num contexto de baixa inflação e pelo menor impacto líquido de itens não recorrentes vis-a-vis os impactos positivos em 2014.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (9% do EBITDA) - O EBITDA caiu €53M face a 2014, para €364M em 2015, suportado por margens menos atractivas no mercado grossista/retalho de gás (concorrendo para uma queda na margem bruta de -€15M), por um aumento de impostos sobre geração na P. Ibérica, por força da subida de produção própria e preços (+€28M de custo face a 2014); e ainda por um mix de geração mais caro, devido à escassa hidraulicidade (a produção hídrica foi responsável por 25% do total de geração vs. 41% em 2014), combinado com o impacto adverso de uma volatilidade de preços mais reduzida. Adicionalmente, a escassez de recursos hídricos em 2015 implicou um atraso no arranque de operações em novas centrais hídricas, justificando uma contribuição reduzida para o EBITDA.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (26% do EBITDA) - O EBITDA recuou 1%, para €1.031M em 2015, com impactos não recorrentes materiais, essencialmente justificados por: (i) em 2014, impacto de novo ACT em Portugal e de custos com o programa de antecipação de pré-reformas; (ii) em 2015, a mais-valia na venda de activos de distribuição de gás em Espanha à Redexis. Excluindo estes impactos, o EBITDA das Redes Reguladas diminuiu 4% (-€38M) em 2015, suportado pela diminuição das receitas reguladas decorrente da venda de activos e por menores custos operacionais. A margem bruta diminuiu 4% em 2015 (-€67M vs. 2014), reflexo de: (i) em Portugal, uma taxa de retorno sobre o RAB mais baixa na distribuição de electricidade (de 8,26% em 2014 para 6,34% em 2015, em virtude da diminuição do risco soberano) e da rápida passagem de clientes para o mercado livre; (ii) em Espanha, proveitos inferiores na distribuição de gás devido à venda de activos.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (29% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR cresceu 26% (+€239M), para €1.142M em 2015, incluindo o impacto líquido da aquisição de controlo sobre alguns activos da ENEOP (+€125M); e write-offs (-€72M), resultantes do enfoque estrito de esforços de desenvolvimento em regiões com fundamentais sólidos. Excluindo impactos não recorrentes, o EBITDA cresceu 20%, impulsionado por um impacto cambial positivo (+74M sobretudo por via da apreciação do USD face ao EUR em 20%), maior produção (+€106M) e um preço médio realizado mais alto, resultante do maior peso de produção sob capacidade contratada e da recuperação do preço de mercado em Espanha.

BRASIL (22% do EBITDA) - A contribuição da EDPB subiu 38% (+€238M), para €857M em 2015, incluindo um impacto cambial adverso (-€125M decorrente de depreciação em 16% de BRL face ao EUR) e dos seguintes efeitos não recorrentes: i) em 2015, impacto da compra à Eneva de 50% em Pecém I (+€267M) e da venda de activos eólicos à EDPR (+€18M, sem qualquer impacto ao nível do grupo EDP por via de ajustamento ao nível da holding EDP); (ii) em 2014, impacto da venda à CTG de uma posição de 50% em Jari/Cachoeira-Caldeirão (+€131M) e do reconhecimento dos activos regulatórios relativos a 2013 (+€64M). Excluindo itens não-recorrentes, o EBITDA em moeda local subiu 59%, para R\$2,112M em 2015. EBITDA da geração e comercialização subiu 74% (+R\$548M), impactado pela consolidação integral de Pecém I desde 15-Mai-15 (+R\$457M) e pela recuperação da performance das centrais hídricas (+R\$136M face a 2014). Esta recuperação suportou-se numa estratégia de alocação sazonal de volumes vendidos mais eficiente e por uma melhoria na disponibilidade das centrais. O impacto do baixo GSF foi menos acentuado (-R\$295M em 2015 face a -R\$394M em 2014), devido à redução do PLD (-58% em termos homólogos, para uma média de R\$288/MWh em 2015) e à evolução do GSF (85% em 2015 face a 91% em 2014, apesar da recuperação para 89%, no 4T15). O EBITDA da distribuição ascendeu a R\$937M, reflexo da actualização por inflação do valor residual da base de activos (+R\$152M em 2015) e do acréscimo dos reajustamentos tarifários nas nossas distribuidoras.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.	1T15	2T15	3T15	4T15	4T15 QoQ Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.924	3.642	8%	282	988	1.143	860	933	8%	73
Provisões	16	52	-69%	-36	1	3	6	7	22%	1
Amortizações e imparidades exercício	1.465	1.397	5%	67	337	353	369	406	10%	37
EBIT	2.443	2.193	11%	250	651	788	485	520	7%	35
Juros financeiros líquidos	(892)	(883)	-1%	-8	(238)	(216)	(218)	(219)	1%	-1
Custos financeiros capitalizados	84	169	-50%	-85	32	15	18	18	0%	0
Diferenças de câmbio e derivados	(35)	(52)	33%	17	(40)	26	(33)	11	-133%	44
Rendimentos de participações de capital	12	5	141%	7	0	9	3	0	-	-3
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(44)	(64)	31%	20	(11)	(11)	(11)	(11)	-2%	0
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	(1)	118	-	-119	-	1	0	(1)	-1618%	-1
Outros ganhos e perdas financeiros	43	135	-68%	-92	50	19	(22)	(5)	-78%	17
Resultados Financeiros	(833)	(572)	-46%	-261	(208)	(156)	(262)	(207)	-21%	55
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	(24)	15	-	-39	(2)	(22)	(2)	1	-168%	3
Resultados Antes de Impostos	1.587	1.636	-3%	-49	441	610	222	314	42%	92
IRC e Impostos Diferidos	278	311	-11%	-33	82	112	42	42	0%	-0
Taxa de imposto efectiva (%)	18%	19%	-	-1,5 pp	19%	18%	19%	13%	0%	0,1 pp
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	62	61	1%	1	61	(0)	-	1	0%	1
EDP Renováveis	114	77	48%	37	39	19	12	45	290%	34
Energias do Brasil	207	141	46%	65	18	127	18	44	144%	26
Outros	14	5	160%	8	5	2	1	6	600%	5
Interesses não controláveis	334	223	50%	111	62	148	30	94	212%	64
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	913	1.040	-12%	-128	237	350	149	177	19%	28

As **amortizações e imparidades** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) subiram 5% para €1.465M em 2015, suportados: (i) em 2015, um acréscimo das amortizações ao nível da EDPR (+€84M vs. 2014) resultante da capacidade instalada nos últimos 12 meses e por força da apreciação do USD e do registo de imparidades (€22M em 2015 vs, €27M em 2014); (ii) amortizações de Pecém pós-consolidação integral (+€31M); (iii) uma imparidade de €27M ao nível do Grupo relativa à Escelsa devido a desvalorização do real; e (v) em 2014, uma imparidade de €27M referente à central hídrica Alvito.

Os **custos financeiros líq.** subiram 46%, para €833M em 2015. , incluindo um custo não recorrente relativo ao pagamento antecipado de financiamento mais caro no portfolio. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** subiram 1%, fruto do impacto da apreciação do USD face ao EUR na dívida denominada em USD. As **diferenças de câmbio e derivados**, no valor de -€35M em 2015 (+€17M vs. 2014), referem-se sobretudo a mark-to-market de USD/EUR e USD/BRL. Os **custos financeiros capitalizados** recuaram €85M, para €84M em 2015, influenciados pelo menor investimento em projectos hídricos em construção e pela consolidação de Jari/CC pelo método de equivalência patrimonial, desde Jun-14. Os **outros ganhos e perdas financeiros** (€43M em 2015, -€92M vs. 2014) incluem um ganho de €56M com a venda do défice tarifário e uma imparidade de €22M com a posição financeira no BCP, enquanto que em 2014 houve um ganho de €78M com venda de défice tarifário.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram -€24M em 2015 (-€39M vs. 2014), com as principais contribuições de: i) participação de 40% da EDPR no capital da ENEOP Portugal, que passou a ser integralmente consolidada em Set (€6M em 2015, -€7M face em 2014); participação de 50% da EDPB nos projectos Jari/CC (-€19M em 2015 vs. 2014); a nossa participação na EDP Ásia (CEM) (-€10M vs. 2014); mitigados pela participação de 50% da EDPB no capital de Pecém I (-€22M em 2015, -€38M em 2014, consolidado integralmente desde 15-Maio).

O **imposto sobre o rendimento** (€278M em 2015) traduz-se numa taxa efectiva de imposto de 18% (vs. 19% em 2014). Em 2015, esta linha inclui €36M por conta do imposto sobre o ganho registado na compra dos restantes 50% do capital de Pecém I. Adicionalmente, importa relevar que o ganho na venda de activos de gás em Espanha não contribui para o lucro tributável. Numa outra nota, registou-se uma queda na taxa de imposto sobre as sociedades, tanto em Portugal e Espanha, em 2015: de 31,5% em 2014 para 29,5%, em Portugal; de 30% em 2014 para 28%, em Espanha. Além disso, em 2015 o impacto total do ano da contribuição extraordinária sobre o sector de energia (0,85% sobre os activos líquidos) em Portugal foi de €62M (vs. €61M em 2014).

Os **interesses não controláveis**, no valor de €334M em 2015 (+€111M vs. 2014), foram impulsionados pela ganho com a aquisição de Pecém (€127M) ao nível da EDP Brasil, pelo ganho de capital registado na venda dos activos de gás ao nível da participação minoritária de 5% da Naturgas e pelo aumento do resultado líquido da EDPB e na EDPR, bem como pelo aumento dos minoritários ao nível da EDPR.

O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** recuou 12% face a 2014, para €913M em 2015, impactado pelos resultados financeiros e pelos interesses não controláveis. Ajustado de eventos não recorrentes⁽¹⁾, o resultado líquido em 2015 foi €750M (-17% vs. Os €905M em 2014).

⁽¹⁾Eventos não recorrentes: (i) em 2015 (+€163M), ganho com aquisição de 50% de Pecém (+€132M); venda de activos de gás à Redexis (+€85M); ganho com consolidação integral dos activos ENEOP (líquido de imparidades e write-offs) +€47M; imparidade BCP (-€17M) e Escelsa (-€21M); e na contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€62M). (ii) em 2014 (+€135M), ganho proveniente do novo ACT líquido de custos de reestruturação (+€55M); em imparidades (-€26m); ganhos de capital obtidos na venda de uma posição de 50% em Jari/CC (+€50M) e EDP Ásia (+€118m); e na contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€61M).

Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	28	36	-20%	-7
Liberalizado (P. Ibérica)	388	559	-30%	-170
Redes reguladas (P. Ibérica)	377	382	-1%	-5
Eólico & Solar	901	710	27%	+191
Brasil	114	119	-4%	-5
Outros	(20)	67	-	-87
Grupo EDP	1.788	1.872	-4%	-84
Expansão	1.184	1.249	-5%	-65
Manutenção	604	623	-3%	-19

1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15
3	7	10	16	4	7	6	12
124	171	115	148	93	96	79	121
70	89	87	136	69	78	77	153
44	69	165	432	163	159	274	306
26	28	39	26	21	24	25	44
11	17	15	24	14	15	17	(66)
278	381	431	782	362	379	477	570
166	233	278	572	260	244	348	331
112	148	153	210	102	134	129	238



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 2015	Inv. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.368	268	1.592
Eólico e Solar (2)	144	43	49
Total	1.512	311	1.642

Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	286	137	-	+149
Perímetro consolidação EDPR	114	20	-	+93
Brasil - Produção	168	60	-	+108
Other	5	57	-	-53
Desinvestimentos	694	338	-	+356
Activos de gás (Ibéria)	271	-	-	+271
EDP Brasil (Jari & C. Caldeirão)	-	134	-	-134
Activos eólicos	417	109	-	+308
Outros	6	95	-	-90
Total	(408)	(201)	-	-207

Investimento Líquido (€m)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	1.788	1.872	-4%	-84
Investimentos financeiros	286	137	-	+149
Rotação de activos na EDPR	(339)	(215)	-	-123
Total	1.735	1.794	-3%	-58

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €1.788M em 2015, em grande parte (67%) dedicado a à construção de nova capacidade hídrica e eólica. O investimento de manutenção caiu 3% (-€19M), para €604M em 2015, concentrando-se nas actividades de redes reguladas na Pen. Ibérica e no Brasil. O **investimento líquido em 2015 totalizou €1.735M (vs. €1.794M em 2014)**.

O investimento em **capacidade hídrica em construção em Portugal** totalizou €268M, incluindo o projecto de construção do escalão a jusante da central de Baixo Sabor (30MW), que entrou em operação no 1T15. Em Dez-15, a EDP tinha 4 centrais hídricas em construção: (i) Salomonde II (207MW), que entrou em operação em Jan-16; (ii) Baixo Sabor (complexo a montante de 142MW), com arranque previsto para o 1T16; (iii) Venda Nova III, com início de operação programado para o 2S16 (756MW); e (iv) Foz-Tua (263MW) com arranque previsto no final de 2016/início de 2017. Adicionalmente, no 1S15 entraram em operação as centrais hídricas de Ribeiradio/Ermida (82MW). O **investimento em nova capacidade eólica** (EDPR) atingiu €901M em 2015 (dos quais €106M reflexo de apreciação cambial do USD face ao Euro), essencialmente alocado a nova capacidade instalada em 2015 (+519MW, excluindo 613MW relativos à ENEOP), 144MW de capacidade em construção (83% no Brasil e 17% na Europa) e beneficiação de capacidade já em operação. No Brasil, o investimento ascendeu a €114M em 2015, maioritariamente destinado à actividade da distribuição. A rubrica **Outros** inclui em 2014 e 2015 o investimento no edifício da nova sede da EDP em Lisboa e, no 4T15, a venda do edifício da sede da EDP no Porto.

No geral, e excluindo os novos projectos hídricos no Brasil, a EDP investiu €1,6MM em 1,5GW de nova capacidade em construção. Note-se que toda a nova capacidade em construção no Brasil corresponde a projectos consolidados pelo método de equivalência patrimonial: Cachoeira-Caldeirão (219MW), com início de PPA em Jan-17 (grau de acabamento de 95%) e S. Manoel (700MW) com início de PPA em Mai-18 (em início de construção).

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €408M em 2015. Os **desinvestimentos financeiros** totalizaram €694M em 2015. Os desinvestimentos incluem: i) €241M decorrentes da venda de activos de gás em Espanha à Redexis no 1S15; ii) €339M relativos à venda pela EDPR de posições minoritárias num parque solar de 30MW e num portfólio com 1.101MW de capacidade instalada à Fiera Axiom, ambos nos EUA; iii) €79M relativos à conclusão da venda pela EDPR de participações minoritárias em parques eólicos no Brasil à CWEI Brasil (subsidiária da CTG); e iv) €30M decorrentes da alienação de uma participação minoritária na Setgás no 4T15. Os **investimentos financeiros** ascenderam a €286M em 2015, incluindo i) a aquisição da participação de 50% da Eneva na central de Pecém I no Brasil (€91M); ii) contributos de capital da EDPB para os projectos hídricos de C. Caldeirão e S. Manoel (€70M); e iii) no âmbito da EDPR, a liquidação relativa ao processo de separação dos activos da ENEOP (€50M) e aquisição de participações minoritárias em sociedades veículo já controladas pela EDPR em Espanha.

Em perspectiva, para 2016 a EDP acordou já os seguintes desinvestimentos e investimentos: i) venda pela EDPR de participação minoritária num portfólio de activos eólicos nos EUA à Axiom, cujo encaixe ocorreu em Jan-16 (\$308M); ii) venda pela EDPB da sociedade Pantanal, finalizada em Jan-16 (R\$0,4MM); iii) venda pela EDPR de uma participação minoritária num portfólio de activos eólicos na Polónia e Itália à CTG, a ser concluída no 2S16 (€0,4MM); e iv) aquisição de activos de distribuição de gás no Norte de Espanha à Repsol, que representam um “enterprise value” de €0,1MM, com conclusão prevista para o 2S16.

FFO & Cash Flow



Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.924	3.642	8%	+282
Imposto corrente	(280)	(115)	-144%	-165
Juros financeiros líquidos	(892)	(883)	-1%	-8
Resultados de associadas e dividendos	(11)	20	-	-32
Itens não monetários	(134)	(225)	40%	+91
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	2.606	2.440	7%	+167

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.924	3.642	8%	+282
Imposto corrente	(280)	(115)	-144%	-165
Investimento em fundo de maneo	(560)	(279)	-101%	-281
Recebimentos futuros da actividade regulada	27	182	-85%	-155
Itens não monetários	(134)	(225)	40%	+91
Outros	(452)	(236)	-92%	-216

Fluxo das Actividades Operacionais	3.084	3.249	-5%	-165
Investimento operacional	(1.788)	(1.872)	4%	+84
Expansão	(1.184)	(1.249)	5%	+65
Manutenção	(604)	(623)	3%	+19
Var. de fundo de maneo de fornec. de imobilizado	24	171	-86%	-147
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	408	201	103%	+207
Juros financeiros líquidos pagos	(847)	(719)	-18%	-128
Dividendos recebidos	34	38	-11%	-4
Dividendos pagos	(801)	(796)	-1%	-6
Accionistas	(672)	(672)	0%	-0
Outros	(129)	(124)	-4%	-5
Receb./pagamentos) parceiros institucionais EUA	68	148	-54%	-80
Variações cambiais	(86)	(403)	79%	+318
Outras variações não operacionais	(435)	23	-	-459
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(338)	41	-	-379

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	14.357	14.803	-3%	-445
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	903	1.557	-42%	-654
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(11.294)	(12.230)	8%	+936
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(740)	(654)	-13%	-86
Fluxo gerado pelas operações	3.226	3.476	-7%	-250
Receb./pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(142)	(227)	38%	+85

Fluxo das Actividades Operacionais	3.084	3.249	-5%	-165
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.633)	(1.449)	-13%	-184
Fluxo das Actividades de Financiamento	(2.780)	(1.378)	-102%	-1.402
Variação de caixa e seus equivalentes	(1.329)	422	-	-1.751
Efeito das diferenças de câmbio	(40)	35	-	-75

O FFO totalizou €2.606M em 2015, reflectindo um aumento de €282M no EBITDA (ver detalhes na página 3), que foi em parte compensado pelos seguintes impactos: i) uma diminuição em €32M nos “Resultados de associadas e dividendos”, reflectindo essencialmente contributos negativos ao nível das centrais de Pecém I e Jari no Brasil em 2015 (ver detalhes na página 22); e ii) um aumento em imposto corrente de €165M. É de salientar que a rubrica ‘outros ajustamentos’ inclui um impacto negativo de €129M relacionado com o novo Acordo Colectivo de Trabalho em Portugal, totalmente compensado ao nível do EBITDA.

O fluxo das actividades operacionais diminuiu €165M no período para €3.084M em 2015. Os recebimentos futuros da actividade regulada caíram €155M vs. Dez-14, incluindo: i) um encaixe líquido de €79M proveniente das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo -€844M relativos à operação de securitização realizadas em 2015; ii) um aumento de €68M das nossas actividades em Espanha, reflectindo +€70M relativos à parcela da EDP Espanha no défice tarifário do sector do gás; e iii) uma redução de €16M de activos regulados das nossas actividades de distribuição no Brasil. Os outros investimentos em fundo de maneo, totalizaram -€452M em 2015, incluindo i) um ganho de +€295M decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I (Brasil) a desconto no 2T; ii) um ganho de +€89M obtido na venda de activos de distribuição de gás em Espanha; iii) um ganho não recorrente líquido de cerca de €57M, reflectindo o impacto líquido da aquisição de controlo sobre alguns activos da ENEOP (+€125M) e de write-offs (-€72M), nomeadamente na Europa e EUA; e iv) um aumento dos proveitos com parcerias com investidores institucionais (+€74M). Os impactos anteriores foram parcialmente mitigados pelo efeito positivo proveniente da redução dos inventários de carvão e pelos ganhos relativos às operações de securitização do défice tarifário (€56M). Recorde-se que ‘os outros investimentos em fundo de maneo em 2014 foram impactados negativamente por um ganho não-recorrente de €131M com a venda de 50% dos projectos hídricos de Jari/C. Caldeirão (Brasil) à CWEI (CTG).

O investimento operacional de expansão totalizou €1.184M em 2015, traduzindo os trabalhos de construção de nova capacidade hídrica e eólica. De notar que a variação de fundo de maneo de fornecedores de imobilizado está maioritariamente relacionada com as actividades de construção e desenvolvimento de projectos de energia renovável na EDP.

Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €408M em 2015, reflectindo essencialmente a venda de activos de distribuição de gás à Redexis em Espanha (€241M) e de uma participação minoritária na Setgás (€30M), bem como as operações de venda por parte da EDP no âmbito da estratégia de rotação de activos (€339M) e da parceria estratégica com a CTG (€79M). Os investimentos financeiros em 2015 incluem a compra à Eneva de 50% da central de Pecém I (€91M) e a liquidação relativa à separação dos activos da ENEOP (€50M).

No dia 14 de Maio de 2015, a EDP procedeu ao pagamento do dividendo anual no montante de €672M (ou €0.185/acção, estável em relação ao ano anterior). De notar que o montante de €801M de dividendos pagos em 2015 inclui o montante pago a interesses não controláveis, nomeadamente ao nível da EDP Renováveis (€51M) e da EDP Brasil (€75M).

Os recebimentos de Parceiros Institucionais reflectem o estabelecimento de novas parcerias de financiamento nos EUA (parques eólico de 99MW Rising Tree South e de Arbuckle) e o encaixe proveniente da última tranche de uma estrutura estabelecida no 4T14 (€242M), cujo impacto ao nível da dívida líquida foi parcialmente compensado pela retenção de benefícios fiscais por investidores institucionais (€174M).

As variações cambiais reflectem o impacto de uma apreciação do Dólar americano face ao Euro (€475M) que mais do que compensou a desvalorização do Real (€391M), entre Dez-14 e Dez-15, face ao Euro.

As “outras variações não operacionais” reflectem a consolidação integral de Pecém I na sequência da aquisição à Eneva de 50% de Pecém I (€0,6MM) e a consolidação ENEOP (€142M). Estes impactos foram mitigados pela emissão do empréstimo obrigacionista híbrido, metade do qual é classificado como capital, de acordo com metodologia das agências de rating, conduzindo a uma redução na dívida líquida de €375M.

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €338M vs. Dez-14 para €17,4MM a Dez-15.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Dez. vs. Dez.		
	Dez-15	Dez-14	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	22.774	20.523	2.251
Activos intangíveis	5.525	5.813	-288
Goodwill	3.389	3.321	67
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	1.028	1.272	-244
Impostos, correntes e diferidos	587	590	-3
Inventários	204	266	-62
Clientes, líquido	1.997	2.120	-123
Outros activos, líquido	5.708	5.923	-215
Depósitos colaterais	80	429	-349
Caixa e equivalentes de caixa	1.245	2.614	-1.369
Total do Activo	42.537	42.873	-336

Capital Próprio (€ M)	Dez-15	Dez-14	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.670	8.681	-12
Interesses não controláveis	3.452	3.288	164
Total do Capital Próprio	12.121	11.969	152

Passivo (€ M)	Dez-15	Dez-14	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	19.271	20.298	-1.028
Médio e longo prazo	15.654	16.401	-747
Curto prazo	3.617	3.897	-281
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.823	1.880	-57
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.165	1.067	98
Provisões	506	486	21
Impostos, correntes e diferidos	1.312	1.221	92
Proveitos diferidos de invest. institucionais	791	735	56
Outros passivos, líquido	5.547	5.217	329
Total do Passivo	30.415	30.904	-488

Total do Capital Próprio e Passivo	42.537	42.873	-336
---	---------------	---------------	-------------

Benefícios aos Empregados (€ M) (1)	Dez-15	Dez-14	Δ Abs.
Pensões (2)	883	930	-47
Actos médicos e outros	940	950	-10
Benefícios aos Empregados	1.823	1.880	-57

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Dez-15	Dez-14	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	2.021	2.203	-182
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	216	112	103
Espanha	70	2	68
Brasil	170	187	-16
Receb. Futuros da Actividade Regulada	2.477	2.504	-27

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €2.0MM vs. Dez-14, para €28,3MM a Dez-15, reflectindo essencialmente: i) +€1,2MM de impacto da consolidação integral de Pecém; ii) +€0,8M de impacto da consolidação integral da ENEOP; iii) +€1.8MM de investimento operacional; iv) -€1,5MM de amortizações; v) -€0,2MM devidos à desvalorização do BRL face ao EUR (-25%) e à valorização de 12% do USD face ao EUR entre Dez-14 e Dez-15. A Dez-15, existiam €3,8MM de imobilizado em curso (13% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** caíram €0,2MM vs. Dez-14, para €1,0MM a Dez-15, reflectindo: a conclusão, em Jan-15, da venda dos activos de gás em Espanha; a consolidação integral de Pecém I e dos activos ENEOP; a valorização a preço de mercado de algumas das nossas participações financeiras; efeitos parcialmente mitigados por contribuições para Jari e São Manoel (+€0.1bn). De notar que os investimentos financeiros incluem as nossas participações financeiras em Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%), EDP Ásia (50%), empresa detentora de 21% na CEM, REN (3,5%) e BCP (2,0%).

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, diminuíram €0,1MM vs. Dez-14, reflexo do imposto corrente do período, bem como pela esperada contribuição extraordinária cobrada ao sector energético em Portugal. O montante em **clientes e outros activos (líquidos)** diminuiu €0,3MM vs. Dez-14 para €7,7MM a Dez-15, traduzindo sobretudo uma redução do valor bruto de recebimentos futuros da actividade regulada em Portugal, reflexo das operações de securitização realizadas, cujo impacto foi parcialmente compensado pelos montantes gerados no período, mas também fruto da eliminação de créditos do Grupo EDP a Pecém e à ENEOP, os quais passaram a ser integralmente consolidados desde Mai-15 e Dez-15 respectivamente.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** caiu €27M vs. Dez-14, para €2,5MM a Dez-15, reflexo: i) de uma redução de €79M do montante originado em Portugal; ii) de um aumento de €68M do montante proveniente de Espanha; e iii) de uma diminuição de €16M do montante procedente do Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** mantiveram-se em €8,7MM a Dez-15, reflectindo essencialmente o resultado líquido gerado no período (+€913M), parcialmente mitigado pelo pagamento de dividendos de €672M e pela desvalorização do BRL face ao Euro (-€0.3bn). Os **interesses não controláveis** aumentaram €0,2MM para €3,5MM a Dez-15, devido à venda por parte da EDPR de participações minoritárias em parques eólicos e à volatilidade da cotação do EUR/BRL e do EUR/USD.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €57M vs. Dez-14 para €1,823M a Dez-15, reflectindo o pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos em 2015. O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, aumentou €98M vs. Dez-14, para €1,165M a Dez-15, reflectindo a apreciação do USD e o pagamento de benefícios fiscais a parceiros institucionais.

(1) Bruto de impostos; (2) Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPD (recuperados na tarifa); através das tarifas na distrib. e comerc. de último recurso de electr. e gás em Portugal.

(3) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos subsequentes

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)

	Dez-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.157	17.676	-9%	-1.519
EDP Produção & Outros	115	178	-36%	-63
EDP Renováveis	1.080	928	16%	152
EDP Brasil	1.415	988	43%	427
Dívida Financeira Nominal	18.767	19.769	-5%	-1.003

Juros da dívida a liquidar	332	371	-11%	-39
"Fair Value"(cobertura dívida)	172	157	9%	14
Derivados associados com dívida (2)	(175)	(202)	14%	27
Depósitos colaterais associados com dívida	(80)	(429)	81%	349
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(381)	-	-	-381
Dívida Financeira	18.635	19.667	-5%	-1.032

Caixa e Equivalentes	1.245	2.614	-52%	-1.369
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	680	1.989	-66%	-1.308
EDP Renováveis	299	369	-19%	-70
EDP Brasil	267	257	4%	10
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	9	11	-13%	-1

Dívida líquida do Grupo EDP	17.380	17.042	2%	338
------------------------------------	---------------	---------------	-----------	------------

Linhas de Crédito em Dez-15 (€M)

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

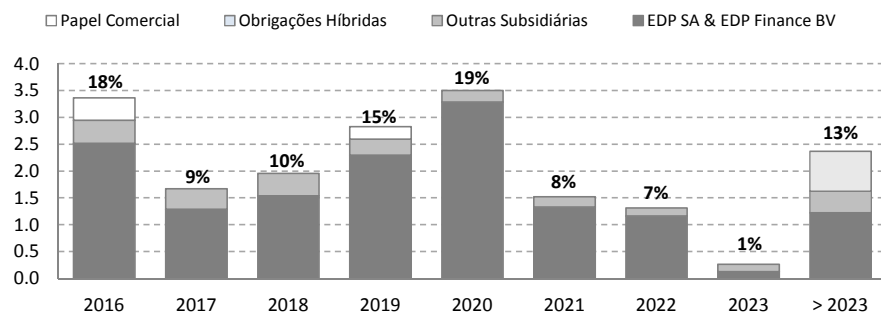
Ratings da Dívida

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

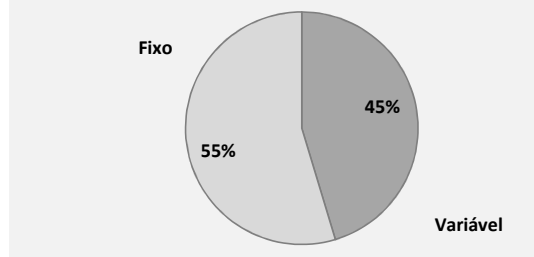
Rácios de Dívida

Dívida Líquida / EBITDA	4,4x	4,7x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	3,8x	4,0x

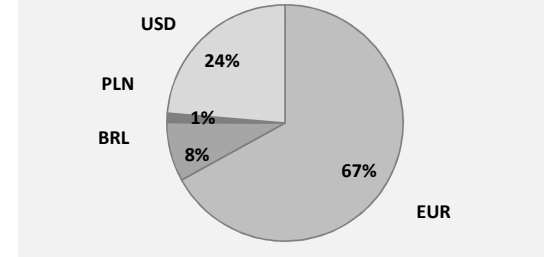
Maturidade da Dívida a Dez-15 (€ M) (1)



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



Dívida por Tipo de moeda - Dez-15 (1)



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da 'holding' (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), através dos mercados de dívida e de empréstimos bancários. A manutenção do acesso a fontes diversificadas de financiamento e assegurar as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência são princípios que continuam a fazer parte da estratégia de financiamento da empresa. No que se refere à notação de rating da empresa, em Out-15, a S&P manteve o rating de longo prazo da EDP em "BB+", com Outlook Positivo. Em Nov-15 a Fitch manteve o rating da EDP em "BBB-", mantendo o outlook em "Estável". Mais recentemente, em Fev-16, a Moody's manteve a notação de rating da EDP em "Baa3" com Outlook 'Estável'. Esta afirmação ocorreu no seguimento da revisão do rating da EDP e outras empresas Europeias do sector ao clima de mercado, reflectindo a menor exposição da EDP ao risco de diminuição de preços da electricidade, bem como a sua flexibilidade financeira.

No que se refere às **principais operações de reembolso e refinanciamento**, em Fev-15 a EDP assinou um contrato de financiamento de €2,0MM a 5 anos com um grupo de 16 bancos internacionais que foi usado para pagamento antecipado de um empréstimo de €1,6MM assinado em Jan-13 com maturidade em Jan-17 (50%) e Jan-18 (50%). O novo financiamento paga EURIBOR+1,1% (vs. EURIBOR+4% do empréstimo a substituir) e inclui uma tranche de €500M com o formato Revolving Credit Facility. Em Mar-15, a EDP reembolsou na maturidade um empréstimo obrigacionista de €1MM com um cupão de 3,25%, que tinha sido "swapped" para taxa variável. Em Abr-15, a EDP emitiu, ao abrigo de um programa de obrigações em Euros, €750M com vencimento em Abr-2025 e um cupão de 2%. Em Jun-15, a EDP reembolsou na maturidade um empréstimo obrigacionista de €0,5MM com um cupão de 3,75%. Em Set-15, a EDP emitiu um empréstimo obrigacionista híbrido de €750M, com opção de compra exercível 5,5 anos após a emissão, vencimento em Set-75 e cupão de 5,375%. Em linha com a metodologia seguida pelas agências de rating, 50% do valor da emissão é classificado como capital, contribuindo para a melhoria das métricas de crédito da EDP e execução dos objectivos de desalavancagem financeira. Em Nov-15, a EDP pagou antecipadamente um empréstimo obrigacionista de €150M com taxa variável que vencia em Out-2018. Durante 2015, a EDP pagou ainda antecipadamente empréstimos bilaterais num montante superior a €1MM, que venciam nos próximos um a dois anos.

Em virtude das operações de refinanciamento acima referidas, a **maturidade média da dívida** aumentou de 4,0 anos em Dez-14 para 4,8 anos em Dez-15 (excluindo obrigação híbrida). 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 em 2016 ascendem a €2,95MM, incluindo i) €1,25MM de empréstimos obrigacionistas com vencimento no 1S16; ii) €1,0MM de empréstimos obrigacionistas com vencimento no 3Q16; iii) €0,2MM relativos a um programa de "Euro Commercial Paper" com vencimento no 1Q16; e iv) €0,5MM relativos a outras linhas que vencem ao longo do ano. As necessidades de refinanciamento em 2017 totalizam €1,3MM, consistindo na sua maioria em empréstimos obrigacionistas. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,4MM a Dez-15. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além 2017.



Áreas de Negócio

Balanco Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2015	2014	Δ%	2015	2014	Δ%	2015	2014	Δ%
Hidroeléctrica	8,8	14,7	-40%	30,8	42,6	-28%	39,6	57,2	-31%
Nuclear	-	-	-	54,8	54,9	0%	54,8	54,9	0%
Carvão	13,7	11,1	24%	50,9	41,1	24%	64,6	52,2	24%
CCGT	5,2	1,4	273%	25,3	21,3	19%	30,6	22,7	34%
Fuel/gas/diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Bombagem	(1,5)	(1,1)	36%	(4,5)	(5,3)	-15%	(6,0)	(6,4)	-7%
Regime Convencional	26,2	26,1	1%	157,3	154,6	2%	183,5	180,6	2%
Eólica	11,3	11,8	-4%	47,7	50,6	-6%	59,0	62,4	-5%
Outras	9,1	10,0	-9%	44,5	43,1	3%	53,6	53,1	1%
Regime Especial	20,5	21,9	-6%	92,2	93,7	-2%	112,6	115,6	-3%
Importação/(exportação)	2,3	0,9	151%	(1,5)	(4,7)	-69%	0,8	(3,8)	-
Consumo Referido à Emissão	49,0	48,8	0,3%	248,0	243,6	1,8%	297,0	292,4	1,6%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,1%			1,6%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2015	2014	Δ%	2015	2014	Δ%	2015	2014	Δ%
Procura convencional	39,9	40,8	-2%	254,1	249,8	2%	293,9	290,7	1%
Procura para produção electricidade	11,0	3,2	242%	61,2	51,8	18%	72,2	55,0	31%
Procura Total	50,9	44,1	16%	315,2	301,6	5%	366,1	345,7	6%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 1,6% em 2015, reflexo de uma recuperação moderada face às quedas dos anos anteriores. Em Espanha (84% do total), o consumo referido à emissão subiu 1,8% em 2015, ou 1,6% quando ajustado de efeitos temperatura e dias úteis. Em Portugal (16% do total), a procura foi 0,3% superior (ainda que quase estável quando ajustada de temperatura e dias úteis). No 4T15, a procura recuou 0,6% face ao 4T14, suportada por uma queda de 2,5% em Portugal e por uma queda de 0,3% em Espanha – neste período, com um clima mais ameno no período.

A capacidade instalada na P. Ibérica cresceu 1% em 2015 (+1,2GW), essencialmente suportada pela adição de nova capacidade renovável no último ano: hídrica (+0,1GW em Portugal; +0,9GW em Espanha) e eólica, na P. Ibérica; este acréscimo foi algo compensado pelo encerramento de centrais de cogeração. Em Portugal, o escalão de jusante da central hídrica do Baixo Sabor (30MW) e a central de Ribeiradio/Ermida (82MW) iniciaram operações em 2015.

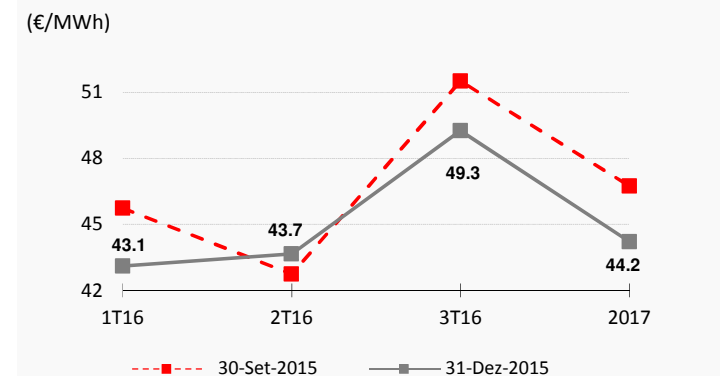
A procura residual térmica (PRT) em 2015 cresceu 27% (+20TWh) face a 2014 (+19% no 4T15, em termos homólogos), traduzindo-se num acréscimo de 24% na produção a carvão (+12TWh) e numa subida em 34% da produção em CCGT (+8TWh). Em consonância, as emissões de CO₂ registaram um acréscimo de 23% no período. O aumento da PRT explica-se por: (i) -17TWh de produção hídrica (líquido de bombagem), resultante do tempo muito seco em 2015 (hidraulicidade em Portugal e Espanha c40% abaixo de 2014, ficando 26% e 40% abaixo da média de LP, respectivamente); (ii) 5TWh de acréscimo na procura na P. Ibérica; e (iii) 3TWh resultante de menor produção eólica decorrente de fracos recursos eólicos (-9% em termos homólogos mas, ainda assim, 1% acima da média LP). Por sua vez, a P. Ibérica tornou-se importadora líquida no 4T15 e 2015, com um impacto negativo na PRT de 4TWh, resultante do tempo seco na P. Ibérica e na duplicação da capacidade de interligação de Espanha com França no 4T15 (de 1,4GW para 2,8GW). De modo geral, o cenário de maior procura e de menores recursos hídricos/eólicos foi colmatado com maior geração térmica, traduzindo-se num acréscimo do factor médio de utilização, tanto no carvão (+12pp, para 58%, em Espanha) e nas CCGT (+1pp, para 11%).

O preço médio à vista em Espanha subiu c20% em termos homólogos, para €50/MWh em 2015 tanto em Espanha como em Portugal. O preço médio de CO₂ subiu 29% face a 2014, para €7,7/ton em 2015. O preço médio final de electricidade em Espanha fixou-se €13/MWh acima do preço à vista (16% acima de 2014, em €63/MWh), reflexo da modulação horária e da contribuição de mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo aumentou 6% em 2015, suportado pelo aumento do consumo para produção de electricidade (+31% face a 2014, fruto do acréscimo das horas de funcionamento das CCGTs e por uma procura convencional 1% mais alta em 2015.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	2015	2014	Δ%
Hídrica	23,1	22,1	5%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,7	11,7	0%
CCGT	28,8	28,8	0%
Fuel/gas/diesel	0,8	0,8	0%
Regime Convencional	71,4	70,4	1%
Eólica	27,9	27,7	1%
PRE's (outras)	20,0	20,0	0%
Regime Especial	47,9	47,7	0%
Total	119,3	118,1	1%

Preços de Electricidade a prazo no Mercado Ibérico (OMIP)



Factores Chave	2015	2014	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,74	1,27	-42%
Espanha	0,60	1,20	-50%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,01	1,11	-9%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	50,4	41,9	20%
Espanha	50,3	42,1	19%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	63,0	54,4	16%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	7,7	6,0	29%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	56,8	75,3	-25%
Gás NBP, €/MWh (1)	20,0	21,1	-5%
Brent, USD/Barril (1)	52,5	99,0	-47%
EUR/USD (1)	1,11	1,33	-16%

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



DR Operacional (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	1.033	1.005	3%	+28
Receitas no mercado (i)	828	846	-2%	-19
Desvio anual (ii)	160	100	60%	+60
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	46	59	-22%	-13
Custos Directos: CAE/CMEC	367	280	31%	+86
Carvão	213	193	10%	+20
Fuel	1	2	-55%	-1
CO2 e outros custos (líquidos)	153	85	80%	+68
Margem Bruta CAE/CMEC	666	725	-8%	-58
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	13	10	34%	+3
Mini-hídricas	38	56	-32%	-18
Margem Bruta Regime Especial	51	66	-22%	-15
Custos Operacionais Líquidos (1)	135	119	13%	+15
EBITDA	583	671	-13%	-88
Amortizações & provisões líquidas	161	174	-7%	-13
EBIT	422	497	-15%	-75
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	7	2	217%	+5
Empregados (#)	1.106	1.149	-4%	-43

CAE/CMEC: Dados-chave	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,05	1,04	1%	+0,0
Carvão	1,08	1,07	1%	+0,0
Capacidade Instalada (MW)	4.470	4.470	-	-
Hídrica	3.290	3.290	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Output (GWh)	14.631	17.160	-15%	-2.529
Hydro	4.975	9.031	-45%	-4.057
Coal	9.657	8.129	19%	+1.528

Regime Especial: Dados-chave	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	663	997	-34%	-335
Mini-hídricas Portugal	349	631	-45%	-281
Térmica em Portugal	183	214	-15%	-31
Térmica em Espanha	131	153	-15%	-22
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	88	88	-0%	-0
Térmica em Portugal (3)	31	24	31%	+7
Térmica em Espanha	58	40	44%	+18

Investimento Operacional (€M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	27	33	-19%	-6
Regime Especial	1	2	-39%	-1
Total	28	36	-20%	-7

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 13% (-€88M), para €583M em 2015, impactado pela inferior produção em mini-hídricas (-45% face a 2014), pela depreciação natural da base de activos em CAE/CMEC num contexto de baixa inflação e pelo menor impacto líquido de itens não recorrentes.

A margem bruta de CAE/CMEC recuou 8% face a 2014, para €666M em 2015, reflexo da depreciação da base de activos num contexto de baixa inflação e do impacto desfavorável de resultados com abastecimento de combustíveis, decorrente da queda de preços de combustíveis entre o momento de compra e consumo. Note-se que em resultado da nossa estratégia de cobertura de risco decorrente destas variações através de produtos derivados, este impacto é compensado ao nível de resultados financeiros.

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €160M em 2015, incluindo €4M de ajustamento referente a 2014. O desvio anual referente a 2015 (€156M) resultou essencialmente da produção hídrica abaixo da referência CMEC, resultante de recursos hídricos 26% abaixo da média de LP. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €133M, reflexo de uma produção hídrica 35% abaixo da referência CMEC. O preço médio realizado em 2015 ficou 4% aquém da referência do CMEC no período. Por sua vez, a margem bruta total da central a carvão de Sines ficou €23M abaixo da referência CMEC, na medida em que o acréscimo de remuneração resultante da superação dos níveis de disponibilidade contratada e dos investimentos em DeNOx efectuados no passado superaram o efeito de margem bruta realizada em mercado marginalmente superior à referência do CMEC (reflexo de uma produção 13% acima da referência CMEC e por de uma margem média unitária abaixo da referência do CMEC).

A margem bruta no regime especial recuou €15M, para €51M em 2015, em consequência da quebra em 45% na produção em centrais mini-hídricas, decorrente de recursos hídricos muito abaixo de 2014 e abaixo da média LP. A geração térmica na P. Ibérica diminuiu, suportada pela venda de capacidade ociosa em Espanha. Em 2015, a central mini-hídrica Ermida (7MW), adjacente à central Ribeiradio (em Portugal), entrou em operação, fazendo aumentar a capacidade instalada em centrais mini-hídricas para 164MW.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ subiram 13% (+€15M), para €135M em 2015, reflexo do impacto líquido não recorrente registado em 2014 (€12M), por conta do novo ACT e do programa de pré-reformas encetado na P. Ibérica.

As amortizações líquidas e provisões recuaram 7% para €161M em 2015, reflectindo uma menor base de activos PPA/CMEC e o efeito do registo não recorrente de provisões nas centrais térmicas de regime especial em Espanha em 2014.

Em perspectiva, importa referir o fim de CAE em 7 centrais hídricas em Portugal em 31-Dez-15. Como resultado, estas centrais (627MW, 1,7TWh de produção anual em ano hídrico médio; €52/MWh de preço implícito no CAE) passarão operar no mercado livre. Neste sentido, um total de 2,7GW de capacidade hídrica (produção em ano hídrico médio de 5,1TWh) e 1,2GW de capacidade a carvão mantêm-se sob o regime CAE/CMEC.

NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

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

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

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

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Inclui €10M de ganhos realizados em 2014 e €0,8M de ganho em 2015;

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

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	879	868	1%	+12
Produção de electricidade	594	592	0%	+2
Portugal	239	281	-15%	-42
Espanha	347	316	10%	+31
Ajustamentos	8	(5)	-	+13
Comercialização de electricidade	209	197	6%	+12
Comercialização de gás	70	85	-17%	-15
Ajustamentos	6	(6)	-	+12
Custos Operacionais Líquidos (1)	516	451	14%	+64
EBITDA	364	416	-13%	-53
Provisões	11	19	-40%	-8
Amortizações e imparidades	200	234	-14%	-33
EBIT	152	164	-7%	-12

Performance Electricidade	2015	2014	Δ%	2015	2014	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade	18.355	14.984	22%	31,8	26,0	22%
Compras de Electricidade	35.395	35.565	-0%	58,8	49,3	19%
Fontes de Electricidade	53.750	50.549	6%	50,5	43,2	17%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	977	1.502	-35%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	34.295	34.465	-0%	65,3	62,5	4%
Mercado Grossista	18.478	14.582	27%	59,5	58,4	2%
Destinos de Electricidade	53.750	50.549	6%	62,2	59,5	4%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	2015	2014	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	11,6	16,3	-29%	-4,7
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	0,8	(1,4)	-	+2,2
Margem Unitária (€/MWh)	12,4	14,9	-17%	-2,5
Volume Total (TWh)	53,8	50,5	6%	+3,2
Fontes & Destinos Electricidade	669	756	-12%	-87
Outros (5)	134	34	n.a.	+101

Total	803	789	2%	+14
--------------	------------	------------	-----------	------------

Destinos de Gás (TWh)	2015	2014	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	6,6	5,0	34%	+1,7
Vendido no mercado grossista de gás	18,8	20,4	-8%	-1,6
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	12,5	14,1	-12%	-1,6
Total	37,9	39,5	-4%	-1,6

O EBITDA das actividades liberalizadas caiu €53M, em termos homólogos, para €364M em 2015, suportado por margens menos atractivas no mercado grossista/retalho de gás (resultando na queda da margem bruta em €15M), por um aumento de impostos sobre geração na P. Ibérica, fruto de um acréscimo de produção própria e preços (+€28M de custo face a 2014); e ainda por um mix de geração mais caro, devido à escassa hidraulicidade (a produção hídrica foi responsável por 25% do total de geração vs. 41% em 2014), combinado com o impacto adverso de uma volatilidade de preços mais reduzida. Adicionalmente, a escassez de recursos hídricos em 2015 implicou um atraso no arranque de operações em novas centrais hídricas, justificando uma contribuição reduzida para o EBITDA.

A margem bruta no negócio de electricidade subiu 2% em 2015, para €803M, em resultado de uma queda da margem média unitária (de €14,9/MWh em 2014 para €12,4/MWh em 2015), um acréscimo do volume vendido (+6%) e por um aumento de outros proveitos (+€101M face a 2014, para €134M em 2015), impulsionado por: i) impacto menos adverso (face a 2014) de ajustamentos ao custo da energia fornecida em anos anteriores na comercialização; ii) subida de proveitos na geração (relacionados com CO₂ e outros); iii) aumento de proveitos com garantia de potência; e iv) um acréscimo de serviços de energia prestados. Os proveitos de garantia de potência foram reintroduzidos em Portugal (€18M em 2015, dos quais €3M referentes a 2014), enquanto em Espanha se mantiveram estáveis – ainda que num montante unitário superior. A produção hídrica caiu 27% face a 2014, penalizada por recursos hídricos 26% abaixo da média LP em 2015. A menor contribuição hídrica, a par da maior contribuição de CCGTs, justificou uma subida de 22% no custo médio de produção. Os custos operacionais líq. subiram 14% (+€64M), impulsionados por um acréscimo de impostos sobre a geração em Espanha e do clawback em Portugal (+€28M face a 2014, para €141M em 2015), pela expansão de portfólio de clientes em Portugal; e pelo impacto líquido não recorrente registado em 2015 (+€16M face a 2014).

Margem Unitária⁽²⁾⁽³⁾: A margem média antes de resultados de hedging alcançada recuou €5/MWh face a 2014, para €11,6/MWh, reflectindo um mix de abastecimento de electricidade mais caro. O custo médio da electricidade vendida subiu 17% face a 2014 (-1% no 4T15 vs. 4T14), para €51/MWh em 2015, traduzindo o menor peso de produção hídrica, substituída por produção em CCGTs, com um custo superior; e um custo médio de electricidade comprada mais alto (19% acima de 2014, em linha com o preço médio da pool mais alto). O preço médio da electricidade vendida subiu 4% em 2015, já que: (i) o preço médio de venda a clientes finais cresceu 4%, reflexo de uma alteração no mix de clientes; e (ii) o preço médio de venda em mercado grossista subiu 2% (a subida do preço pool foi parcialmente mitigado por menores proveitos obtidos em mercados complementares). De notar que, no seguimento do Despacho 4694/2014, as receitas do mercado de energia de tele-regulação em Portugal vêem o preço da banda oferecida limitado a um máximo equivalente ao preço em Espanha.

Volumes: O volume vendido cresceu 6% para 54TWh em 2015, reflexo do acréscimo de electricidade vendida no mercado grossista (+27%). A nossa produção satisfaz 54% do total das vendas a clientes finais.

O nosso abastecimento de gás em 2015 baseou-se num portfólio anual de 3,6bcm afecto a contratos de longo prazo, cuja flexibilidade tem sido melhorada através de diversas renegociações de contratos (incluindo redução de limites take-or-pay). Do 2S14 à data, as margens de trading no mercado grossista e na venda a grandes clientes industriais tornaram-se menos atractivas. Neste contexto, o volume de gás fornecido caiu 4%, para 38TWh (3,3bcm) em 2015, na medida em que as vendas em mercado grossista caíram 8% e as vendas a clientes finais caíram 12%. Por outro lado, o aumento de produção nas nossas centrais de ciclo combinado resultou num aumento do consumo de gás (+34% face a 2014).

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 em CCGTs e na venda de gás em mercados grossista/retalhista, tendo já fechado margem para mais de 75% do gás comprometido em 2016. De igual forma a EDP fechou posição para toda a produção a carvão esperada em 2016. Paralelamente, a EDP fechou vendas de electricidade a clientes finais 27TWh, com um preço médio c€55/MWh em 2016 - estes volumes excluem vendas com preço indexado ao preço da pool.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Social) + Custos custos operat. (q.g.) - (q.g.) menos custos com coberturas; custos com cob. líquidos 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)	2015	2014	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	594	592	0%	+2
Portugal	239	281	-15%	-42
Espanha	347	316	10%	+31
Ajustamentos	8	(5)	-	+13
Fornecimentos e serviços externos	64	67	-4%	-3
Custos com pessoal	47	38	22%	+9
Custos com benefícios sociais	0	1	-95%	-1
Outros custos operacionais (líq.)	180	138	31%	+42
Custos Operacionais Líquidos (1)	291	244	19%	+47
EBITDA	303	348	-13%	-45
Provisões	3	5	-33%	-2
Amortizações e imparidades	190	226	-16%	-36
EBIT	109	117	-7%	-8

Empregados (#)	576	616	-6%	-40
-----------------------	------------	------------	------------	------------

Dados-chave	2015	2014	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	18.397	15.063	22%	+3.333
CCGT	3.666	1.163	215%	+2.503
Carvão	8.946	6.414	39%	+2.532
Hidroeléctrica	4.559	6.282	-27%	-1.724
Nuclear	1.227	1.204	2%	+22
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	31,8	26,0	22%	+5,8
CCGT	66,8	106,7	-37%	-39,9
Carvão	34,3	38,0	-10%	-3,7
Hidroeléctrica	5,6	2,6	113%	+3,0
Nuclear	5,0	4,8	5%	+0,2
Factores de Utilização (%)				
CCGT	11%	4%	-	8p.p.
Carvão	70%	50%	-	20p.p.
Hidroeléctrica	21%	29%	-	-8p.p.
Nuclear	90%	88%	-	2p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	11,9	8,6	38%	+3,3

Investimento Operacional (€ M)	2015	2014	Δ%	Δ Abs.
Expansão	332	502	-34%	-170
Manutenção	40	36	10%	+3
Total	372	538	-31%	-166

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

A **produção** (não ajustada de bombagem) subiu 22% em 2015, sobretudo devido ao forte aumento na produção térmica, suportado por recursos hídricos mais fracos. Em 2015, a descida na produção hídrica (-1,7TWh) foi mais que compensada por maior produção nas centrais a carvão e CCGT (+2,5TWh cada). No 4T15, a produção aumentou 32% (+1,2TWh vs. 4T14), suportada por um acréscimo semelhante de produção a carvão e em CCGT (+0,8TWh) e por uma redução de 0,3TWh na produção hídrica. O **custo médio de produção** subiu 22%, em termos homólogos, para €32/MWh em 2015, suportado por uma actividade de bombagem mais intensa e pela substituição de produção hídrica, mais barata (25% do total da geração em 2015 vs. 41% em 2014), por produção em CCGT – tecnologia mais cara, apesar da maior diluição de custos fixos alcançada em 2015.

Carvão: A **produção** subiu 39% em 2015, em termos homólogos (+42% no 4T15, face ao 4T14), em função da maior procura térmica. O **factor médio de utilização** alcançou os 70% (+20p.p. face a 2014). A produção a partir de carvão doméstico com incentivos em Espanha terminou em 2014. O **custo médio da produção** caiu 10% em termos homólogos, para €34/MWh em 2015 (-16% no 4T15), reflexo de menor custo de carvão e de CO₂ consumido.

CCGTs: A **produção** cresceu 215% em 2015 (+1,7x no 4T15), devido à maior procura térmica. O **factor médio de utilização** subiu 8pp face a 2014, para 11% em 2015, suportado por um factor médio de utilização de 15% no 4T15 (+9pp em termos homólogos). O **custo médio de produção** recuou 37% no período, para €67/MWh em 2015, reflectindo uma maior diluição dos custos fixos de gás e por uma queda no respectivo custo variável.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica recuou 27% em 2015, devido à fraca hidraulicidade: 26% abaixo da média de longo prazo em 2015 vs. um prémio de 27% em 2014. O **custo médio de produção hídrica** subiu de €2,6/MWh em 2014 para €5,6/MWh em 2015, impulsionado por uma bombagem mais intensiva, decorrente de menores níveis de reservas hídricas. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio correspondente a um desconto de c40% face o preço à vista (quase em linha com 2014). A nossa participação de 15,5% na produção **nuclear** da central de Trillo teve um aumento na produção de 2%, com um factor médio de utilização implícito de 90% em 2015 (+2p.p. vs. 2014).

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ subiram 19% face a 2014, para €291M em 2015, impulsionados pelo aumento nos impostos sobre a geração em Espanha e dos custos com clawback em Portugal, dada a maior produção própria e preços mais altos (+€28M face a 2014) e pelo impacto líquido de efeitos não recorrentes em 2014 (+€16M nos custos face a 2014, fruto de novo ACT em Portugal líquido de custos associados a novo programa de pré-reformas e recuperação da eco-taxa nuclear). O montante total suportado com a taxa clawback, em Portugal, e impostos sobre a geração, em Espanha, ascendeu a €141M em 2015.

As **amortizações e imparidades** recuaram 16%, para €190M em 2015, impactadas por uma imparidade de €27m num activo hídrico Alvito em 2014.

O **investimento operacional** ascendeu a €372M em 2015, canalizado sobretudo para a construção de novos projectos hídricos em Portugal. O escalão a jusante do projecto do Baixo Sabor entrou em produção no 1T15 (+30MW) e o projecto de Ribeiradio (75MW) entrou em produção em Jun-15. Por força da escassa hidraulicidade, a sua contribuição para o EBITDA foi muito limitada. Os trabalhos finais de construção e enchimento de reservatório em Salamonde II (207MW) e Baixo Sabor (142MW) estavam quase concluídos no final de 2015: Salamonde II entrou em operação em Jan-16 e Baixo Sabor tem arranque previsto para o 1T16. Os restantes projectos em construção são Venda Nova III e Foz Tua, com arranque previsto no 2S16 e em final 2016/início 2017, respectivamente. Em termos de capacidade térmica, o grupo EDP investiu €29M em 2015 nos projectos de desnitrificação em curso: Aboño II e Soto III. Como parte destes projectos, espera-se que estas centrais efectuem um paragem de 2 meses, em meados de 2016. Em relação à restante capacidade a carvão, importa mencionar que Aboño I continuará a funcionar (ainda que com restrições, por não dispor de facilidades de desnitrificação), enquanto Soto II (239MW) cessou operação no final de 2015.

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

(2) Inclui custos de combustível, emissão e licenças gratuitas de CO₂, resultados de hedging;

(3) Inclui emissões de CO₂ pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos.

Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	2015	2014	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	135	185	-27%	-50
Fornecimentos e serviços externos	64	65	-1%	-1
Custos com pessoal	11	11	2%	+0
Custos com benefícios sociais	0	0	-4%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	28	28	0%	-0
Custos Operacionais Líquidos (1)	103	104	-1%	-1
EBITDA	32	81	-61%	-49
Provisões	2	14	-89%	-13
Amortizações e imparidades	4	4	-16%	-1
EBIT	26	62	-58%	-36

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	2015	2014	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	143	97	47%	+46
Fornecimentos e serviços externos	91	75	22%	+17
Custos com pessoal	12	11	10%	+1
Custos com benefícios sociais	-	-	-	-
Outros custos operacionais (líq.)	19	18	3%	+0
Custos Operacionais Líquidos (1)	122	104	17%	+18
EBITDA	21	(7)	-	+28
Provisões	7	(0)	-	+7
Amortizações e imparidades	6	3	83%	+3
EBIT	8	(10)	-	+18

Dados-chave	2015	2014	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	15.027	16.804	-11%	-1.777
Quota de Mercado (%)	8%	9%	-	-1p.p.
Cientes (mil)	774	719	8%	+55
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	497	513	-3%	-16
Cientes (mil)	238	247	-4%	-9
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	26.590	30.833	-14%	-4.242
Quota Mercado (%) (2)	3%	4%	-	-1p.p.
Cientes (mil)	837	832	1%	+5
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	17.164	15.613	10%	+1.551
Quota de Mercado (%)	43%	46%	-	-3p.p.
Cientes (mil)	3.713	3.056	22%	+657
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	4.708	3.719	27%	+989
Quota Mercado (%) (2) (3)	11%	10%	-	0p.p.
Cientes (mil)	501	389	29%	+111
Investimento Operacional (€ M)	16	20	-20%	-4
Empregados (#)	356	325	10%	+31

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

Comercialização de Energia em Espanha

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Espanha** caiu 27% (-€50M), para €135M em 2015, influenciada por margens menos atractivas no negócio grossista/retalhista de gás.

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre recuou 11%, para 15TWh em 2015 (-5% no 4T15 vs. 4T14). A estratégia da EDP de enfoque nos segmentos de clientes mais atractivos traduziu-se na expansão portfólio de clientes em 8%, com destaque no segmento residencial. A quota de mercado (incluindo apenas volume de retalho) caiu para 1pp, para 8% em 2015.

O **volume de gás** vendido caiu 14% para 27TWh em 2015 (-2% no 4T15), reflexo das margens menos atractivas nos mercados grossista/retalhista vis-a-vis as margens obtidas nas nossas centrais CCGTs (e aumento de horas de funcionamento). A quota de mercado, reflectindo apenas volumes retalhistas, recuou 1p.p. para 3% em 2015, reflexo do maior enfoque do grupo EDP nos segmentos mais atractivos.

Os **custos operacionais líquidos** recuaram 1% em 2015, para €103M, suportados por uma base de clientes estável, com maior penetração de oferta dual (electricidade+gás), e por um apertado controlo de custos.

Comercialização de Energia em Portugal

Evolução do Mercado – Em linha com as regras e o calendário definidos para a liberalização do mercado de electricidade em Portugal, o ritmo de passagem de clientes para o mercado livre foi muito forte em 2014/15: a Dez-15, o número de clientes no mercado livre tinha subido para 4,4 milhões, correspondendo a mais de 89% do consumo total.

A **margem bruta da EDP na actividade de comercialização em Portugal** subiu 47% (+€46M face a 2014), para €143M em 2015, impulsionada por um acréscimo do volume comercializado e por menor impacto de ajustamentos ao custo de energia relacionado com o fornecimento em anos anteriores, derivados de uma maior precisão alcançada em 2014 na definição de inputs determinantes do custo real de energia.

O **volume de electricidade** fornecido a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 10% em 2015 (+4% no 4T15), para 17TWh, impulsionado pela forte expansão da base de clientes (+22%). A quota de mercado no mercado livre desceu 3pp face ao período homólogo, para 43% em Dez-15, em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PME's mais atractivos. O **volume de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal subiu 27% para 4,7TWh em 2015 (+31% no 4T15), suportado pela expansão no segmento residencial livre, no âmbito do processo de liberalização. O forte ritmo de liberalização, conjugado com o sucesso da nossa oferta dual (electricidade + gás) junto de clientes residenciais, conduziu a uma subida no número de clientes para 501 mil em Dez-15 (mais 111 mil clientes face a Dez-14). A nossa quota de mercado manteve-se quase estável desde Dez-14, situando-se em 10,5% a Jun-15 (de acordo com os dados mais recentes da ERSE).

Os **custos operacionais líquidos** subiram 17%, para €122M em 2015, reflexo do processo de liberalização e da expansão da base de clientes (custos com serviço a clientes, como sejam call centers, facturação, provisionamento).

(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) Com base na informação disponível mais recente: Jun-15 e Dez-14.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	2015	2014	Δ %	Δ Abs.

Margem Bruta	1.350	1.153	17%	+196
Forn. e serviços externos	293	257	14%	+36
Custos com Pessoal	84	66	27%	+18
Outros custos operac. (líq.)	(170)	(73)	133%	-97
Custos Operacionais Líq. (1)	207	250	-17%	-43
EBITDA	1.142	903	26%	+239
Provisões	(0)	0	-	-0
Amortizações e imparidades	565	481	17%	+84
EBIT	578	422	37%	+155
Resultados financeiros	(285)	(250)	14%	-36
Resultados em associadas	(2)	22	-	-23
Resultados Antes de Impostos	291	194	50%	+97

Opex Performance	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
------------------	------	------	-----	--------

Opex/MW Médio (€mil) (2)	67,7	55,0	23%	+13
Empregados (#)	1.018	919	11%	+99

Dados Gerais	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
--------------	------	------	-----	--------

Capacid. Instalada (MW)	9.281	8.149	14%	+1132
Europa	4.965	4.231	17%	+734
América do Norte	4.233	3.835	10%	+398
Brasil	84	84	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	21.388	19.763	8%	+1625
Factor méd. utilização (%)	29%	30%	-	-1 p.p.
Preço méd. venda (€/MWh)	64	59	9%	+5
EBITDA (€ M)	1.142	903	26%	+239
Europa(3)	690	544	27%	+146
América do Norte	462	359	29%	+103
Brasil	12	15	-20%	-3
Outros & Ajustam.	(22)	(16)	39%	-6
EBIT (€ M)	578	422	37%	+155
Europa	401	275	46%	+126
América do Norte	195	157	24%	+38
Brasil	7	9	-23%	-2
Outros & Ajustam.	(25)	(19)	32%	-6
Investim. Operac. (€ M)	901	710	27%	+191
Europa(3)	182	142	29%	+41
América do Norte	646	543	19%	+103
Brasil	73	25	-	+47
Outros & Ajustam.	0	0	-75%	-

Dados da Accção	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
-----------------	------	------	-----	--------

Cotação no fim do período (€/acção)	7,25	5,40	34%	1,9
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
------------------------------------	------	------	-----	--------

Empréstimos bancários e outros (Liq.)	572	659	-13%	-87
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	3.135	2.794	12%	+342
Dívida Líquida	3.707	3.283	13%	+425
Interesses não controláveis	863	549	57%	+314
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (4)	1.165	1.067	9%	+98
Valor Contabilístico	5.971	5.782	3%	+189

Euro/USD - Taxa de fim do período	1,09	1,21	12%	-0,13
-----------------------------------	------	------	-----	-------

Resultados Financeiros (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
------------------------------	------	------	-----	--------

Juros financeiros líquidos	(189)	(205)	8%	+16
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(79)	(57)	-40%	-22
Custos capitalizados	23	27	-14%	-4
Diferenças Cambiais e Derivados	(3)	(5)	46%	+2
Outros	(37)	(10)	-	-27

Resultados Financeiros	(285)	(250)	-14%	-36
-------------------------------	--------------	--------------	-------------	------------

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Dez-15, a EDPR operava 9.637MW, 356MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com CAEs contratados ou tarifas garantidas (90% da produção) e está geograficamente disperso: 40% na América do Norte, 24% em Portugal, 21% em Espanha, e o resto em França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil. Desde 1-Set, a EDPR consolida integralmente mais 613MW em Portugal, após a aquisição de controlo sobre alguns activos da ENEOP (vs. 533MW previamente consolidados por equivalência patrimonial).

O EBITDA da EDPR cresceu 26% (+€239M), para €1142M em 2015, que inclui o impacto positivo com a aquisição e controlo sobre alguns activos da ENEOP (€125M); e abates (€72M), nomeadamente na Europa e EUA, resultante do enfoque estrito no desenvolvimento do negócio em regiões com fundamentais sólidos. Excluindo estes impactos, o EBITDA aumentou 20% vs 2014 suportado por: (i) impacto cambial (+€74M) por via da apreciação do USD face ao EUR em 20%; (ii) maior produção (+€106M) e preço médio (+€28M); e (iii) aumento dos custos operacionais resultantes da expansão do portfolio.

A produção cresceu 8% para 21TWh em 2015, suportado por +10% médio da capacidade em operação e recursos eólicos mais fracos, particularmente nos EUA e P. Iberia. O factor médio de utilização desceu 1p.p. para os 29% em 2015. O preço médio de venda aumentou 9% vs 2014 para €64/MWh, impulsionado por um USD mais forte face ao EUR, maior peso da produção contratada e aumento do preço pool em Espanha.

Os custos operacionais (fornecimentos e serviços externos + custos com pessoal) subiram 17% face a 2014 (+€54M), reflectindo o impacto cambial (+€25M). Excluindo este impacto, os custos operacionais teriam um aumento de 8%, abaixo do aumento da capacidade média em operação. Os outros custos operacionais (líquidos) diminuíram €97m, resultado de um maior rendimento dos TELs (+€74M que inclui €30M da atualização do passivo com interesses residuais post-flip em parcerias institucionais), apreciação do dólar, o os abates e o ganho da ENEOP já mencionados, e o imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha (+10% vs 2014 para €26M). O EBIT aumentou 37%, para €578M em 2015.

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

As amortizações e imparidades aumentaram (+€84M) reflectindo o impacto cambial (+€43M), as imparidades (€22M) particularmente no que refere à remanescente vida útil dos activos na Roménia; expansão de portfolio e consolidação integral com o aumento da participação nos activos da ENEOP. O investimento operacional totalizou €901M em 2015: 72% do total foi alocado à América do Norte, o principal motor de crescimento em 2015-17E; 20% foram alocados à Europa e 8% ao Brasil. O encaixe total obtido na estratégia de rotação de activos perfez €316M em 2015. A EDPR alcançou, 2 anos antes, o objectivo de €700M esperado para o período de 2014-2017 encaixando mais de €800M.

A dívida líquida da EDPR a Dez-15 ascendeu a €3,7MM (vs. €3,3MM a Dez-14), reflexo da consolidação integral dos activos da ENEOP (€142m), impacto cambial (€130M), em particular com a apreciação do USD em 12% face ao EUR em 2015, na medida em que 40% da dívida está denominada em USD, e da distribuição de dividendos e capital (€115M). A evolução da dívida líquida traduz, entre outros, o investimento no período, o encaixe proveniente de acordos de rotação de activos, e de parcerias institucionais (€242M). Os passivos relativos a parcerias institucionais ascenderam a €1.165M em Dez-15, reflectindo: a apreciação cambial, a alocação de benefícios fiscais a investidores institucionais (€174M) e o estabelecimento de novas parcerias de financiamento. Os interesses não controláveis totalizaram €863M, reflectindo as participações minoritárias em activos na América do Norte (c71% do total), na Europa (c24%) e no Brasil (c5%).

Os custos financeiros líquidos subiram 14% para €285M em 2015. Os juros líquidos pagos recuaram 8%, retratando um menor custo médio da dívida (4,3% vs. 5,2% em Dez-14), devido à renegociação de parte da dívida de longo prazo com a EDP. Os custos com parcerias institucionais cresceram €22M face a 2014, reflexo do impacto cambial e de novas parcerias institucionais. Os outros custos financeiros ascenderam a €37M, incluindo custos não-recorrentes com o cancelamento de estruturas de 'project finance' em alguns parques eólicos em operação, substituídas por dívida financeira a custos inferiores. Os resultados em associadas caíram €23M, para €-1,5M em 2015, dada a menor contribuição de associadas da EDPR em Espanha e EUA, e da consolidação integral dos activos destacados da ENEOP e controlados a partir de 1 de Set-15.

EDP Renováveis: América do Norte & Brasil



América do Norte	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,11	1,33	20%	-0,2
Capacidade instalada (MW)	4.233	3.835	10%	+398
CAE/Coberturas/Tarifa	3.689	3.281	12%	+408
Mercado	544	554	-2%	-10
Factor médio de utilização (%)	32%	33%	-	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	11.103	10.204	9%	+900
CAE/Coberturas/Tarifa	9.355	8.443	11%	+912
Mercado	1.749	1.761	-1%	-12
Preço médio de venda (USD/MWh)	51,0	50,8	0%	+0,2
CAE/Coberturas/Tarifa	52,8	52,8	0%	-0,0
Mercado	43,8	41,4	6%	+2
Margem Bruta Ajustada (USD M)	772	672	15%	+100
Margem Bruta (USD M)	553	508	9%	+45
Receitas PTC & Outras (USD M)	219	164	33%	+55
EBITDA (USD M)	513	477	7%	+35
EBIT (USD M)	216	208	4%	+8
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	717	722	-1%	-5
Inv. Operacional Bruto	717	722	-1%	-5
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	200	299	-33%	-99

Brasil	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,70	3,12	-16%	+0,58
Capacidade instalada (MW)	84	84	-	-
Factor médio de utilização (%)	30%	32%	-	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	222	236	-6%	-14
Preço médio de venda (R\$/MWh)	370	346	7%	+24
Margem Bruta (R\$ M)	79	78	1%	+1
EBITDA (R\$ M)	45	48	-5%	-2
EBIT (R\$ M)	27	29	-9%	-3
Investimento operacional (R\$ M)	270	79	-	+190
Capacidade em construção (MW)	120	120	-	-

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendeu a 4.233MW em Dez-15 (4.203MW nos EUA, 30MW no Canada). A nova capacidade instalada em 2015 (+398MW) concentrou-se nos EUA (2T15/4T15). Da capacidade instalada total, 3,7GW (87%) estão num regime remuneratório de contratação de longo prazo (CAE/Cobertura), que origina maior visibilidade na geração de fluxos de caixa. Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital em outros projectos eólicos, com uma capacidade equivalente de 179MW.

O **EBITDA aumentou 7% no período (USD35M), para USD513M em 2015**, impactado por i) aumento da produção (+9% vs 2014 para 11,1 GWh) devido ao aumento da capacidade que compensou a descida do factor médio de utilização e ii) a estabilidade do preço médio de venda de USD51/MWh. A **eolicidade** registada foi menor (32% para 33% em 2014) particularmente na região centro, justificando a descida de 1p.p. do factor médio de utilização em 2015. O **preço médio de venda** suportado pelo aumento da produção relativa ao abrigo de CAEs/Coberturas (estável em USD52,8/MWh), bem como a recuperação do preço realizado no mercado grossista (+6%, para USD44/MWh). No Canadá, o preço médio de venda foi de USD113/MWh. Os custos operacionais não-recorrentes que afectaram o EBITDA foram de USD52M devido a abates relacionados com o abandono de projectos específicos (USD46M), e à contabilização de impostos sobre a propriedade relacionados com os novos parques eólicos.

O crescimento da EDPR nos **EUA** assenta em projectos com CAE, que reforçam o perfil de baixo risco do grupo. A Dez-15, a EDPR tinha 398MW de **nova capacidade eólica** instalada nos EUA, +199MW em Waverly, Kansas; +100MW em Arbuckle, Oklahoma; +99MW em Rising Tree South, Califórnia; e 200MW de **capacidade eólica em construção** no México (consolidados pelo método de equivalência patrimonial). Os **CAEs assegurados para nova capacidade** incluem 755MW com comissionamento previsto para 2016-2017: CAE a 12 anos para 100MW em Ohio; CAE a 20 anos para 155MW em Nova Iorque; CAE a 15 anos para 250MW em Maine; CAE a 15-20 anos para 250MW no Texas.

No âmbito da **estratégia de rotação de activos**, em 2015, a EDPR concluiu: i) a venda à Fiera Axiom de uma participação minoritária num portfólio de activos eólicos de 1.101MW nos EUA (acordado em Ago-14) por um total de USD348M; ii) a venda à DIF III de uma participação minoritária num parque solar FV de 30MW na Califórnia (acordado em Mar-15) por um total de USD30M em caixa; iii) a venda à Axiom de uma participação minoritária num portfólio de activos eólicos de 1.002MW nos EUA por um total de USD308M, recebidos em Jan-16.

O encaixe obtido com **estruturas de financiamento com parceiros institucionais** ascendeu a USD268M com a venda de participações em: parque eólico Rising Three North com 99MW de capacidade instalada, (última tranche de USD43M); parque eólico Rising Three South com 99MW de capacidade instalada (+USD117M); parque eólico Arbuckle com 100MW de capacidade instalada (+USD116M). Adicionalmente, a EDPR assinou um novo acordo de financiamento de capital com a Google Inc., em Out-15, para o parque eólico de Waverly com 199MW de capacidade instalada e com a liquidação no 1T16.

No **Brasil**, a EDPR tem uma capacidade instalada de 84MW e 377MW em desenvolvimento. Dos 377MW em desenvolvimento: i) 120MW encontram-se em construção (projectos com CAE para 20 anos e preço de R\$97/MWh); ii) 117MW para Jan-18 e preço CAE de R\$109/MWh; iii) 140MW para 2018, e preço CAE de R\$199/MWh (assinado em Nov-15).

O **EBITDA da EDPR no Brasil caiu 5% face a 2014**, para R\$45M em 2015, traduzindo a queda de 2p.p. no fator médio de utilização para 30% em 2015, devido à eolicidade mais fraca, e um aumento de 7% no preço médio de venda, para R\$370/MWh, por indexação do CAE à inflação.

Em Abr-15, a EDPR e a EDP Brasil acordaram o preço de transacção de R\$190M para a aquisição da participação minoritária de 45% na EDP Brasil (inclui pagamentos de earn-out). A conclusão da venda ocorreu no final de 2015 por R\$176M recebidos pela EDP Brasil. No âmbito da parceria estratégica da EDP com a CTG, em Mai-15 a EDPR concluiu a venda à subsidiária da CTG no Brasil (CWEI Brasil), de uma participação de 49% em 84MW em operação e em 237MW em desenvolvimento. Como resultado, a EDPR recebeu R\$261M.



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



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



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

Espanha	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	+0
Factor médio de utilização (%)	26%	28%	-	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	4.847	5.176	-6%	-329
Prod. c/capac. complement (GWh)	4.438	4.747		
Produção Standard (GWh)	4.100	4.097		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	338	650		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	409	429		
Preço médio de venda (€/MWh)	76,1	67,0	14%	+9
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	45	35	30%	+10
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-	4,9		
Complemento (€M)	158	160,9		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-8,4	0,7		
Margem Bruta (€ M) (1)	367	345	6%	+21
EBITDA (€M) (1)	241	227	6%	+14
EBIT (€ M) (1)	108	94	15%	+14
Capacidade instalada (MW Equity)	177	174	2%	+3
Investimento operacional (€ M)	5	5	-1%	-0
Capacidade em construção (MW)	-	2	-	-2

Em Espanha, o EBITDA da EDPR subiu 6% no período (+€14M), para €241M em 2015, suportado por um aumento do preço médio realizado em mercado (€45/MWh em 2015 vs. €35/MWh em 2014).

A **capacidade instalada** em Espanha manteve-se estável em 2.194MW (MW EBITDA) em 2015, à qual acresceram 177MW, correspondentes à posição minoritária da EDPR noutros projectos eólicos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

A **produção eólica em Espanha** recuou 6% face a 2014, para 4,8TWh em 2015, reflexo de uma eolicidade excepcionalmente forte em 2014 (92% da produção é gerada por activos abrangidos pelo complemento de capacidade). O preço médio de venda subiu 14%, para €76/MWh em 2015, suportado por uma forte subida do preço realizado em mercado (€45/MWh em 2015) e por €158M de proveito referente ao complemento de capacidade (em 2014 registaram-se €2M relativos a ajustamentos de 2013). Com vista a reduzir a sua exposição à volatilidade dos preços de mercado, a EDPR cobriu 2,6TWh a €47/MWh para 2016 e 2,0TWh a €46/MWh para o ano 2017.

Em Portugal, a EDPR detém um portfolio de 1,2GW, incluindo 613MW resultantes da divisão de activos da ENEOP. Esta capacidade de 613MW é consolidada integralmente desde 1-Set. Anteriormente, a EDPR consolidava por equivalência patrimonial uma participação de 40% na ENEOP (533MW) e 2MW de capacidade solar. No 4T15 ocorreu a liquidação respeitante a este investimento no valor de €50M.

O **EBITDA da EDPR em Portugal** totalizou €278M em 2015 (+€143M face a 2014), incluindo um ganho de €125M subsequente à aquisição de controlo sobre alguns activos e passivos da ENEOP. A produção eólica aumentou 21%, em 2015, reflexo da consolidação de mais capacidade. O **factor médio de utilização** recuou 3p.p., para 27% vs 2014, ainda assim, acima da média de longo prazo (factor de eolicidade: 1,01 em 2015 vs 1.11 em 2014). O **preço médio de venda** caiu 3% face a 2014, essencialmente devido à já referida aquisição de controlo da ENEOP.

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

Portugal	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.247	624	100%	+623
Factor médio de utilização (%)	27%	30%	-10%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.991	1.652	21%	+339
Preço médio de venda (€/MWh)	95,0	98,3	-3%	-3
Margem Bruta (€ M)	190	166	15%	+24
EBITDA (€ M)	278	134	107%	+143
EBIT (€ M)	234	107	119%	+127
Capacidade instalada (MW Equity)	-	533	-	-533
Investimento Operacional (€ M)	16	8	92%	+8
Capacidade em Construção (MW)	-	6	-	-6



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



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

Resto da Europa	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.523	1.413	8%	+111
Factor médio de utilização (%)	27%	24%	13%	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.225	2.495	29%	+729
Preço médio de venda (€/MWh)	86	96	-10%	-10
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	468	392	20%	+77
Factor médio de utilização (%)	28%	24%	16%	4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	951	793	20%	+158
Preço médio de venda (PLN/MWh)	367	396	-7%	-29
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,18	4,18	0%	+0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	26%	22%	19%	4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.127	712	58%	+415
Preço médio de venda (RON/MWh)	321	419	-23%	-98
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,45	4,44	0%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	364	340	7%	+24
Factor médio de utilização (%)	26%	24%	7%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	785	695	13%	+90
Preço médio de venda (€/MWh)	91	90	1%	+0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	171	161	6%	+10
Factor médio de utilização (%)	27%	25%	8%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	362	295	23%	+67
Preço médio de venda (€/MWh)	114	115	-1%	-2
Margem Bruta (€ M)	272	234	16%	+38
EBITDA (€ M)	179	169	6%	+10
EBIT (€ M)	70	65	8%	+5
Investimento Operacional (€ M)	170	125	36%	+45
Capacidade em Construção (MW)	24	16	50%	+8

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, o EBITDA cresceu 6% em termos homólogos (+€10M), para €179M em 2015, suportado por um aumento da capacidade média em operação (+14%), um factor médio de utilização mais alto (+3p.p. para 27%), um preço médio de venda mais baixo (-10% face a 2014, fruto dos preços mais baixos na Roménia, com os certificados verdes a serem vendidos ao preço mínimo da banda regulatória). Em Dez-15, a EDPR tinha completado +111MW de **nova capacidade eólica** (77MW na Polónia, 24MW em França e 10MW em Itália), e tinha +24MW **em construção** em França.

Na Polónia, a EDPR opera 468MW de capacidade eólica ao abrigo de diferentes regimes regulatórios: 270MW com contratos de aquisição de energia; 122MW a receber 'preço regulado + CV' e 77MW a receber 'preço de mercado + CV', geridos de acordo com a estratégia de gestão de risco da EDPR. A **produção eólica** subiu 20%, para 951GWh, reflectindo um acréscimo da capacidade média instalada e uma subida do factor médio de utilização (+4p.p. para 28% em 2015). O preço médio de venda caiu 7% no período, para PLN367/MWh.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A produção cresceu 58% em 2015, para 1,1TWh em 2015 (69MWh solares), impulsionada pelo aumento da capacidade média em operação e por um aumento do factor médio de utilização de 4p.p., para 26%. Por sua vez, o **preço médio de venda caiu 23%**, para RON321/MWh, penalizado pela venda dos CVs ao preço mínimo da banda regulatória.

Em França, a EDPR adicionou 24MW nos últimos 12 meses (no 4T15), expandindo o portfólio para 364MW. A **produção eólica** aumentou 13% face a 2014, para 785GWh em 2015, impulsionada pela maior capacidade média em operação e por um factor de utilização mais alto (26% vs 24% em 2014). A tarifa média do período aumentou 1% face a 2014, para €91/MWh, reflectindo um contexto de baixa inflação.

Na Bélgica, os 71MW em operação registaram uma subida de 18% na produção para 152GWh, resultante do aumento do factor médio de utilização +3% (fruto do aumento da eolicidade no 4T15). O preço médio de venda diminuiu 2% para €109/MWh em 2015, suportado pela estrutura de preço dos CAEs.

Em Itália, onde a EDPR instalou 10MW nos últimos 12 meses (no 3T15), a produção cresceu 26%, suportada pela adição de capacidade e pela subida do factor médio de utilização em 2p.p., para 28% em 2015. O preço médio de venda diminuiu 1% para €118/MWh em 2015, traduzindo o menor preço associado à capacidade recentemente instalada (regime de leilão), quando comparado com o antigo regime.

Em Dez-15, a EDPR acordou com o "Investment Fund LP" – uma subsidiária da CTG – a venda de 49% da participação e de empréstimos aos accionistas, num portfólio de activos eólicos com 392MW na Polónia e 100MW em Itália, para um total de €392M. O acordo foi feito no contexto da parceria estratégica de €2MM entre a EDP e a CTG.

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

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.675	1.742	-4%	-67
Fornecimentos e serviços externos	345	379	-9%	-34
Custos com pessoal	123	134	-8%	-11
Custos com benefícios sociais	33	(35)	-	+69
Outros custos operacionais (líquidos)	143	222	-36%	-80
Custos Operacionais Líquidos (1)	644	700	-8%	-56
EBITDA	1.031	1.042	-1%	-11
Provisões	7	2	244%	+5
Amortizações e imparidades	331	340	-3%	-9
EBIT	693	700	-1%	-7

Capex & Opex Performance	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	468	513	-9%	-46
Custos control./cliente (€/cliente)	58	63	-8%	-5
Custos control./km de rede (€/km)	1.814	1.985	-9%	-171
Empregados (#)	3.867	3.916	-1%	-49
Investimento Operacional (€ M)	377	382	-1%	-5
Rede de Distribuição (Km)	258	259	-0%	-1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.306	2.317	-0%	-11
Espanha - Défice Tarifário				
Início do período	2	264	-99%	-262
Défices tarifários anos anteriores (4)	68	(262)	-	+330
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	70	2	-	+68

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás

Início do período	2.203	2.045	8%	+158
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(1.605)	(1.806)	11%	+201
Gerado no período	1.356	1.886	-28%	-530
Outros (3)	67	78	-13%	-10
Fim do período	2.021	2.203	-8%	-182

Portugal - CMEC's

Início do período	112	377	-70%	-265
(Recuperado)/Devolvido no Período	(56)	(365)	85%	+309
Gerado no período	160	100	60%	+60
Outros	0	0	n.m.	-0
Fim do período	216	112	92%	+103

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

O EBITDA das redes reguladas recuou 1%, para €1.031M em 2015 (-€11M vs. 2014), reflectindo os seguintes impactos: (i) em 2014, +€87M resultante do estabelecimento do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT), -€30M relacionado com um programa de antecipação de pré-reformas e +€8M proveniente da recuperação de taxas de ocupação do subsolo na distribuição de gás em Portugal; (ii) em 2015, +€89M decorrente da mais-valia na venda de activos de distribuição de gás em Espanha à Redexis no 1S e +€4m decorrente da recuperação de receitas reguladas de electricidade em Espanha relativas a anos anteriores. Excluindo estes impactos, o EBITDA das Redes Reguladas diminuiu 4% (-€38M) em 2015, devido a uma diminuição das receitas reguladas, parcialmente compensada por menores custos operacionais. A margem bruta diminuiu 4% em 2015 (-€67M vs. 2014), reflexo de: (i) em Portugal, uma taxa de retorno sobre o RAB mais baixa na distribuição de electricidade, em virtude da diminuição do risco soberano, e da rápida passagem de clientes para o mercado livre; (ii) em Espanha, proveitos inferiores na distribuição de gás devido à venda de activos.

Os custos controláveis recuaram 9% no período face a 2014 (-€46M), em virtude de menores custos com fornecimento e serviços externos (eficiências ao nível de trabalhos de manutenção e reparação, e custos com serviço ao cliente inferiores dada a transferência de clientes do CUR para o mercado liberalizado) e uma redução dos custos com pessoal. O investimento operacional registou uma diminuição de 1% (-€5M) em 2015, para €377M.

Em Portugal, o ano 2015 foi marcado pela redução da dívida acumulada do sistema eléctrico à EDP e a investidores financeiros, de €5,3MM em Dez-14 para €5,2MM em Dez-15. Adicionalmente, e de acordo com a versão final das tarifas de 2016 publicada pela ERSE em 15-Dez-2015, é expectável que o montante de activos regulatórios diminua €0,4MM em 2016.

Os recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP diminuíram €11M em 2015, de €2.317M em Dez-14 para €2.306M em Dez-15, influenciados por uma redução de €79M em Portugal e um aumento de €68M em Espanha.

O montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade, CUR e distribuição de gás em Portugal diminuiu de €2.203M em Dez-14 para €2.021M em Dez-15, suportado por: (1) -€844M resultante da venda sem recurso do direito do défice tarifário de 2014 e 2015; (2) +€1.511M de défice tarifário ex-ante para 2015, a recuperar em 5 anos, e de acordo com um plano de pagamentos a terminar em 2019 e remunerado a uma taxa anual de 3,01%; (3) -€761M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; (4) -€134M de novos desvios tarifários devolvidos ao sistema em 2015 relativos à distribuição e CUR de electricidade; e (5) -€22M de desvios devolvidos ao sistema na distribuição de gás em 2015. Os principais factores geradores de desvio tarifário na distribuição e CUR de electricidade em 2015, com enfoque para a distribuição de electricidade e CUR foram: (i) -€56M decorrente de um menor volume de produção em regime especial (2% abaixo da estimativa da ERSE) e sobrecusto (€60/MWh em 2015 vs. €61/MWh assumidos pela ERSE no cálculo das tarifas de 2015) face ao esperado; (ii) -€47M (montante a devolver à tarifa), devido a custos de aquisição de electricidade inferiores; e (iii) +€43M de desvio tarifário gerado na actividade de distribuição de energia eléctrica (procura inferior ao esperado, em particular durante o 4T2015, e desvios no mix de consumo).

O montante de recebimentos futuros dos CMEC aumentou de €112M em Dez-14 para €216M em Dez-15, reflexo de: (1) recuperação de €56M em 2015 através das tarifas, relacionada com desvios negativos de 2013 e 2014 e (2) €160M de desvio negativo em 2015, que deverá ser recebido ao longo de 2016-2017 (mais detalhes na página 11).

O montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha aumentou de €44M em Set-15 para €70M em Dez-15, decorrente da contabilização da componente do défice tarifário de gás relativo à EDP España, tendo o montante total do défice do sistema de gás natural espanhol no final de 2014 sido estimado em €1.011M, de acordo com uma Proposta de Ordem Ministerial de Nov-15 vs. €700M em Set-15. Ao nível do défice tarifário do sistema eléctrico Espanhol, é de salientar que, de acordo com a liquidação final da CNMC para o ano 2014, o sistema eléctrico espanhol gerou um excedente tarifário de €550M.

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

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

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

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.243	1.286	-3%	-43
Fornecimentos e serviços externos	262	287	-9%	-25
Custos com pessoal	94	102	-8%	-8
Custos com benefícios sociais	32	(40)	-	+72
Rendas de concessão	251	253	-1%	-2
Outros custos operacionais (líquidos)	(13)	(12)	-13%	-2
Custos Operacionais Líquidos (1)	626	590	6%	+35
EBITDA	618	696	-11%	-78
Provisões	8	2	238%	+5
Amortizações e imparidades	240	240	0%	+0
EBIT	370	453	-18%	-84

Margem Bruta	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	1.243	1.286	-3%	-43
Margem bruta regulada	1.240	1.278	-3%	-38
Margem bruta não-regulada	3	8	-63%	-5
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	1.186	1.201	-1%	-16
Electricidade distribuída (GWh)	44.277	43.808	1,1%	+469
Pontos de ligação à rede (mil)	6.107	6.083	0%	+24
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	55	77	-29%	-22
Clientes fornecidos (mil)	1.731	2.520	-31%	-790
Electricidade vendida (GWh)	5.675	9.247	-39%	-3.573

Investimento & Custos Operac.	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	356	389	-9%	-34
Custos control./cliente (€/cliente)	58,3	64,0	-9%	-6
Custos control./km de rede (€/km)	1.582	1.742	-9%	-160
Empregados (#)	3.340	3.358	-1%	-18
Investimento Operacional (€ M)	307	305	1%	+2
Rede de distribuição (Km)	225	224	1%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	54	60	-10%	-6

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal diminuiu 11% (-€78M), para €618M em 2015, influenciado pelos seguintes impactos em 2014: i) +€87M decorrente do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) e ii) -€27M relativo a um programa de antecipação de pré-reformas. Excluindo estes efeitos, o EBITDA diminuiu 3% (-€18M), particularmente influenciado pela diminuição da taxa de retorno sobre os activos regulados, que foi parcialmente compensada pela redução de custos operacionais no período.

Em 2015, os **proveitos regulados na actividade de distribuição** diminuíram 1% (-€16M vs. 2014) para €1.186M. Esta redução deve-se em larga medida a uma menor taxa de retorno sobre a base de activos regulados, que diminuiu de 8,26% em 2014 para 6,34% em 2015, reflectindo uma média das yields das OTs a 10 anos de Portugal de 2,6% entre Outubro de 2014 e Setembro de 2015, que compara com uma média de 3,6% definida numa base preliminar. Em 2015, a electricidade distribuída aumentou 1% face a 2014, na sequência do aumento do consumo no segmento de clientes industriais e de uma ligeira redução nas perdas da rede de distribuição.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** foram inferiores em 29% (-€22M), ascendendo a €55M em 2015, reflexo da rápida passagem de clientes para o mercado livre. Como parte das regras e calendário definidos para a extinção de tarifas reguladas em Portugal, a EDP SU deixou de poder contratar novos clientes (desde 1 de Janeiro de 2013). O volume de energia fornecida pelo CUR recuou 39% vs 2014, para 5,7TWh em 2015. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU diminuiu em 790 mil no período, para 1.731 mil em Dez-15 (representando 28% do total de clientes de electricidade), influenciado sobretudo pelo segmento residencial.

Os **custos operacionais controláveis** caíram 9% em 2015 vs. 2014 (-€34M), reflectindo eficiências ao nível dos trabalhos de manutenção e reparação, uma queda nos custos de serviço ao cliente decorrente da redução da actividade do CUR dada a transferência de consumidores para o mercado liberalizado e uma redução dos custos com pessoal. A evolução dos custos com benefícios sociais reflecte o ganho de €87M decorrente do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) e o impacto de um programa de antecipação de pré-reformas (-€27M).

O **investimento operacional** foi superior em 1% (+€2M) face a 2014, ascendendo a €307M em 2015. O TIEPI desceu consideravelmente para o melhor nível de sempre, de 60 minutos em 2014 para 54 minutos em 2015, reflectindo condições meteorológicas favoráveis bem como a eficiência e resiliência da rede de distribuição.

Em 15-Dez-2015, a ERSE publicou a versão final para as tarifas de 2016, definindo um aumento médio de 2,5% da tarifa do segmento de baixa tensão, aplicável aos clientes residenciais no mercado regulado, não abrangidos pela tarifa social, e um aumento de 0,9% da tarifa social. A tarifa social traduz-se um desconto de cerca de 20% para os consumidores vulneráveis, não tendo qualquer impacto nos custos do sistema eléctrico, dado que este é suportado pelos produtores em regime ordinário. Adicionalmente, estes clientes usufruem de um benefício social (13,8%), destinado a neutralizar o impacto da subida da taxa de IVA - valor suportado pelo Orçamento de Estado. Em Dez-15, e na sequência de um forte esforço de marketing por parte da EDP com o objectivo de aumentar o conhecimento deste benefício social, o número total de clientes com tarifa social correspondia a 100 mil, que compara com 43 mil em Dez-14.

Foram atribuídas **receitas reguladas no montante de €1.182M à actividade de distribuição em 2016** com base nos seguintes pressupostos: (1) taxa de retorno sobre a base de activos regulados (RoRAB) definida em 6,34% para 2016, numa base preliminar (vs. 6,75% em 2015), reflectindo uma yield das OTs a 10 anos de 2,6%; a taxa de retorno final dependerá da média diária das yields das OTs a 10 anos de Portugal, no período entre 1-Out do ano 't-1' e 30 Set do ano 't', com um mínimo de 6% e um máximo de 9,5%; (2) previsão de 45,1 TWh de consumo de electricidade para 2016 em Portugal (1,8% acima da electricidade distribuída em 2015) e (3) um deflator do PIB de 0,8%.

Relativamente à **actividade do CUR foram definidos, para 2016**, os seguintes pressupostos: (1) um montante de proveitos regulados de €40M em 2016; (2) numa previsão de preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado em 2016 de €53,0/MWh suportado num preço da pool estimado de €49,2/MWh; (3) um sobrecurso da produção em regime especial estimado em €59,3/MWh e (4) uma previsão de volume de regime especial de 21,6TWh (5,4% acima da produção de 2015).

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

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

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



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha				Gás Espanha				Gás Portugal				Actividade Redes Reguladas	2015	2014	% Δ	Abs. Δ
	2015	2014	% Δ	Abs. Δ	2015	2014	% Δ	Abs. Δ	2015	2014	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	167	163	2%	4	201	226	-11%	-25	64	67	-4%	-3	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	38	41	-7%	-3	30	36	-15%	-6	15	15	-3%	-1	Electricidade Espanha	660	659	0%	+1
Custos Pessoal	18	21	-15%	-3	9	10	-1%	-0	2	2	8%	0	Gás Espanha	918	1.026	-11%	-108
Custos Benefícios sociais	1	4	-79%	-3	0	1	-16%	-0	0	0	129%	0	Gás Portugal	330	319	4%	+11
Outros custos operac. (líq.)	(8)	(10)	-28%	3	(88)	(1)	n.m.	-87	0	(7)	-	8	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	49	55	-11%	-6	(48)	45	-	-93	17	10	80%	8	Electricidade Espanha	9.168	9.177	0%	-9
EBITDA	118	108	10%	10	248	181	37%	68	47	57	-18%	-11	Gás Espanha	27.093	46.970	-42%	-19,8k
Provisões	0	-	-	0	(0)	(0)	n.m.	0	(1)	0	n.m.	-1	Gás Portugal	6.907	6.876	0%	+31
Amortizações e imparidades	36	35	3%	1	39	49	-20%	-10	16	15	3%	1	Rede (Km)				
EBIT	82	73	13%	9	209	132	59%	78	31	42	-25%	-10	Electricidade Espanha	20.396	20.268	1%	+128
Investimento operacional	32	34	-4%	-1	17	21	-19%	-4	20	22	-9%	-2	Gás Espanha	7.715	10.143	-24%	-2.429
Margem Bruta	167	163	2%	4	201	226	-11%	-25	64	67	-4%	-3	Gás Portugal	4.856	4.653	4%	+203
Margem Bruta Regulada	157	156	0%	1	178	198	-10%	-20	62	64	-3%	-2	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	10	7	45%	3	23	28	-18%	-5	2	3	-29%	-1	Electricidade Espanha	297	294	1%	+3
													Gás Espanha	165	202	-18%	-37
													Gás Portugal	65	62	5%	+3

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha aumentou 10% (+€10M) em 2015, reflectindo ajustamentos de anos anteriores de 4M€. Excluindo este impacto, o EBITDA aumentou 6% (+€7M), suportado por menores custos operacionais. A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, manteve-se estável em 2015 face a 2014, em 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%, no período 2014-2020). Os termos dos proveitos regulados da EDP Espanha a vigorar em 2016 deverão ser publicados durante o 1T16.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha em 2015 ascendeu a €248M (+€68M vs. 2014), traduzindo um ganho não recorrente de +€89M respeitante à venda de activos de gás à Redexis no 1S15. Excluindo este impacto, o EBITDA recuou 12% (-€21M), reflectindo a diminuição dos proveitos regulados decorrente da exclusão do perímetro de consolidação dos activos de distribuição de gás vendidos à Redexis e os impactos da revisão do modelo de remuneração da distribuição de gás. O **volume de gás distribuído** caiu 42% em 2015 face a 2014, para 27,1TWh, devido à venda dos activos de distribuição de gás (excluindo este efeito o volume gás distribuído cresceu 3%).

De acordo com a Lei 18/2014 de Out-14, as actividades reguladas de gás cumprem períodos regulatórios de 6 anos, sujeitos a possíveis ajustamentos de 3 em 3 anos. O modelo de remuneração da distribuição de gás manteve-se, ainda que a indexação à inflação tenha sido eliminada, os proveitos permitidos foram reduzidos e estejam agora mais expostos à procura. O impacto estimado destas medidas na EDP é de €9M de 2015 e conseqüente, vs. €4,7M em 2014.

Os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2015 ascendem a **€172M**, excluindo €19M de proveitos regulados anuais atribuíveis à Gas Energía Distribución Murcia, e o perímetro dos restantes activos vendidos à Redexis no 1S15. De acordo com uma Ordem Ministerial de Dez-15, os proveitos regulados da distribuição de gás atribuíveis à EDP Espanha em 2016 permanecem estáveis em 2016, ascendendo a **€172M**.

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

ACTIVIDADES DE GÁS REGULADAS EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal diminuiu 18% (-11M€ vs. 2014), para €47M em 2015, particularmente impactado pela recuperação de taxas de ocupação do subsolo (+€8M). Excluindo este impacto, o EBITDA das actividades reguladas de gás em Portugal diminuiu 5% (-€3M), devido a receitas reguladas inferiores na actividade do CUR decorrentes da migração de clientes para o mercado liberalizado e uma taxa de retorno sobre o RAB inferior (7,94% em 2015 vs. 8,41% em 2014). O **volume de gás distribuído** permaneceu estável em 2015, atingindo 6,9TWh, reflectindo condições mais amenas do que o habitual, em particular durante o 4T15.

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

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

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	3.072	2.538	21%	+534
Fornecimentos e serviços externos	547	500	9%	+47
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	419	388	8%	+32
Outros custos operacionais (líquidos)	(960)	(283)	240%	-678
Custos Operacionais Líquidos (1)	6	605	-99%	-599
EBITDA	3.066	1.933	59%	+1133
Provisões	35	31	12%	+4
Amortizações e imparidades	470	353	33%	+117
EBIT	2.562	1.548	65%	+1013
Resultados financeiros	(668)	(316)	-111%	-352
Resultados em associadas	(114)	(71)	-59%	-42
Resultados Antes de Impostos	1.780	1.161	53%	+619

Investimento	(R\$ M)			
	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	420	370	13%	+50
Investimento Financeiro	566	186	204%	+380

	Consolidado (€ M)			
	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	831	813	2%	+18
Fornecimentos e serviços externos	148	160	-8%	-12
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	113	124	-9%	-11
Outros custos operacionais (líquidos)	(288)	(91)	218%	-197
Custos Operacionais Líquidos (1)	(27)	194	-	-220
EBITDA	857	619	38%	+238
Provisões	9	10	-5%	-1
Amortizações e imparidades	127	113	12%	+14
EBIT	721	496	45%	+225
Resultados financeiros	(181)	(101)	78%	-79
Resultados em associadas	(31)	(23)	34%	-8
Resultados Antes de Impostos	509	372	37%	+137

	(€ M)			
	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	114	119	-4%	-5
Investimento Financeiro	168	60	182%	+108

Energias do Brasil	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	12,04	8,97	34%	+3,07
Total de acções (milhões)	476,4	476,4	-	-
Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	243,0	243,0	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	4,31	3,22	-25%	+1,09
Euro/Real - Taxa média do período	3,70	3,12	-16%	+0,58
Tx de inflação (IPCA)	10,7%	3,7%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,6	1,3	-	+0,3
Custo Médio da Dívida (%)	11,9	10,9	-	1,1p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	11,7	10,8	-	0,9p.p.
Empregados (#)	2.940	2.648	11%	+292

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	5.035	2.506	101%	+2.529
Recebimentos futuros da act. Regulada	735	602	22%	+133
Interesses não controláveis	1.675	1.670	0%	+5
Valor contabilístico dos C. Próprios	5.869	4.938	19%	+931

Resultados Financeiros (R\$ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(524)	(341)	-54%	-183
Custos capitalizados	2	46	-95%	-43
Diferenças Cambiais e Derivados	(133)	(0)	-32400%	-132
Outros	(13)	(20)	32%	+6
Resultados Financeiros	(668)	(316)	-111%	-352

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') aumentou 59% no período (+R\$1.133M) para R\$3.066M nos 2015, impactado pelo ganho com a aquisição de 50% Pecém I, agora consolidado integralmente ao nível da EDPB. O ganho com a aquisição de Pecém (R\$885M) e com a venda dos activos renováveis à EDPR (R\$69M), bem como o ganho com a alienação de 50% de Jari e Cachoeira Caldeirão nos 2014 (R\$408M) foram reconhecidos ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Adicionalmente, o EBITDA da distribuição foi impactado pelo reconhecimento, em 2014, de activos regulatórios de 2013 (+R\$199M). **Ajustado por estes efeitos não-recorrentes**, o EBITDA teria crescido 59% vs. 2014 para R\$2.112M. O **EBITDA da distribuição** subiu R\$15M para R\$937M em 2015, impactado pela referida actualização no valor terminal dos activos fixos (+R\$155M vs 2014), bem como pelo referido reconhecimento dos activos regulatórios de 2013 em 2014 (+R\$199M). Ajustado por este efeito, o EBITDA da distribuição crescerá 8% vs. 2014 (+R\$59M), suportado por maiores receitas reguladas, reflexo dos reajustamentos tarifários anuais nas nossas distribuidoras. O **EBITDA da geração e comercialização** subiu 74% (+R\$548M), reflectindo: i) a consolidação integral de Pecém, desde 15 de Maio deste ano (+R\$457M), ii) melhor performance das barragens (+R\$136M vs 2014) devido a uma estratégia eficiente na gestão da sazonalidade das vendas e maior disponibilidade das centrais, bem como a um menor impacto do défice hídrico (apesar do GSF em 85% em 2015 vs. 91% em 2014) devido a menores preços de mercado (PLD de R\$288/MWh em 2015 vs. R\$690 em 2014). A performance do EBITDA em Euros foi penalizada pela desvalorização de 16% do BRL face ao EUR (-€125M de impacto).

Os **custos operacionais líquidos** caíram R\$599M em 2015 devido ao reconhecimento dos mencionados ganhos de capital ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ao nível do Opex, os custos subiram 9% fruto da consolidação de Pecém. Sem Pecém, os custos descenderiam 1%, apesar de uma inflação de 11%.

Os custos com pessoal subiram 8% vs 2014, reflexo do controlo de custos apertado. Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 9%, traduzindo a consolidação de Pecém.

Os **custos financeiros líquidos** subiram 111% no período para R\$668M em 2015, traduzindo: i) maior dívida líquida; ii) juros líquidos superiores, reflexo do aumento do custo médio da dívida em 1,1 p.p. para 11,9%; ii) menores custos capitalizados fruto da consolidação por equivalência patrimonial dos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão (por oposição à consolidação integral nos 2014); e iii) diferenças cambiais (-R\$133M) impactadas negativamente pela da apreciação do USD face ao BRL no financiamento de Pecém em USD e nas compras de electricidade (em USD) pelas distribuidoras a Itaipu (reflectidas na tarifa). A **dívida líquida aumentou 101%** vs. 2014, sobretudo devido à consolidação de Pecém com um impacto de R\$2,071M.

Os **resultados em associadas** totalizaram -R\$114M em 2015, reflectindo um aumento da contribuição negativa da central hídrica de Jari (-R\$23M em 2015) devido a ganhos adicionais em 2014 fruto do começo antecipado da operação, mas também o impacto da central a carvão de Pecém I antes da consolidação integral (-R\$84M em 2015 vs. -R\$118M nos 2014).

A Dez-15, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos 30% do seu nível máximo (vs. 19% a Dez-14). Apesar do meses de Jan/Fev-15 terem sido dos piores em termos de pluviosidade para o período, o resto do ano beneficiou de alguma recuperação e no final de Fev-16, os níveis dos reservatórios estavam acima dos 50%. A contração da procura (-0,7% em 2015), a par com a recuperação do nível hídrico dos reservatórios, permitiu a retoma do GSF e a menor geração térmica, retraindo o preço médio de electricidade (PLD) para próximo do seu mínimo. Espera-se que alguma capacidade térmica continue a funcionar em 2016, levando ainda a algum défice hídrico no ano. Contudo, o PLD espera-se que fique próximo do seu mínimo de R\$30/MWh com excepção da região do nordeste.

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

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.569	1.661	-6%	-92
Forn. e serviços externos	357	349	2%	+8
Custos c/ pessoal e benef. aos empr	294	274	7%	+19
Outros custos operac. (Liq.)	(18)	116	-	-134
Custos Operacionais Líquidos (1)	632	739	-15%	-107
EBITDA	937	922	2%	+15
Provisões	35	23	52%	+12
Amortizações e imparidades	181	187	-3%	-6
EBIT	721	712	1%	+9

Margem Bruta	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.569	1.661	-6%	-92
Receitas reguladas	1.569	1.462	7%	+107
Var. receb. futuros da act. regulada	-	199	-	-
Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)	602	199	203%	+403
Início do período	602	199	203%	+403
Desvios períodos anteriores	(425)	(110)	288%	-316
Desvio do ano (2)	773	1.449	-47%	-677
CDE/Conta ACR (3)	(214)	(937)	-77%	+723
Final do período	735	602	22%	+133
Clientes Ligados (Milhares)	3.257	3.152	3%	+105
Bandeirante	1.780	1.725	3%	+55
Escelsa	1.476	1.426	4%	+50
Electricidade Distribuída (GWh)	25.713	26.443	-3%	-730
Bandeirante	14.623	15.452	-5%	-829
Escelsa	11.091	10.992	1%	+99
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	9.354	9.903	-6%	-549
Electricidade Vendida (GWh)	16.359	16.540	-1%	-180
Bandeirante	9.259	9.639	-4%	-380
Residencial, comercial e outros	6.892	7.021	-2%	-129
Industrial	2.367	2.618	-10%	-251
Escelsa	7.100	6.900	3%	+199
Residencial, comercial e outros	5.997	5.690	5%	+307
Industrial	1.103	1.211	-9%	-108

Investimento e Custos Operac.	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	621	593	5%	+28
Custos control./cliente (R\$/cliente)	191	188	1%	+2
Custos control./km rede (R\$/km)	7	7	4%	+0
Empregados (#)	2.210	2.181	1%	+29
Invest. Operacional (R\$M)	320	303	6%	+17
Rede de Distribuição ('000 Km)	91	90	1%	+1

O EBITDA da distribuição subiu 2% vs. 2014 para R\$937M em 2015, devido a (i) incremento nas receitas reguladas (+R\$107M), reflexo dos reajustamentos tarifários anuais nas nossas distribuidoras; (ii) actualização à inflação de +R\$152M (+R\$155M vs. 2014) no valor terminal dos activos fixos registada ao nível de 'outros custos operacionais'; e (iii) apesar do efeito positivo em 2014 do registo de activos regulatórios de R\$199M relativos a 2014, ao nível da margem bruta. Ajustado por (ii) e (iii), o EBITDA da distribuição crescerá 8% vs. 2015 (+R\$59M), suportado pelo incremento nas receitas reguladas, reflexo dos reajustamentos tarifários anuais nas nossas distribuidoras.

As receitas reguladas subiram 7% (+R\$107M) para R\$1,569M em 2015 (R\$24M no 4T15 vs. 4T14), reflectindo essencialmente os reajustamentos tarifários anuais na Escelsa (+27% em Ago-14 e 2% em Ago-15) e na Bandeirante (+22% em Out-14 e 16% anunciados em Out-15).

O volume de energia vendida desceu 1% no período, traduzindo uma redução de 9% no segmento industrial bem como um menor consumo no sector do minério, químico, e automóvel. Esta redução foi parcialmente compensada pelo aumento de 1% nos segmentos 'residencial, comercial & outros', justificado sobretudo pela procura nas zonas rurais fruto do tempo seco, em especial na região de Escelsa. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre diminuiu 6% para 9,4TWh em 2015, reflexo da desaceleração da produção industrial no estado de São Paulo.

A redução da procura teve portanto um impacto ligeiramente negativo na margem bruta, o que foi parcialmente compensado pela trajectória de redução de perdas não-técnicas, apesar da crise económica no Brasil. As perdas não-técnicas na baixa tensão decresceram para ambas as DisCos: Bandeirante ficou em 10,6% (-1,6pp vs. 2014) e a Escelsa 14,9% (-3pp vs. 2014). As provisões para cobrança duvidosa cresceram em 2015 (+R\$44M vs. 2014), devido à crise económica e aos aumentos tarifários em 2014-15. A EDPB tem mitigado a situação aumentando a proximidade com os clientes com impacto positivo no último quarter (provisão para cobrança duvidosa em R\$/milhão em receita caiu 33% para a Bandeirante e 13% para a Escelsa). Adicionalmente, em 2015, a Bandeirante e a Escelsa tiveram posições contratadas confortáveis (Bandeirante 111% em 2015 vs. 101% em 2014; Escelsa 99% em 2015 vs. 89% em 2014).

A Dez-15, os recebimentos futuros da actividade regulada totalizaram R\$735M (vs. R\$602M a Dez-14 e R\$735 a Dez-15). Em 2015, foi criado um desvio tarifário negativo de R\$773M, essencialmente relacionado com custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, que foram parcialmente compensados por R\$214M de contribuições da CCEE (Conta ACR) relativas aos desvios dos meses de Nov/Dez-14; adicionalmente, foram recebidos R\$425M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro subiu R\$133M vs. Dez-14, para R\$735M a Dez-15, a recuperar através das tarifas nos próximos anos. As receitas tarifárias também beneficiaram de: i) das chamadas "bandeiras tarifárias", um mecanismo introduzido em Jan-15 no sentido de sensibilizar os consumidores para os elevados custos da electricidade; e ii) da aprovação por parte da ANEEL de aumentos tarifários extraordinários para as nossas distribuidoras, aplicáveis a partir do dia 2 de Março de 2015 (Escelsa: +33,27% e Bandeirante: +32,18%). Em termos regulatórios, o retorno sobre a base de activos está fixado em 8,1% (depois de impostos). Em Fev-15, a ANEEL propôs um custo médio de capital de 8,09%, real depois de impostos, a aplicar aos activos de distribuição aquando do 4º ciclo de revisão regulatória que começou com a Bandeirante em Outubro. De facto, a Bandeirante viu a sua Base de Remuneração Líquida revista para R\$1.667M (dos anteriores R\$1.545M).

Os custos operacionais controláveis subiram 5% no período, para R\$621M em 2015, devido a um aumento de 7% dos custos com pessoal, reflexo da actualização salarial anual (abaixo dos níveis de inflação). Os fornecimentos e serviços externos reflectem maiores despesas com O&M, TI e serviços ao cliente. Os outros custos operacionais caíram R\$134M vs. 2014, traduzindo uma reavaliação positiva do valor actual dos activos fixos (+R\$155M em 2015 vs. 2014), parcialmente mitigada por maiores provisões para clientes de cobrança duvidosa (+R\$44M vs 2014). O investimento operacional subiu 6% para R\$320M em 2015. Numa base recorrente, este investimento destina-se maioritariamente a actividades de serviço ao cliente e ao reforço da qualidade do serviço na rede.

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

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

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.423	755	89%	+669
Fornecimentos e serviços externos	123	69	77%	+54
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	69	48	45%	+21
Outros custos operacionais (líquidos)	(1)	(0)	-	-0
Custos Operacionais Líquidos (1)	191	116	64%	+75
EBITDA	1.232	638	93%	+594
Provisões	0	1	-52%	-0
Amortizações e imparidades	274	153	79%	+121
EBIT	958	484	98%	+473
Dados Chave				
	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.423	755	89%	+669
Hídrica	889	755	18%	+135
Receitas contratadas (CAE) e Outros	1.185	1.149	3%	+36
Impacto GSF (líqº de coberturas)	(295)	(394)	25%	+99
Térmica	534	-	-	+534
Receitas contratadas (CAE)	528	-	-	+528
Outros	5	-	-	+5
Capacidade Instalada (MW)	2.517	1.797	40%	+720
Hídrica	1.797	1.797	-	-
Térmica	720	-	-	+720
Capacidade Instalada (MW Equity)	187	547	-66%	-360
Electricidade Vendida (GWh)	12.057	8.260	46%	+3.797
Contratada (CAE)	11.113	8.082	37%	+3.030
Hídrica	7.718	8.082	-5%	-364
Térmica	3.394	-	-	+3.394
Outra	454	178	155%	+276
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)	169	165	2%	+4
Investimento Operacional (R\$ M)	94	60	56%	+33
Investimento Financeiro (R\$ M)	566	186	204%	+380
Empregados (#)	538	281	91%	+257
Detalhe do EBITDA (R\$ M)				
	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Pecém	457	-	-	+457
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	335	240	40%	+95
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	266	230	15%	+35
Outros (100%)	174	168	3%	+6
EBITDA	1.232	638	93%	+594
Comercialização				
	2015	2014	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	77	114	-33%	-37
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	19	10	84%	+9
EBITDA (R\$ M)	57	103	-45%	-46
Vendas electricidade (GWh)	10.600	13.052	-19%	-2.453

O EBITDA da actividade de produção no Brasil subiu 93% vs 2014 (+R\$594M) para R\$1.232M em 2015, reflectindo: i) a consolidação integral de Pecém, desde 15 de Maio deste ano (+R\$457M), ii) melhor performance das barragens (+R\$136M vs 2014) devido a uma estratégia eficiente na gestão da sazonalidade das vendas; uma melhoria na disponibilidade das centrais; e um impacto menos severo do défice hídrico e a consequente necessidade de comprar energia a preços de mercado superiores aos dos contratos de aquisição de energia (PLD de R\$288/MWh em 2015 vs. R\$690/MWh em 2014).

A margem bruta hídrica aumentou 18% vs 2014 (+R\$135M) para R\$889M em 2015, apesar de um maior défice hídrico em 2015 (GSF de 85% vs. 91% in 2014), devido a uma melhor disponibilidade das centrais e a melhoria da eficiência na alocação da produção tendo em conta a sazonalidade das vendas, quando os preços de mercado (PLD) eram particularmente elevados face aos preços dos CAEs (PLD: R\$388/MWh no 1T15 vs R\$177/MWh no 4T15). Adicionalmente, no final de 2015, a ANEEL introduziu a opção de subscrição de um seguro para os geradores hídricos, protegendo as obrigações dos PPA em caso de défice hídrico (com um custo dependente do nível de protecção). A EDPB subscreveu o seguro para um nível de c.92% para um parte dos seus activos (zero impacto se GSF baixa dos 92%). Da total garantia física do porfolio 40% subscreveu o seguro. O impacto é retroactivo a Jan-15 e permite a recuperação de R\$41M dos R\$389M de perda com o GSF em 2015 (vs. R496M em 2014). No total, considerando também as vendas de curto prazo a preços maiores (hedges), o impacto do GSF ficou em R\$295M (vs. R\$394 em 2014). Mais 7% do porfolio subscreveu o seguro, mas o impacto ocorre apenas no 1T16. A central de Jari (equivalência patrimonial) também subscreveu o seguro e recuperou R\$15M em 2015. Excluindo o impacto do GSF (líquido de hedges e seguro), a margem bruta subiu R\$36M vs 2014, reflectindo a maior produção de electricidade vendida a preços mais elevados. De notar que o CAE associado à central hídrica de Peixe Angical terminou em Jan-16, sendo que maioria da capacidade já foi vendida, enquanto uma pequena parte dos volumes pode fazer face a um eventual impacto de um baixo GSF que possa ainda ocorrer em 2016.

Pecém I é consolidado integralmente desde 15 de Maio, após a conclusão da aquisição dos 50% da participação à Eneva. A margem bruta de Pecém foi de R\$534M em 2015, dos quais R\$528M resultam de receitas com o PPA da central. Desde a aquisição de Pecém, a EDPB alcançou importantes melhorias em termos operacionais (factor de disponibilidade de 88% em 2015 vs. 71% em 2014), e em termos regulatórios (uma fórmula menos penalizadora para cálculo de indisponibilidade foi aprovada em Dez-15, permitindo a recuperação de R\$135M registados anteriormente como perdas por disponibilidade abaixo do contratado). Adicionalmente, os volumes gerados acima do volumes PPA permitem a Pecém vender o excesso de energia a preços de mercado da região nordeste

O volume de electricidade vendido subiu 46% para 12,1TWh em 2015, suportado pela consolidação de Pecém (+3,4TWh). O preço médio de venda da energia hídrica subiu 2%.

A EDPB opera 2,7GW de capacidade, dos quais 0,2GW correspondem à posição da EDPB em projectos consolidados pelo método de equivalência patrimonial. A capacidade consolidada por equivalência patrimonial refere-se a 50% na central hídrica de Santo António do Jari (373MW em parceria com a CTG). Santo António do Jari está totalmente operacional desde Dez-14. Em 2015, Jari contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$23M (50%), reflectindo o impacto negativo do baixo GSF.

O investimento operacional aumentou 56% no período para R\$94M em 2015 devido a manutenções em Pecém. De notar que os investimentos nos projectos hídricos de Cachoeira Caldeirão e São Manoel foram classificados como 'investimentos financeiros' (consolidação por equivalência patrimonial); em 2015, os investimentos financeiros totalizaram R\$552M, maioritariamente alocados à aquisição de Pecém (50% por R\$300M), mas também aos trabalhos de construção de Cachoeira Caldeirão. Cachoeira Caldeirão, um projecto de 219MW detido em 50% pela EDPB (em parceria com a CTG) e com CAE a partir de Jan-17 (~92% concluído e com entrada em operação prevista para 2016); e ii) São Manoel, um projecto de 700MW, detido em 33,3% pela EDPB (em parceria com a CTG e Furnas) – este projecto está em fase inicial de construção, com CAE a partir de Mai-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade diminuiu 33% no período (-R\$37M) para R\$77M em 2015, reflectindo menores volumes comercializados e um 2014 muito forte, que beneficiou de preços de mercado superiores e de uma maior volatilidade de preços.

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



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



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	64	66	123	75	103	146	576
Custos com benefícios sociais	0	4	33	9	11	19	77
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

2014							
(€ 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	1.153	8.618	6.409	1.171	2.851	(3.909)	16.294
Margem Bruta	790	868	1.742	1.153	813	1	5.367
Fornecimentos e serviços externos	69	206	379	257	160	(174)	897
Custos com pessoal	49	58	134	59	112	170	582
Custos com benefícios sociais	0	3	(35)	8	12	(14)	(26)
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2	184	222	(73)	(91)	28	272
Custos Operacionais	119	451	700	250	194	10	1.725
EBITDA	671	416	1.042	903	619	(9)	3.642
Provisões	8	19	2	0	10	13	52
Amortizações e imparidades (1)	166	234	340	481	113	64	1.397
EBIT	497	164	700	422	496	(86)	2.193

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.327	3.692	3.804	4.471	4.135	3.812	3.657	3.912	-12%	7%
Custo com vendas de energia e outros	(2.844)	(2.476)	(2.624)	(2.982)	(2.712)	(2.486)	(2.346)	(2.518)	16%	-7%
Margem Bruta	1.483	1.216	1.180	1.488	1.423	1.327	1.311	1.394	-6%	6%
Fornecimentos e serviços externos	202	220	221	254	207	227	224	263	3%	17%
Custos com pessoal e benefícios sociais	164	37	147	208	161	164	148	181	-13%	23%
Outros custos operacionais (líquidos)	110	(20)	91	92	67	(207)	79	18	-81%	-78%
Custos Operacionais	476	236	459	554	435	184	450	461	-17%	2%
EBITDA	1.007	980	721	935	988	1.143	860	933	-0%	8%
Provisões	7	11	4	31	1	3	6	7	-77%	22%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	324	357	334	383	337	353	369	406	6%	10%
EBIT	676	612	384	521	651	788	485	520	-0%	7%
Resultados financeiros	(147)	(98)	(208)	(118)	(208)	(156)	(262)	(207)	-75%	21%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	12	(4)	17	(10)	(2)	(22)	(2)	1	-	-
Resultado antes de impostos e CESE	541	510	192	393	441	610	222	314	-20%	42%
IRC e Impostos diferidos	180	58	35	37	82	112	42	42	12%	-0%
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	61	-	-	(0)	61	-	-	1	-	-
Resultado líquido do período	299	452	157	356	298	498	180	271	-24%	51%
Accionistas da EDP	237	397	132	274	237	350	149	177	-36%	19%
Interesses não controláveis	62	55	25	82	62	148	31	94	16%	209%

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

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

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	2015	2014	Δ MW	Δ %	2015	2014	Δ GWh	Δ %	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15
PPA/CMEC (Portugal)	4.470	4470,4	0	0%	14.631	17.160	-2.529	-15%	5.002	4.099	3.622	4.437	4.151	3.639	3.258	3.582
Hídrico	3.290	3.290	0	0%	4.975	9.031	-4.057	-45%	3.739	2.120	1.075	2.097	1.903	1.160	787	1.125
Fio de água	1.056	1.056			2.486	3.730			2.124	370	424	812	938	659	393	497
Albufeira	2.234	2.234			2.489	5.301			1.615	1.750	651	1.285	965	501	394	628
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	9.657	8.129	1.528	19%	1.263	1.979	2.546	2.340	2.248	2.480	2.471	2.457
Regime Especial (Ex-Eólico)	213	274	-62	-22%	663	997	-335	-34%	414	212	112	260	222	173	84	184
Portugal	188	181	7	4%	532	845	-312	-37%	347	178	82	238	190	138	47	158
Mini-Hídricas	164	157			349	631			278	127	39	186	138	88	4	120
Cogeração	24	24			183	214			69	50	42	52	52	50	43	38
Spain	25	93	-69	-73%	131	153	-22	-15%	67	34	30	21	33	35	37	26
Cogeração+Resíduos	25	93			131	153			67	34	30	21	33	35	37	26
Produção Liberalizada P. Ibérica	7.882	7.777	105	1%	18.397	15.063	3.333	22%	4.186	3.286	3.747	3.844	4.709	4.038	4.572	5.077
Hídrico	2.527	2.422	105	4%	4.559	6.282	-1.724	-27%	2.834	1.507	740	1.201	1.910	1.175	601	873
Portugal	2.101	1.996			3.766	5.335			2.399	1.261	673	1.001	1.495	969	541	760
Espanha	426	426			793	947			435	246	67	200	414	206	60	113
Carvão	1.463	1.463	0	0%	8.946	6.414	2.532	39%	862	1.521	2.191	1.840	2.058	1.972	2.299	2.617
Aboño I	342	342			1.875	1.679			193	317	601	568	524	63	649	639
Aboño II	536	536			4.068	3.387			597	886	992	911	922	1.053	1.077	1.016
Soto Ribera II	239	239			937	541			36	115	148	242	190	358	22	367
Soto Ribera III	346	346			2.067	807			36	203	450	119	422	497	551	596
CCGT	3.736	3.736	0	0%	3.666	1.163	2.503	215%	158	61	480	464	411	675	1.334	1.246
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			748	229			28	21	114	66	54	133	126	434
Lares (2 grupos)	863	863			1.836	278			8	3	221	46	136	429	867	403
Castejón (2 grupos)	843	843			724	368			66	17	103	182	143	98	228	255
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			358	289			56	20	43	170	77	15	113	154
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	1.227	1.204	22	2%	332	197	336	339	331	215	339	342
Eólico (Maior detalhe página 15)	9.199	8.067	1.132	14%	21.237	19.695	1.541	8%	6.101	4.833	3.382	5.380	5.757	5.006	4.106	6.367
Península Ibérica	3.439	2.816			6.834	6.826			2.330	1.539	1.203	1.754	2.004	1.529	1.387	1.915
Resto da Europa	1.473	1.363			3.155	2.436			791	513	431	701	916	700	605	934
America do Norte	4.203	3.805			11.025	10.198			2.930	2.727	1.678	2.862	2.792	2.728	2.052	3.452
Brasil	84	84			222	236			49	54	70	63	46	49	61	66
Solar	82	82	0	0%	151	67	84	124%	11	20	22	14	29	50	46	26
Brasil (Ex-Eólico)	2.517	1.797	720	40%	8.627	7.236	1.390	19%	2.341	1.650	1.322	1.923	1.624	2.247	2.226	2.530
Hídrico	1.797	1.797	0	0%	5.599	7.236	-1.638	-23%	2.341	1.650	1.322	1.923	1.624	1.638	1.091	1.247
Lajeado	903	903			2.723	3.388			1.205	814	528	841	827	829	477	589
Peixe Angical	499	499			2.005	2.386			667	458	540	721	522	497	445	541
Energest	396	396			871	1.462			469	378	254	361	274	311	169	117
Carvão (Pecém I)	720	0	720	-	3.028	0	3.028	-	0	0	0	0	0	610	1.135	1.283
TOTAL	24.364	22.469	1.895	8%	63.706	60.220	3.485	6%	18.056	14.100	12.207	15.858	16.492	15.154	14.292	17.767
Consolidado por Equity	Capacidade Instalada - MW (2)															
	2015	2014	Δ MW	Δ %												
P. Ibérica Reg. Especial (ex-eólico)	46	50	-4	-8%												
EDPR Eólico	356	886	-530	-60%												
Brasil Hídrica	187	187	0	0%												
Brasil Térmica	0	360	-360	-												
TOTAL	589	1.484	-895	-60%												

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	2015	2014	Δ GWh	Δ %
Portugal	44.277	43.808	469	1,1%
Muito Alta Tensão	2.174	2.113	61	2,9%
Alta / Média Tensão	21.035	20.730	304	1,5%
Baixa Tensão	21.069	20.965	104	0,5%
Espanha	9.168	9.177	-9	-0,1%
Alta / Média Tensão	6.945	6.795	150	2,2%
Baixa Tensão	2.223	2.382	-159	-6,7%
Brasil	25.713	26.443	-730	-2,8%
Clientes Livres	9.354	9.903	-549	-5,5%
Industrial	3.470	3.829	-359	-9,4%
Residencial, Comercial & Outros	12.889	12.711	178	1,4%
TOTAL	79.159	79.428	-269	-0,3%

Clientes Ligados (mil)	2015	2014	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.107	6.083	24,3	0,4%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,3	1,1%
Baixa Tensão Especial	34	34	0,6	1,8%
Baixa Tensão	6.048	6.025	23,5	0,4%
Espanha	660	659	0,8	0,1%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	-	0,0%
Baixa Tensão	659	658	0,8	0,1%
Brasil	3.257	3.152	105,2	3,3%
Bandeirante	1.780	1.725	54,9	3,2%
Escelsa	1.476	1.426	50,3	3,5%
TOTAL	10.024	9.894	130,3	1,3%

Redes	2015	2014	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	335.573	333.313	2.260	0,7%
Portugal	224.849	223.523	1.326	0,6%
Espanha	20.396	20.268	128	0,6%
Brasil	90.327	89.522	806	0,9%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	9,7%	10,3%	-0,6 pp	
Espanha	4,1%	4,1%	0,0 pp	
Brasil				
Bandeirante	9,0%	9,5%	-0,5 pp	
Técnicas	5,4%	5,5%	-0,1 pp	
Comerciais	3,6%	3,9%	-0,4 pp	
Escelsa	13,5%	13,7%	-0,2 pp	
Técnicas	8,2%	7,6%	0,6 pp	
Comerciais	5,3%	6,1%	-0,8 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	2015	2014	Δ GWh	Δ %
Portugal	6.907	6.876	31	0,5%
Baixa pressão	1.021	1.008	12	1,2%
Média pressão	5.861	5.845	17	0,3%
GPL	25	23	2	9,4%
Espanha	27.093	46.970	-19.877	-42,3%
Baixa pressão	8.256	7.968	287	3,6%
Média pressão	18.838	39.002	-20.164	-51,7%
TOTAL	34.001	53.846	-19.845	-36,9%

Pontos de Abastecimento (mil)	2015	2014	Δ Abs.	Δ %
Portugal	330	319	11	3,5%
Baixa pressão	324	312	12	3,9%
Média pressão	1,4	1,4	0,0	1,9%
GPL	4,1	5,0	-0,8	-16,9%
Espanha	918	1.026	-108	-10,6%
Baixa pressão	917	1.026	-108	-10,6%
Média pressão	0,7	0,7	0	-3,0%
TOTAL	1.248	1.345	-97,3	-7,2%

Redes	2015	2014	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	12.570	14.797	-2.226	-15,0%
Portugal	4.856	4.653	203	4,4%
Espanha	7.715	10.143	-2.429	-23,9%

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 4T15

EDP reconhecida pelo Carbon Disclosure Project no combate às alterações climáticas. A EDP obteve a pontuação máxima de 100 A, passando a integrar a “A Listers”, constituída por 113 empresas, 5% do conjunto das empresas avaliadas.

EDP é membro do FTSE4Good Global Index. A metodologia de avaliação assenta num conjunto de 350 indicadores agrupados em três pilares (ambiental, social e governação).

EDP Brasil mantém-se no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). Pelo 10º ano consecutivo, a EDP integra o ISE, mantido pela BM&F Bovespa, estando entre as empresas que se destacam pelo compromisso com a sustentabilidade, equidade, transparência e prestação de contas.

"Preparing EDP for The Breakthrough Challenge" com John Elkington. Foi promovido um *Sustainability Talk* para estimular o debate interno sobre o novo paradigma económico mundial e os riscos e oportunidades para a EDP. A contribuição do sector privado para uma economia de baixo carbono também foi abordada, com a participação de Maria Mendiluce (Directora do WBCSD - *Climate & Energy*).

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

	2015	2014	Δ %
Índice Sustentab. (a) (b)	97	105	-7%
Comp. Ambiental Peso %	83 33%	102 33%	-19%
Comp. Económica Peso %	105 37%	105 37%	0%
Comp. Social (b) Peso %	104 30%	107 30%	-3%

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

Métricas Económicas (b)

	2015	2014	Δ %
Valor Económico (€M)	17.278	17.672	-2%
Distribuído	15.163	15.373	-1%
Acumulado	2.115	2.299	-8%
Prov. Serv. Energ.(€M)(1)	1.008	962	5%
Serv. Eficiência Energ. (c)	80	68	17%

Métricas Sociais (b)

	2015	2014	Δ %
Empregados (d)	12.084	11.798	2%
Formação (horas)	443.105	516.659	-14%
Acidentes em Serviço	49	33	48%
Ind. Gravidade (Tg)	106	119	-10%
Ind. Frequência (Tf)	2,3	1,6	45%
Ind. Freq. EDP+PSE (Tf)(e)	3,3	3,7	-10%

Métricas Ambientais (b)

Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (f)	24.783	16.522	50%
NOx	24,4	16,4	49%
SO2	24,2	14,4	68%
Partículas	1,406	0,586	140%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2 (f)	391,2	275,6	42%
NOx	0,39	0,27	41%
SO2	0,38	0,24	59%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	24.815	16.551	50%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	2.641	2.214	19%
Outras emissões indirectas (Âmbito 3)	20.299	15.065	35%
Consumo de Energia Primária (TJ) (g)	252.345	161.512	56%
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	90%	96%	(6 p.p.)
Utilização de Água (103 m3)	1.750.160	1.633.540	7%
Total Resíduos (t) (h)	642.362	362.031	77%
Matérias Ambientais (€ mil)	104.620	83.670	25%
Investimentos	53.901	39.025	38%
Despesas	50.719	44.645	14%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	35	78	-56%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2 (b)

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (i) (GWh)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produção Contratada L.T.	12.392	7.399	0,98	0,91	12.684	8.129
Carvão Portugal (PPA/CMEC)	8.684	7.399	0,90	0,91	9.657	8.129
Carvão Brasil (Pecém)						
Produção Liberalizada	11.931	8.647	0,95	1,14	12.612	7.577
Carvão Espanha (Aboño, Soto)	10.472	8.142	1,17	1,27	8.946	6.414
CCGT Ibéria	1.459	505	0,40	0,43	3.666	1.163
Regime Especial	460	476	0,39	0,36	1.184	1.305
Cogeração + Resíduos	460	476	0,39	0,36	1.184	1.305
Produção Térmica	24.783	16.522	0,94	0,97	26.480	17.011
Produção Livre de Emissões de CO2					36.870	42.943
Total Emissões de CO2			0,39	0,28	63.350	59.954

(a) Inclui apenas Serviços de Eficiência Energética (em 2014 designado por Facturação de Serviços de Energia), considerando apenas apoios públicos reconhecidos em resultados do exercício.

(b) Os valores de 2015 reflectem a consolidação de Pecém em 100% desde Maio.

(c) Serviços de Eficiência Energética. Indicador anteriormente designado por Facturação de Serviços de Energia. Valor de 2014 recalculado para reflectir alterações metodológicas.

(d) Incluidos órgãos sociais executivos.

(e) PSE: Prestadores de Serviços Externos.

(f) Não inclui a frota automóvel e consumo e perdas de gás natural.

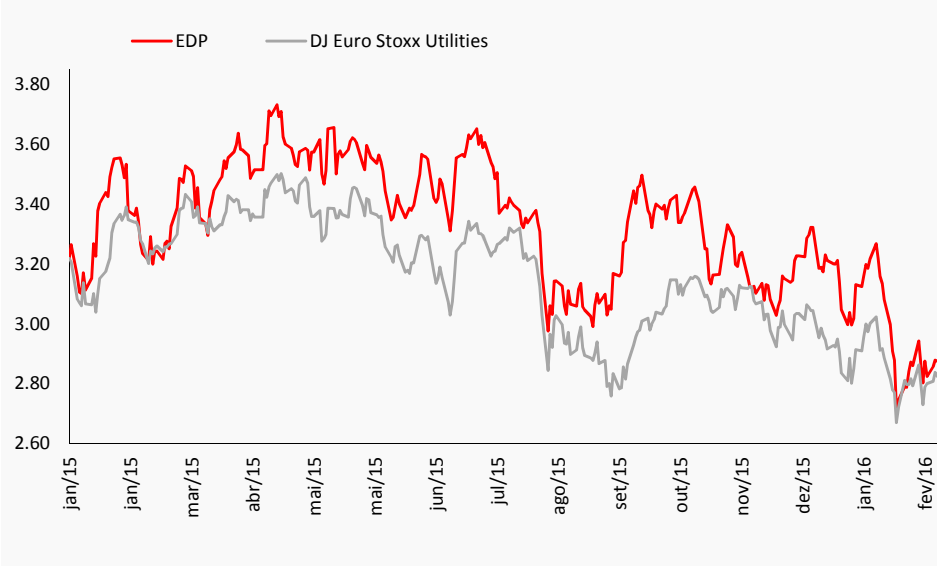
(g) Incluidos frota automóvel.

(h) Resíduos encaminhados para destino final.

(i) Inclui vapor (2014: 938 GWh vs 2015: 871 GWh).

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

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



EDP em Bolsa	YTD	52W	2014
02-03-2016			
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	2,875	2,875	3,218
Max	3,332	3,749	3,749
Min	2,702	2,702	2,620
Média	3,014	3,304	3,286
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	1.098	6.059	4.896
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	25	23	19
Volume Transaccionado (milhões de acções)	364	1.834	1.490
Volume Médio Diário (milhões de acções)	8,3	7,0	5,7

Dados Acções EDP	2015	2014	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,4	23,3	-7,9%

Principais Eventos EDP

- 19-Jan:** Fitch mantém rating da EDP em "BBB-" e outlook em estável
- 30-Jan:** Standard & Poors mantém rating da EDP em 'BB+' e revê outlook para positivo
- 30-Jan:** Conclusão da venda de activos de distribuição de gás em Múrcia à Redexis
- 3-Fev:** José de Mello comunica redução de participação qualificada
- 13-Fev:** Moody's sobe rating da EDP para "Baa3" com outlook estável
- 27-Fev:** ANEEL aprova revisões tarifárias extraordinárias EDP Bandeirante (de 32,18%) e EDP Escelsa (33,27%)
- 27-Fev:** EDP contrata empréstimo de 2.000M€
- 18-Mar:** EDP anuncia que encaixará 500M€ pela securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- 16-Abr:** EDP emite obrigações no montante de 750M€ com vencimento em abril de 2025
- 21-Abr:** Assembleia Geral Anual da EDP
- 14-Mai:** Pagamento de um dividendo bruto de €0,185 por acção relativo ao exercício de 2014
- 15-Mai:** EDP Brasil conclui a compra da participação da ENEVA na central de Pecém I
- 15-Mai:** Capital Group comunica a sua participação qualificada na EDP
- 18-Mai:** EDP vende 186 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 19-Mai:** EDPR conclui venda à CTG de participações minoritárias em parques eólicos no Brasil
- 22-Jun:** EDPR analisa programa complementar de rotação de activos
- 15-Jul:** EDP Brasil anuncia venda de duas centrais mini-hídricas no Mato Grosso do Sul
- 5-Ago:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Escelsa com efeito médio de 2,04%
- 19-Ago:** EDPR informa sobre deliberação da Autoridade da Concorrência sobre a ENEOP
- 10-Set:** EDP fixa cupão de emissão de instrumentos representativos de dívida subordinada no montante de EUR 750 milhões
- 14-Out:** Standard & Poors afirma rating da EDP em "BB+" e outlook positivo
- 20-Out:** ANEEL aprova revisão tarifária periódica da EDP Bandeirante com aumento médio da tarifa de 16,14%
- 05-Nov:** Fitch mantém rating da EDP em "BBB-" e Outlook em estável
- 06-Nov:** EDP adquire participação de 25,3% na Portgas
- 09-Nov:** EDP aliena participação de 19,83% na Setgas
- 12-Nov:** Comunicação de Participação Qualificada - Guoxin
- 26-Nov:** EDPR anuncia nova transação de rotação de activos e supera o objectivo para 2014-17
- 14-Dez:** EDP vende 93 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 15-Dez:** ERSE divulga tarifas finais para a energia eléctrica em 2016
- 28-Dez:** EDP anuncia a alienação de participação minoritária em activos eólicos na Polónia e Itália
- 28-Dez:** EDP Brasil anuncia decisão relativa a proposta para renegociação do risco hidrológico
- 29-Dez:** EDP vende 100 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